

Nuläget på elmarknaden

December 2021

Innehåll

| | |
|--|----|
| Sammanfattning | 5 |
| 1 Internationell utveckling | 7 |
| 1.1 Den ekonomiska utvecklingen i Sverige och världen..... | 7 |
| 2 Utvecklingen på den nordiska elmarknaden | 10 |
| 2.1 Elpriser | 10 |
| 2.2 Prispåverkande faktorer | 14 |
| 2.3 Terminspriser | 32 |
| 3 Slutkundspriser | 33 |

Sammanfattning

Systempriset på den nordiska elbörsen, steg från 122,9 EUR/MWh vecka 47 till 156,9 EUR/MWh vecka 48. Detta är en ökning med 28 procent. Det genomsnittliga månadspriset ökade från 57,2 EUR/MWh i oktober till 84,1 EUR/MWh i november vilket är en uppgång med 47 procent. Priserna i elområde SE1 och SE2 ökade med 70 % under vecka 48 jämfört med vecka 47 och uppgår till 143 EUR/MWh. Genomsnittspriset för vecka 48 uppgick till 170,6 samt 170,7 EUR/MWh för SE3 respektive SE4. Detta var en uppgång med drygt 23 procent jämfört med föregående veckan. Det genomsnittliga månadspriset i SE3 under november månad uppgick till närmare 83 EUR/MWh. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige är fortsatt stora och i elområde 4 har medelpriset varit drygt 2,5 gånger högre än i SE1 och SE2 under november.

Sammantaget kan prisutvecklingen den senaste tiden förklaras av höga fossilbränslepriser, relativt svag hydrologisk balans, tidvis högre efterfrågan (last) och lägre vindproduktion. Detta utvecklas kort nedan:

- **Höga fossilbränslepriser:** Stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och höga utsläppsrättspriser har utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna den senaste tiden i både Tyskland och Norden. Priserna på både naturgas och utsläppsrätter har ökat under perioden vecka 45-48. Fossila bränslepriser samt priser på utsläppsrätter påverkar den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Utvecklingen accentueras av den stärkta marknadskopplingen som har skett under året genom nya överföringsförbindelser mellan Norge och Tyskland och mellan Norge och Storbritannien.
- **Hydrologi:** Den hydrologiska balansen i Norden har försvagats något de senaste fyra veckorna (V45-48) samtidigt som fyllnadsgraden för Sverige och Norge relativt normalen har minskat jämfört med vecka 44. Sammantaget innebär detta en press uppåt för elpriserna. □
- **Elefterfrågan:** Sammantaget har elefterfrågan ökat de senaste veckorna bland annat beroende på lägre temperatur som innebär mer el till uppvärmning. Även jämfört med föregående år har elefterfrågan ökat. Den ökande efterfrågan på el innebar ett tryck uppåt på elpriserna.
- **Vindproduktion och vattenkraftproduktion:** Under större delen av vecka 47 samt början av vecka 48 var vindproduktionen lägre än motsvarande period förra året. Detta inträffade ungefär samtidigt som temperaturen sjönk och lasten därmed ökade. Samtidigt begränsades

vattenkraftproduktionen i norr på grund av isbildning. Dessa utbudsrelaterade faktorer bidrog sålunda till de höga elpriserna.

Tillgängligheten i svensk och finsk kärnkraft under november månad har uppgått till 100 procent och har således inte bidragit till de höga elpriserna.

Terminspriset i Norden (system) för kvartal 1 2022 stängde på närmare 116 EUR/MWh den 14 december medan motsvarande kontrakt i Tyskland (EEX, settlement) låg på 279 EUR/MWh. Dessa prisnivåer är främst drivna av att fossilbränslepriserna och utsläppsårspriserna förväntas förbli höga vilket ökar de kortsiktiga marginalkostnaderna i fossila kraftverk. Då den hydrologiska balansen i Norden inte förväntas stärkas den närmsta veckan bidrar därmed inte hydrologin till att motverka prisuppgången i Norden. Priserna på årskontrakten är lägre än de kortare kontrakten vilket reflekterar förväntningar om lägre men fortsatt relativt höga fossilbränslepriser och en normaliserad hydrologi.

Under oktober ökade det rörliga elpriset för en lägenhetskund i SE3 till 94 öre/kWh medan det för en kund i villa med elvärme uppgick till 79 öre/kWh. Detta är 49 respektive 47 öre/kWh lägre än föregående månad.

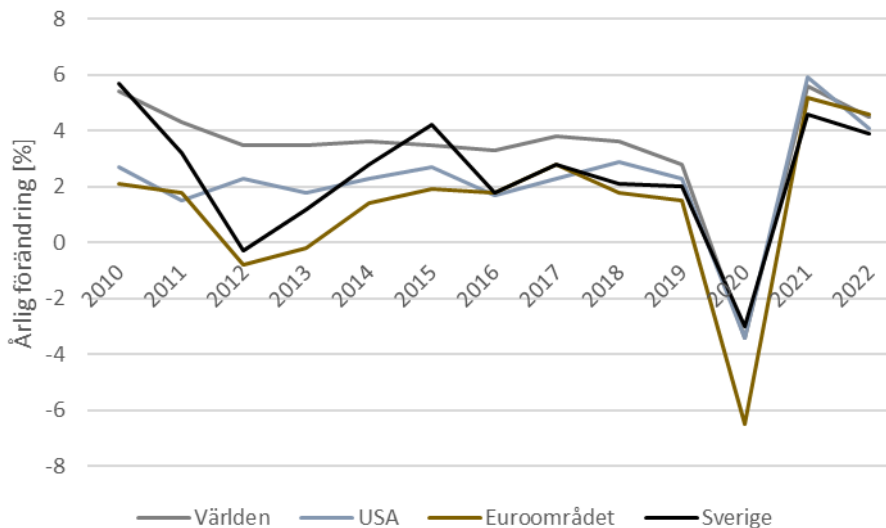
1 Internationell utveckling

1.1 Den ekonomiska utvecklingen i Sverige och världen.

Den ekonomiska utvecklingen på kort sikt påverkar elmarknaden på åtminstone två olika sätt. För det första så leder en ökad ekonomiska aktivitet till att efterfrågan på el ökar genom att näringslivet och framförallt industrin producerar mer varor och tjänster men även att hushållens konsumtionsutrymme ökar. För det andra innebär en förbättrad ekonomi i regel en press uppåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa.

I det här avsnittet presenteras dels statistik och prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet, dels indikatorer på månadsbasis från SCB och Eurostat för att få en uppfattning om den kortsiktiga utvecklingen i ekonomin. Konjunkturinstitutet prognostiserar att BNP i Sverige förväntas öka med 4,6 procent under 2021 vilket är den högsta tillväxttakten på många år och en stor förändring jämfört med år 2020 då coronapandemin drabbade Sverige och världen. Även för resten av världen blir den ekonomiska tillväxten hög under 2021. För 2022 så förväntas tillväxttakten fortsatt vara hög men avta något och uppgå till 3,9 procent i Sverige. Coronaviruset och risken för nya restriktioner är fortfarande en betydande osäkerhetsfaktor för utvecklingen framåt.

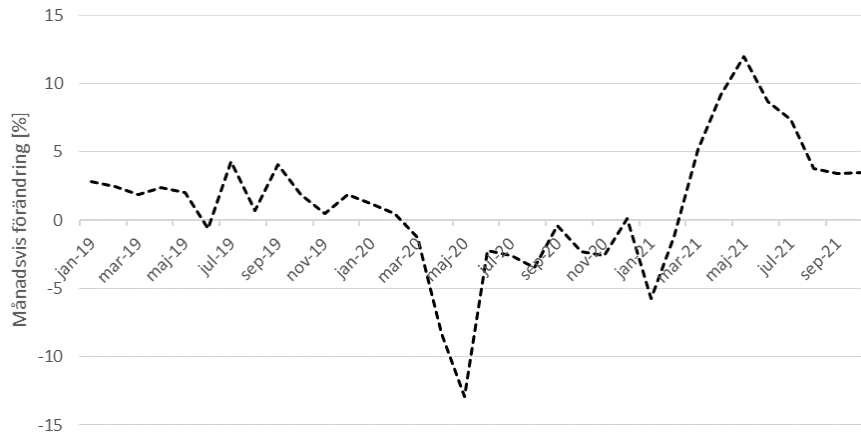
Figur 1 BNP historiskt och prognos för innevarande och kommande år, fasta priser, kalenderjusterade värden, procentuell förändring



Källa: Konjunkturinstitutet

För att få en ögonblicksbild över hur ekonomin utvecklar sig per månad går det att titta på SCB:s BNP-indikator¹. Enligt indikatorn var tillväxten 3,5 procent i Sverige i oktober ungefär på samma nivå som i september.

Figur 2 BNP- indikator för Sverige, faktisk (ej säsongsjusterade)

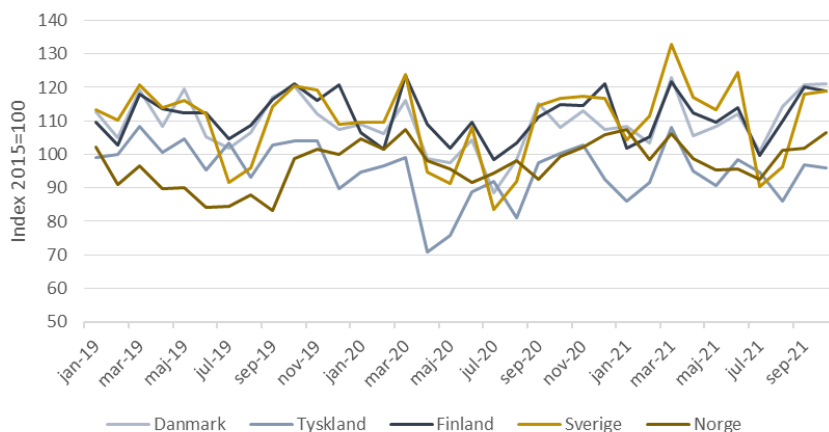


Källa: SCB

Under 2021 har industriproduktionen, som förklarar en del av variationen av elanvändningen inom industrin, återhämtat sig och produktion väntas under 2021, enligt Konjunkturinstitutets senaste prognos, öka med 7,6 procent för industrin i Sverige. Eurostat publicerar ett industriproduktionsindex för samtliga länder i EU. Sedan sommaren har indexet ökat för de nordiska länderna medan man inte ser samma ökning i Tyskland. Mellan oktober och september är det dock i princip bara en ökning för Norge.

¹ BNP-indikatorn ger en tidig bild av utvecklingen i bruttonationalprodukten, BNP. Den sammanställs månads- och kvartalsvis baserat på ett mer begränsat och preliminärt statistiskt underlag än de ordinarie kvartalsvisa nationalräkenskaperna

Figur 3 Industriproduktion, månatlig (faktisk, ej säsongrensad eller kalenderkorrigerad) i Norden och Tyskland, index 2015=100



Källa: Eurostat, SCB

Sammantaget visar de prognoser görs över BNP och den årliga industriproduktionen på en kraftig ökning under 2021 jämfört med 2020. Även under 2022 så väntas BNP stiga om än inte lika kraftigt som under 2021. Detta leder i sin tur till en ökad efterfrågan på el men det påverkar även elmarknaden i form av högre bränslepriser (till följd av ökad efterfrågan på fossila bränslen).

2 Utvecklingen på den nordiska elmarknaden

2.1 Elpriser

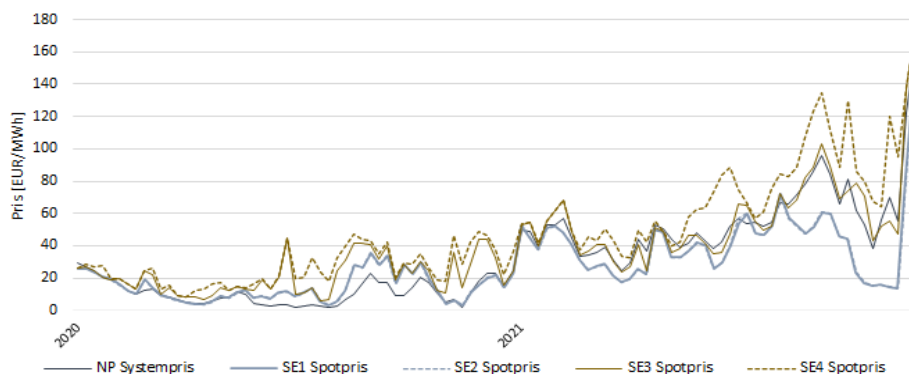
Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996 vilket innebar att konkurrens infördes i handel och produktion av el. Nätverksamheten utgörs dock av ett reglerat monopol. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan och fastställs timme för timme för nästkommande dygn på Nord Pools spotmarknad. Förutom Sverige ingår Norge, Finland, Danmark samt de baltiska länderna i Nord Pool-området. Jämviktspriset motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsenheten som krävs för att möta efterfrågan under en specifik timme inom Nord Pool-området². Prisskillnader kan dock uppstå mellan olika elområden då det finns bristande överföringskapacitet vilket innebär att marknaden måste delas. I det fall sätts dels ett pris för varje delområde samt ett systempris som skulle gälla om inga begränsningar i överföringen fanns. På lång sikt, i takt med att äldre produktion avvecklas och/eller efterfrågan ökar, körs elproduktionsenheter med en högre marginalkostnad allt oftare för att täcka efterfrågan och elpriset stiger. Nyinvesteringar sker då elpriset (kortsiktig marginalkostnad) har stigit så att det motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden (inklusive kapitalkostnader) för den billigaste teknologin.

2.1.1 Spotpriser

Elpriserna, definierat som veckomedelvärde, uppnådde sin högsta nivå under vecka 48. Spotpriset var som högst i SE4 och SE3 där de uppgick till 171 EUR/MWh medan elpriserna i de norra elområdena (SE1 och SE2) var något lägre och uppgick till 143 EUR/MWh. Systempriset uppgick till 157 EUR/MWh. Spotpriset i Tyskland låg på nästan 169 EUR/MWh d.v.s. marginellt under priserna i SE3 och SE4.

² Det kan också vara efterfrågefleksibilitet som är prissättande vissa timmar.

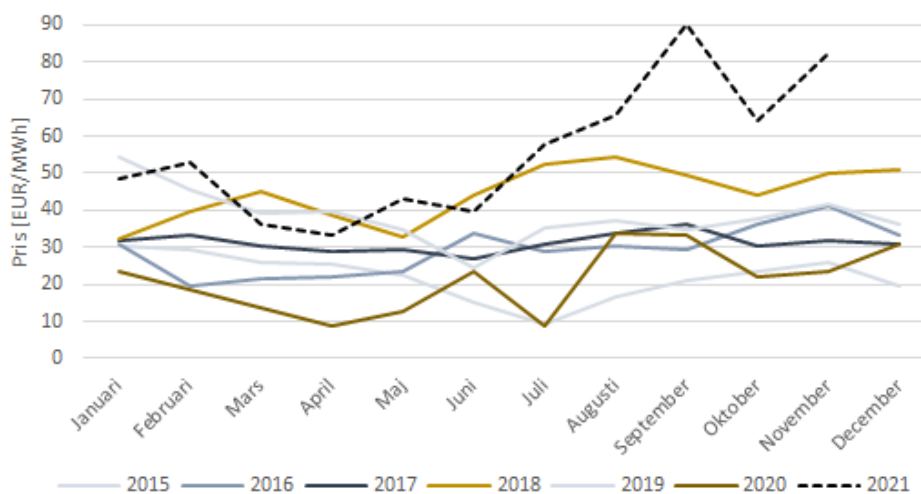
Figur 4 Veckopriser fram till vecka 48, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Utifrån Figur 5 nedan kan det ses att månadsmedelpriset i SE3 har varit högre under juli-november än under motsvarande period de sex föregående åren. Under november uppgick det genomsnittliga priset till nästan 83 EUR/MWh.

Figur 5 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till november 2021, EUR/MWh



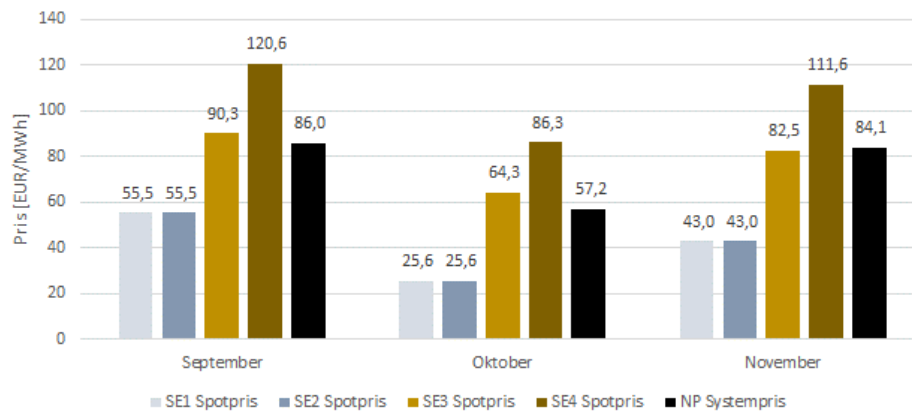
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Systempriset för november ökade jämfört med oktober. Samma trend gällde för samtliga svenska elområden. Priserna är dock lägre än de toppnoteringar som noterades i september. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige är fortsatt stora och i elområde 4 är medelpriset drygt 2,5 gånger högre än i SE1 och SE2.

Sammantaget förklaras prisutvecklingen av höga fossil- och CO₂-priser (speciellt naturgaspriser), kallare än normalt väder samtidigt som vindkraften producerade lägre än normalt under vecka 47-48, en relativt svag hydrologisk balans samt, i viss mån, nord-sydliga begränsningar i det svenska transmissionsnätet som förstärker prisskillnaderna mellan

norr och syd. Detta faktorer beskrivs mer ingående under delkapitlet Prispåverkande faktorer.

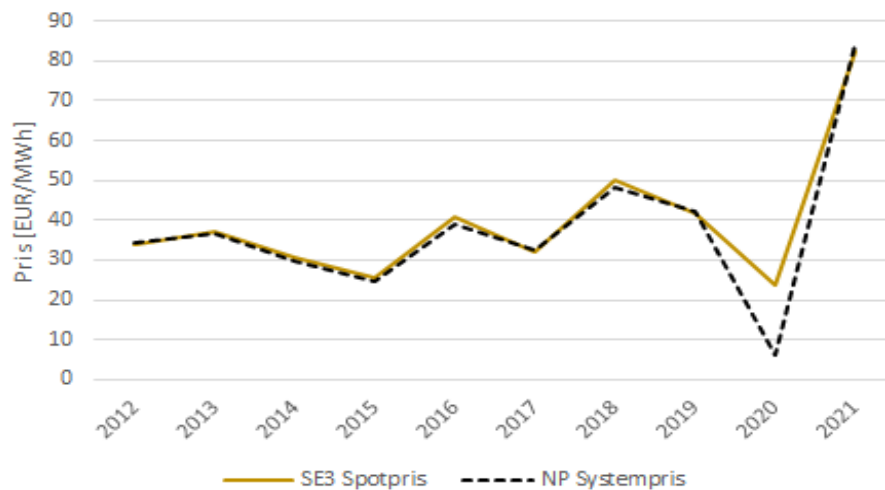
Figur 6 Månadsmedelpris för SE1-SE4 samt Nord Pool systempris i september-november 2021, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för november i SE3 har i grova drag följt systempriset från 2012 med undantag för pandemiåret 2020 då medelpriset i SE3 väsentligt översteg systempriset.

Figur 7 Månadsmedelpris spot för november för SE3 och systempriset, EUR/MWh

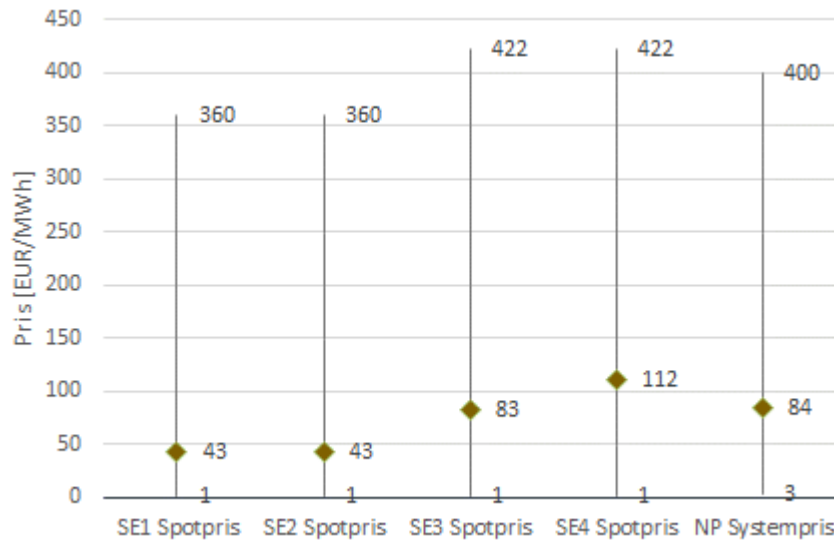


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under november inträffade den 29:e klockan 16 för SE1 och SE2 då det uppgick till 360 EUR/MWh. För systempriset samt SE3 och SE4 inträffade det högsta timpriset timmen efter. I SE3 och SE4 uppgick det högsta timpriset till 422 EUR/MWh. Detta redovisas i Figur 8 nedan.

De lägsta priserna i november månad inträffade den 7:e klockan klockan 4 på natten då spotpriset uppgick till nästan 1,5 EUR/MWh i alla elområden i Sverige.

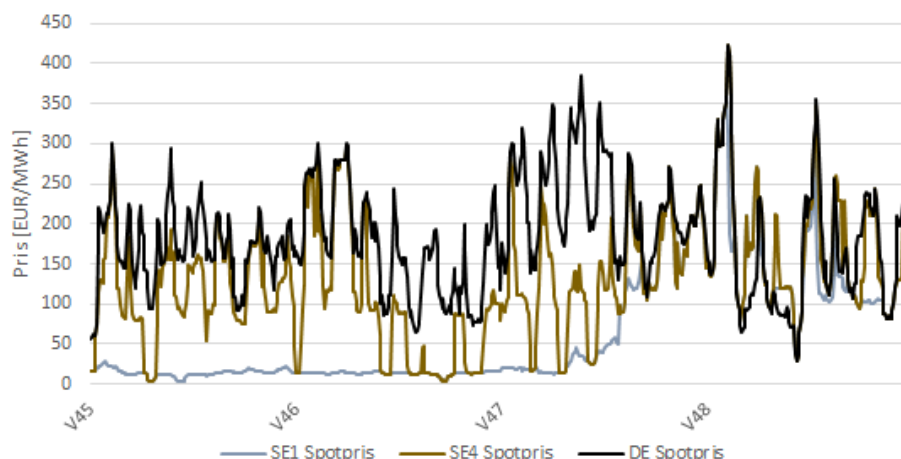
Figur 8 Högsta-, lägsta- och medeltimpris, SE1-SE4 samt systempriset, november månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 9 nedan redovisas de timvisa priserna i SE1, SE4 samt Tyskland under vecka 45-48 2021. Det kan ses att prisstrukturen i SE4 i hög grad liknar Tysklands. Detta beror på den svaga effektbalansen i SE4 i kombination med flaskhalsar i överföringen från mellersta Sverige samt kopplingen till termiska områden som exempelvis Tyskland via överföringskablar. Vidare kan det noteras att priserna i Tyskland i högre grad än i SE1 uppvisar en dygnsmässig variation med högre elpriser under dagen då lasten är hög än under natten. Att prisstrukturen är jämnare i SE1 är ett resultat av en stor andel vattenkraftsproduktion med reglerförmåga i området. Prisnivån i SE1 under vecka 45, 46 samt delar av 47 är också väsentligt lägre vilket är ett resultat av bristande möjligheter att föra ner kraft söderut.

Figur 9 Timvisa priser i SE1, SE4 samt Tyskland (DE), vecka 45-48 2021, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2.2 Prispåverkande faktorer

2.2.1 Bränslepriser och CO2-priser

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna samt utsläppsrättspriserna är av stor betydelse för elmarknaden eftersom de påverkar de rörliga kostnaderna i fossilbränslebaserade kraftverk.

Under vecka 48 föll oljepriset relativt kraftigt bl.a. till följd av oro för den ökande smittspridningen av Omikronvarianten av covid-19 skulle dämpa efterfrågan. Under vecka 49 har priserna stigit något efter tecken på stärkt efterfrågan. Frontmånadskontraktet för Brent uppgick till nästan 75,2 USD/fat den 10 december.

Figur 10 Brent och WTI råolja leverans nästa månad [USD/fat]



Källa: SKM Market Predictor (NYMEX settlement för Brent och NYMEX Last för WTI)

Kolpriset uppgick till 130,5 USD/fat under vecka 49, en uppgång från 119,3 USD/fat vecka 48. Detta beror på en relativt stark internationell efterfrågan samt ökad efterfrågan på kol i Europa p.g.a. förbättrad lönsamhet för kolbaserad elproduktion. Priserna är dock väsentligt lägre än de toppnivåer som noterades under vecka 40 och vecka 41. Sammantaget har de det genomsnittliga kolpriset legat på ca 134 USD/ton under vecka 46-49 med den lägsta samt högsta dagsnoteringen på 111 respektive 160,75 USD/ton.

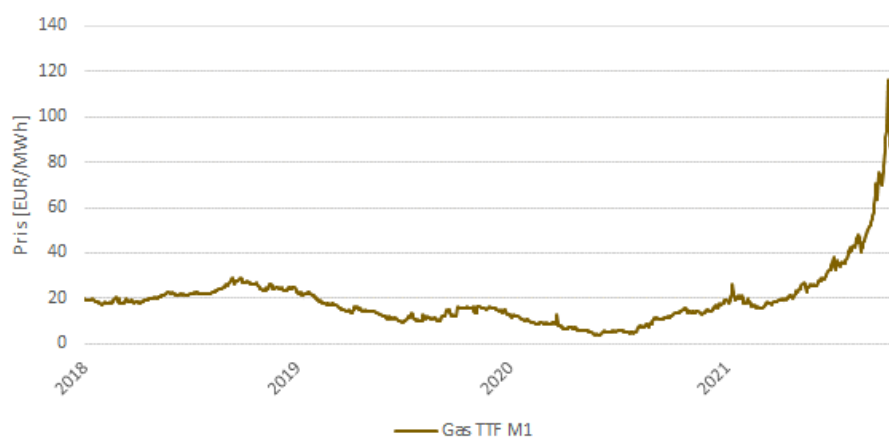
Figur 11 Kolpriser API2 leverans nästa månad [USD/ton]



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Läget i det globala naturgasutbudet är fortsatt ansträngt. Priserna på den nordvästeuropeiska gasmarknaden har ökat under vecka 48 och genomsnittspriset den 10 december för TTF M1 (leverans nästa månad) uppgick till 105,78 EUR/MWh vilket är den högsta nivån de senaste fyra veckorna. De europeiska gaslagernivåerna är fortsatt låga vilket innebär en viss osäkerhet hos marknadsaktörerna inför vintern.

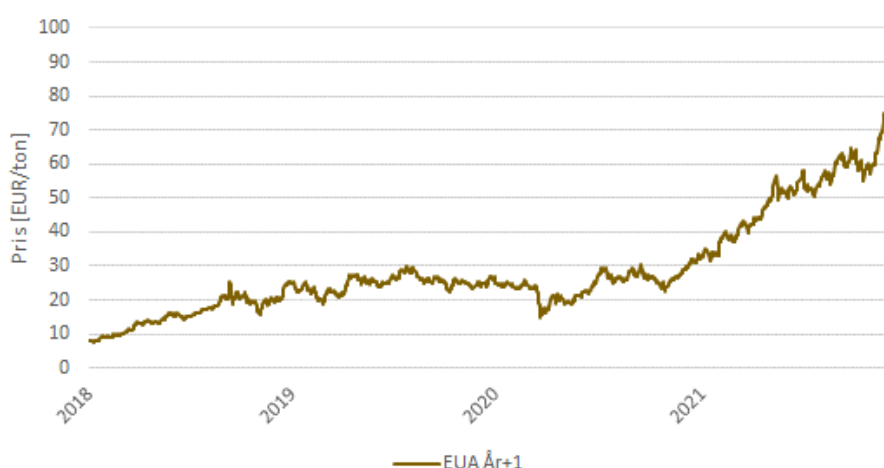
Figur 12 Gaspriser TTF leverans nästa månad [EUR/MWh]



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsriktpriset har stigit de senaste fyra veckorna och det genomsnittliga priset den 10 december uppgick till 83.13 EUR/ton.

Figur 13 EU ETS [EUR/ton]



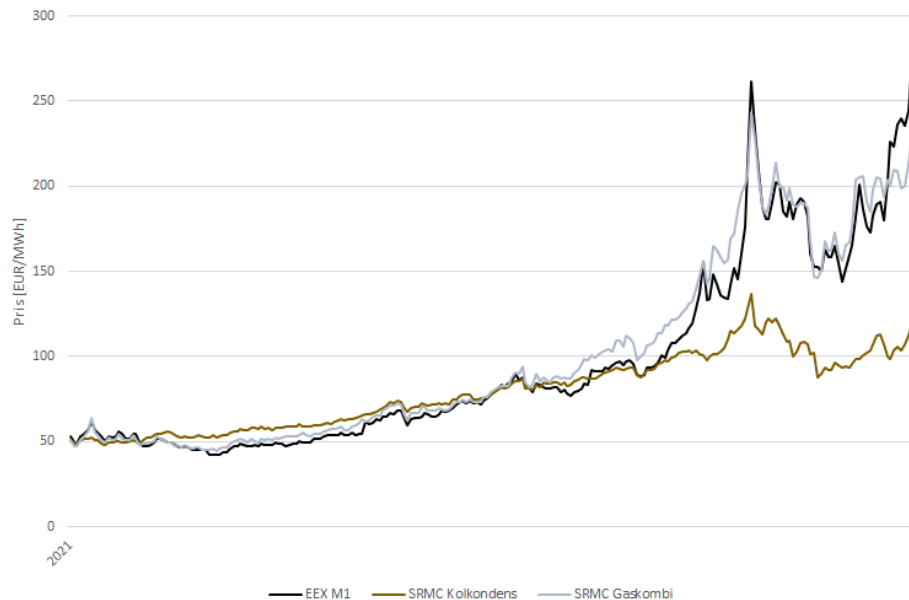
Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

2.2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsrätter den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Detta påverkar elpriserna eftersom kol- och naturgasbaserade kraftverk är prissättande i många timmar. Under de timmar då Norden importerar från exempelvis kontinenten kan därmed termiska kraftverk bli prissättande, via import, på den nordiska elmarknaden. Figur 14 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset 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 den senaste tiden i både Tyskland och Norden.

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



Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

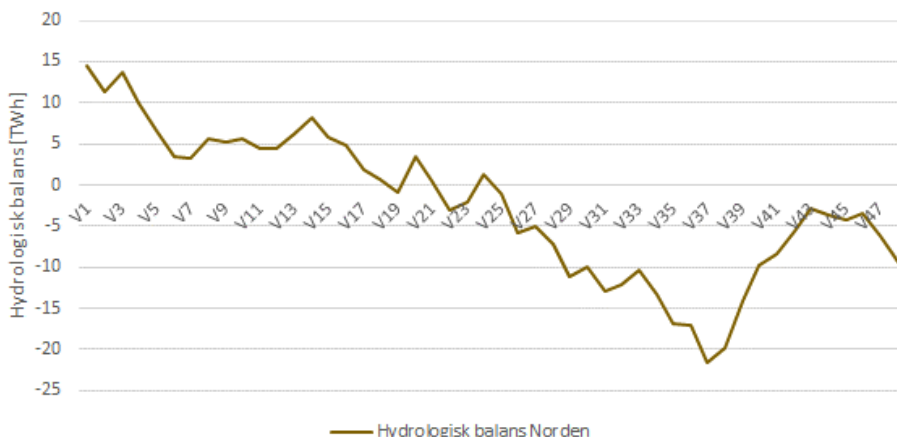
Not: Energimyndigheten har antagit en effektivitet (HHV) på 42 % för kolkondens samt 53 % för gaskombi. Bränsleoberoende rörlig kostnad har antagits uppgå till 3,9 respektive 2,4 EUR/MWh. Kol och naturgaspriset baseras på frontmånad API2 respektive TTF.

2.2.3 Hydrologi

Efter att den hydrologiska balansen i Norden kontinuerligt hade försvagats under 2021 fram till vecka 37 stärktes hydrologin i takt med att nederbörden ökade³. Från att det hydrologiska underskottet i Norden uppgick till drygt 20 TWh vecka 37 stärktes det fram till vecka 43 för att därefter försvagas. Under vecka 48 uppskattas det hydrologiska underskottet i Norden att uppgå till drygt 9 TWh.

³ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

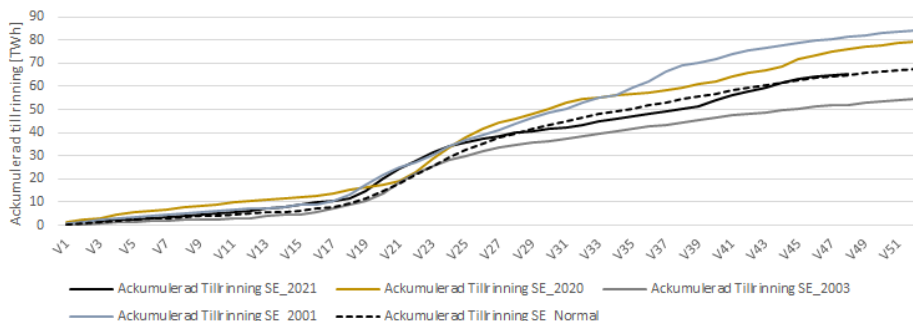
Figur 15 Hydrologisk balans i Norden fram till vecka 48, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 16 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige vecka för vecka för ett normalår, år 2021 samt för några historiska år. Det kan ses att den ackumulerade tillrinningen vecka 48 ligger ungefär på samma nivå som normalen. Relativt sett normalen har den ackumulerade tillrinningen inte väsentligt ändrats under den senaste fyra veckors perioden (vecka 45-48).

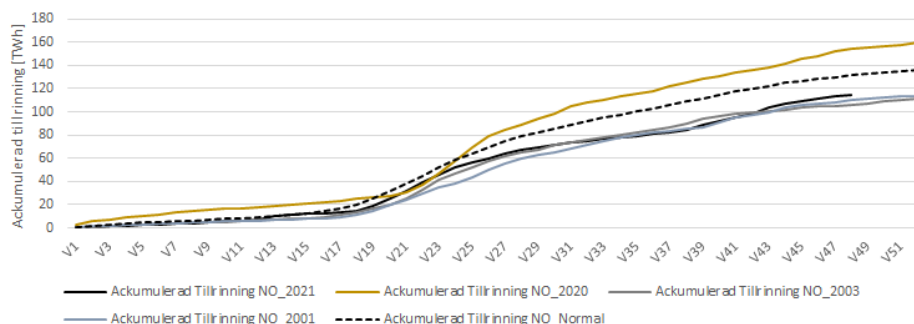
Figur 16 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norge kan det ses att den ackumulerade tillrinningen är relativt svag vecka 48 jämfört med normalen och uppgår till drygt 114 TWh vilket ska jämföras med normalen som uppgår till knappt 132 TWh. Detta redovisas i Figur 17 nedan.

Figur 17 Ackumulerad tillrinning i Norge, TWh

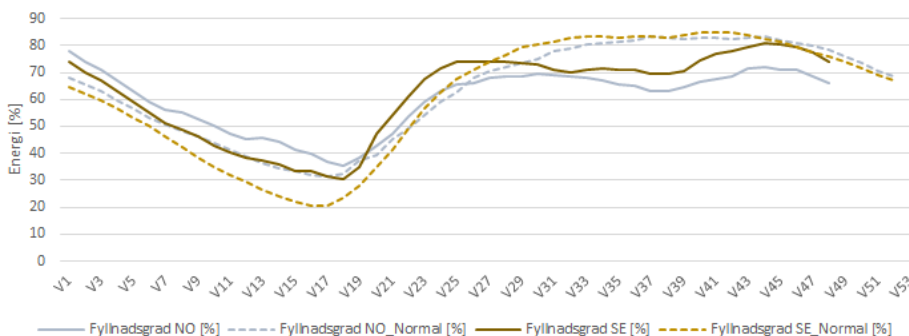


Källa: SKM Market Predictor

Sett för Norden som helhet uppgår den ackumulerade tillrinningen till nästan 192 TWh medan normalen ligger på drygt 209 TWh vecka 48.

Fyllnadsgraden i de svenska magasinerna låg på ca 74 procent vecka 48 jämfört med normalen som ligger på nästan 76 procent. I Norge var fyllnadsgraden endast 66 procent vecka 48 vilket kan jämföras mot normalen som ligger strax över 78 procent. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 68 procent vilket är nästan 10 procentenheter lägre än normalen. Jämfört med vecka 44 har skillnaden mellan fyllnadsgraden och normalen i Norge och Sverige ökat något.

Figur 18 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

Sammantaget har den hydrologiska balansen i Norden försvagats de senaste fyra veckorna (V45-48) samtidigt som fyllnadsgraden för Sverige och Norge relativt normalen har minskat jämfört med vecka 44.

2.2.4 Elproduktion

Den nordiska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft samt termisk kraft i form av kraftvärme. Rent energimässigt utgörs det största kraftslaget i Sverige i nuläget av vattenkraft följt av kärnkraft samt vindkraft. Även kraftvärme är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge utgörs det helt dominerande kraftslaget av

vattenkraft medan det danska elsystemet karakteriseras av en hög andel värmekraft samt vindkraft. Det finska elsystemet karakteriseras av en stor andel värmekraft samt en del kärnkraft där den sistnämnda kommer att öka i och med infasningen av Olkiluoto 3. I samtliga nordiska länder sker det en expansion av vindkraft.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2019, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2019 ökade den installerade effekten med drygt 5 000 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. 2019 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till nästan 20 300 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 2019 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2019, 2010 samt 1996, MW

| | Sverige 2019 | Danmark 2019 | Finland 2019 | Norge 2019 | Norden 2019 | Norden 2010 | Norden 1996 |
|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| Vattenkraft | 16 328 | 7 | 3 273 | 32 797 | 52 406 | 49 057 | 47 164 |
| Vind | 8 980 | 6 103 | 2 284 | 2 914 | 20 281 | 6 587 | 930 |
| Sol | 698 | 1 080 | 222 | 0 | 2 000 | 14 | 8 |
| Kärnkraft | 7 725 | 0 | 2 794 | 0 | 10 519 | 11 867 | 12 365 |
| Värmekraft | 7 091 | 7 977 | 8 899 | 1 074 | 25 040 | 28 819 | 27 503 |
| Övriga bränslen | 0 | 0 | 0 | 35 | 35 | 35 | 0 |
| Totalt | 40 822 | 15 167 | 17 472 | 36 820 | 110 281 | 96 379 | 87 970 |

Källa: Energimyndighetens bearbetning av data från Energiföretagen och Eurostat

Tillgängligheten för den svenska kärnkraften uppgick till 100 procent vecka 48. Motsvarande siffra för den finska kärnkraften var 100 procent. Därmed uppgick den nordiska tillgängligheten till 100 procent. Jämfört med föregående vecka var tillgängligheten på nordisk basis oförändrad. Under november månad har tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 100 procent vilket är högre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011-2021. Tillgängligheten i Finland under november uppgick till 100 procent. Detta redovisas i Tabell 2 nedan. Under oktober månad uppgick den nordiska tillgängligheten till 90 procent vilket drevs av lägre tillgänglighet i Forsmark 2-3. För Forsmark 3 berodde detta på en årlig revision som började den 12 september och varade till den 22 november då den åter började producera el på nätet. För Forsmark 2 skedde det ett oplanerat fel i början av oktober vilket innebar att reaktorn kördes med reducerad kapacitet under några dagar. Under november har tillgängligheten i den svenska kärnkraften inte reducerats av revisioner och oplanerade avbrott.

I Tabell 2 nedan redovisas status samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under november månad.

Tabell 2 Status 2021-12-14 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under november månad

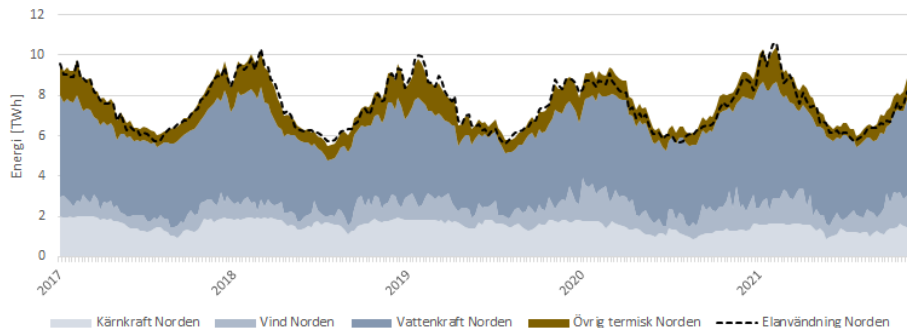
| Reaktor/Region | Status | Tillgänglighet [%] | Tillgänglig kapacitet [MW] | Installerad kapacitet [MW] | Tillgänglighet Snitt (Nov) 2011-2021 | Faktiska/planerade revisioner |
|----------------|---------|--------------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| Forsmark 1 | I drift | 100% | 986 | 986 | 92% | 4 sep-8 okt 2022 |
| Forsmark 2 | I drift | 100% | 1 120 | 1 120 | 94% | 10 jul-30 jul 2022 |
| Forsmark 3 | I drift | 100% | 1 167 | 1 167 | 95% | 1 maj-28 maj 2022 |
| Oskarshamn 3 | I drift | 100% | 1 400 | 1 400 | 83% | 18 apr-11 maj 2022 |
| Ringhals 3 | I drift | 100% | 1 074 | 1 074 | 89% | 25 maj-1 juli 2022 |
| Ringhals 4 | I drift | 100% | 1 130 | 1 130 | 88% | 10 Aug-6 sep 2022 |
| Loviisa 1 | I drift | 100% | 507 | 507 | 99% | 17 sep-9 okt 2022 |
| Loviisa 2 | I drift | 100% | 502 | 502 | 99% | 7 aug-9 sep 2022 |
| Olkiluoto 1 | I drift | 100% | 880 | 880 | 100% | 8 maj-10 jun 2022 |
| Olkiluoto 2 | I drift | 100% | 888 | 890 | 99% | 24 apr-1 maj 2022 |
| Norden | - | 100% | 9 654 | 9 656 | 93% | - |
| Sverige | - | 100% | 6 877 | 6 877 | 90% | - |
| Finland | - | 100% | 2 777 | 2 779 | 99% | - |

Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 37,5 TWh de senaste fyra veckorna (vecka 45-48) vilket är högre än de 32,4 TWh som producerades de föregående fyra veckorna (V41-44). Detta beror i huvudsak på en högre produktion från vattenkraft och till viss del, termisk kraft. För svensk del uppgick elproduktionen till 14,4 TWh under de senaste fyra veckorna vilket kan jämföras med de 12,9 TWh som producerades den föregående fyra veckors perioden (V41-44).

Utvecklingen kan främst förklaras av högre elproduktion från vattenkraft och övrig termisk⁴.

Figur 19 Elproduktion i Norden per vecka, TWh



Källa: SKM Energy Predictor, Energiföretagen, Energia.fi samt Nord Pool

I Tabell 3 nedan redovisas elproduktionen i de nordiska länderna de senaste två veckorna samt 52 veckors rullande summa (årsbasis) för 2021 samt 2020. Under vecka 48 uppgick elproduktionen till 10,1 TWh på nordisk basis vilket var en uppgång på 0,5 TWh jämfört med vecka 47. Ökningen berodde primärt på en högre produktion från övrig termisk samt från vindkraft och vattenkraft. Den nordiska elproduktionen uppgick till 415 TWh de senaste 52 veckorna. Detta var en ökning med 3,6 procent jämfört med motsvarande period 2019-2020. Detta kan primärt förklaras av en högre vattenkraftproduktion. I sammanhanget bör det dock påpekas att de höga elpriserna kan ha gjort att vattenkraftsproducenterna väljer att producera nu snarare än att spara vattnet. Vindkraften har minskat med drygt 1 TWh på årsbasis (52 veckors rullande summa) trots en högre installerad effekt vilket beror på sämre vindar, speciellt under de första åtta veckorna under 2021.

⁴ I övrig termisk ingår primärt kraftvärme i fjärrvärmenäten, industriell kraftvärme, kondensproduktion samt gasturbiner.

Tabell 3 Elproduktion, TWh

| Region/teknik | V48 | V47 | Förändring från V47 [%] | V48 2021 52 veckors rullande summa | V48 2020 52 veckors rullande summa | Förändring årsbasis [%] |
|---------------|------|-----|----------------------------|--|--|----------------------------|
| Sverige | 3,8 | 3,6 | 4% | 162,5 | 157,7 | 3,1% |
| Vattenkraft | 1,8 | 1,5 | 14% | 71,5 | 69,3 | 3,2% |
| Vindkraft | 0,5 | 0,6 | -17% | 26,4 | 27,9 | -5,4% |
| Kärnkraft | 1,1 | 1,2 | -5% | 50,3 | 48,2 | 4,4% |
| Övrig | 0,4 | 0,4 | 27% | 14,3 | 12,3 | 16,0% |
| Norge | 3,9 | 3,9 | 1% | 156,2 | 149,3 | 4,6% |
| Vattenkraft | 3,6 | 3,6 | 0% | 143,9 | 137,3 | 4,8% |
| Vindkraft | 0,3 | 0,3 | 19% | 10,7 | 9,3 | 15,6% |
| Kärnkraft | 0,0 | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | |
| Övrig | 0,0 | 0,0 | 0% | 1,6 | 2,8 | -43,7% |
| Danmark | 0,8 | 0,7 | 14% | 29,2 | 28,2 | 3,4% |
| Vattenkraft | 0,0 | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | |
| Vindkraft | 0,5 | 0,4 | 29% | 15,7 | 16,9 | -7,3% |
| Kärnkraft | 0,0 | 0,0 | | 0,0 | 0,0 | |
| Övrig | 0,3 | 0,3 | 5% | 13,5 | 10,1 | 33,7% |
| Finland | 1,6 | 1,4 | 16% | 67,0 | 65,3 | 2,6% |
| Vattenkraft | 0,3 | 0,3 | -10% | 15,5 | 15,3 | 1,3% |
| Vindkraft | 0,2 | 0,1 | 96% | 7,8 | 7,7 | 0,9% |
| Kärnkraft | 0,5 | 0,5 | 0% | 22,4 | 22,4 | -0,3% |
| Övrig | 0,7 | 0,5 | 25% | 21,3 | 19,8 | 7,7% |
| Norden | 10,1 | 9,6 | 5% | 414,8 | 400,5 | 3,6% |
| Vattenkraft | 5,6 | 5,4 | 3% | 230,9 | 221,9 | 4,1% |
| Vindkraft | 1,5 | 1,3 | 14% | 60,6 | 61,8 | -2,0% |
| Kärnkraft | 1,6 | 1,6 | -4% | 72,7 | 70,6 | 2,9% |
| Övrig | 1,5 | 1,2 | 20% | 50,7 | 45,0 | 12,6% |

Källa: SKM Market Predictor, Energiföretagen, Energia.fi, Nord Pool

2.2.5 Efterfrågan och last

Enligt Tabell 4 uppgick elanvändning (rullande 52 veckors med v48 som senaste vecka) under 2021 till 396,3 TWh för Norden vilket är 4,2 procent (eller 16 TWh) högre än motsvarande summering år 2020. På veckobasis ökade efterfrågan på el under vecka 48 jämfört med föregående vecka med 11,8 procent och uppgick till 9,9 TWh för Norden.

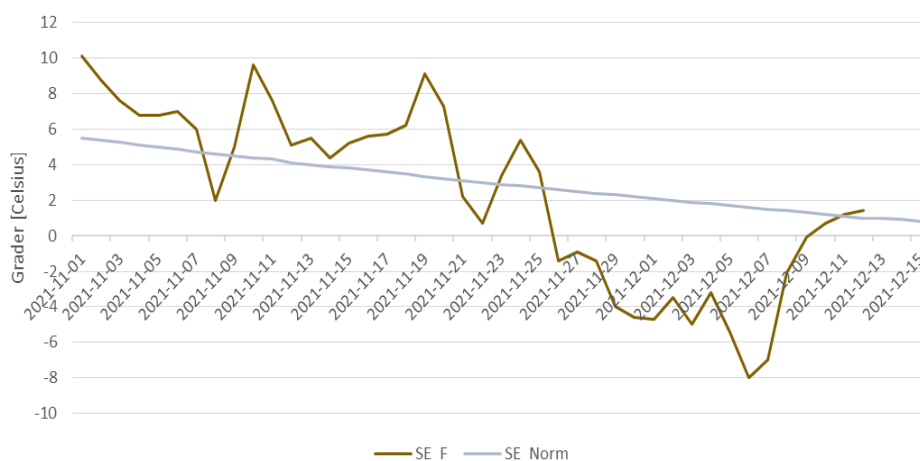
Tabell 4 Elefterfrågan under v47 och V48 i Norden samt rullande 52 veckors summering, TWh

| Region | V48 | V47 | Förändring | V48 2021 52 veckors rullande summa | V48 2020 52 veckors rullande summa | Förändring |
|--------|-----|-----|------------|---|---|------------|
| SE | 3,5 | 3,1 | 12,7% | 137,4 | 132,2 | 3,9% |
| NO | 3,5 | 3,1 | 11,4% | 137,9 | 132,9 | 3,8% |
| DK | 0,8 | 0,7 | 9,8% | 36,8 | 34,9 | 5,4% |
| FI | 2,1 | 1,9 | 11,4% | 84,2 | 80,4 | 4,8% |
| Norden | 9,9 | 8,9 | 11,8% | 396,3 | 380,3 | 4,2% |

Källa: SKM Market Predictor,

I Figur 20 ser man att den faktiska temperaturen (SE_F) legat lägre än normalt (SE_Norm)⁵ senare delen av september och början av december. Det är en viktig förklaring till att elefterfrågan ökat i Sverige och Norden eftersom det finns relativt många byggnader i Norden som värms upp av el.

Figur 20 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (SE_F) och motsvarande normalårstemperatur

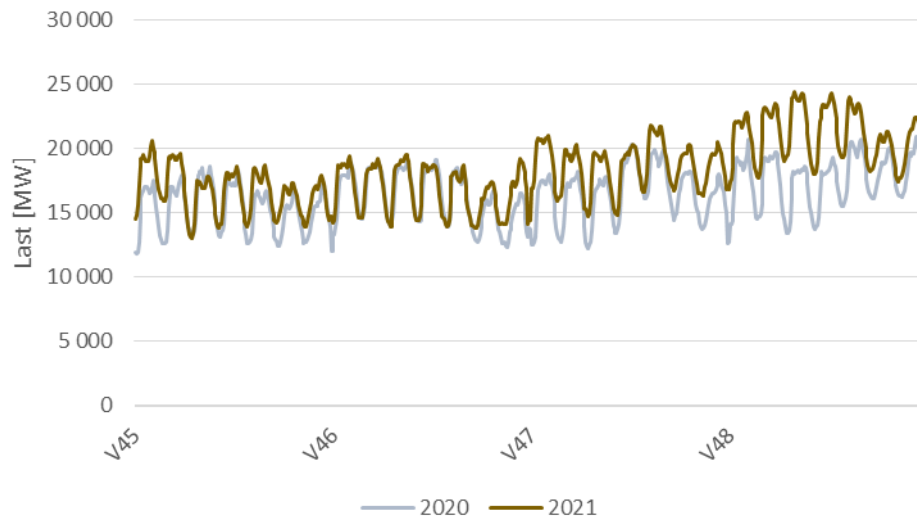


Källa: SKM Market Predictor

⁵ Normalvärden beskriver det genomsnittliga (eller normala) klimatet för en viss plats och tidsperiod. Tidsperioden kallas då för normalperiod.

Lasten per timma i Sverige för veckorna 45-48 redovisas Figur 21. Lasten var högre under v47 och v48 jämfört med tidigare veckor och även jämför med föregående år.

Figur 21 Last per timma i Sverige, MW



Källa: SKM Market Predictor,

Historiskt finns det dock veckor där lasten varit högre i både Sverige och Norden. Enligt Tabell 5 uppgick den sammanlagrade lasten för Norden till 65 980 MW vilket är att jämför med den maximala lasten sedan 2001 som uppgick till 68 122 MW.

Tabell 5 Maxlast per vecka under 2021 och maxlast per vecka sedan 2001, MW

| Region | Maxlast per vecka år 2021 | | | | Maxlast per vecka sedan år 2001 | | | |
|--------|---------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| | V45 | V46 | V47 | V48 | V45 | V46 | V47 | V48 |
| SE | 20 580 | 19 540 | 21 830 | 24 390 | 23 428 | 24 794 | 24 085 | 26 512 |
| NO | 19 110 | 19 260 | 20 610 | 22 720 | 21 765 | 21 610 | 22 491 | 23 259 |
| DK | 5 420 | 5 720 | 5 580 | 6 060 | 5 980 | 6 185 | 6 172 | 6 498 |
| FI | 11 640 | 11 600 | 12 530 | 13 690 | 12 629 | 12 606 | 12 946 | 13 690 |
| Norden | 55 730 | 54 580 | 59 370 | 65 980 | 61 578 | 61 955 | 64 631 | 68 122 |

Källa: SKM Market Predictor,

Sammantaget så har elefterfrågan ökat de senaste veckorna bland annat beroende på lägre temperatur som innebär mer el till uppvärmning. Även jämfört med föregående år har elefterfrågan ökat. Den ökande efterfrågan på el sätter tryck uppåt på elpriserna.

2.2.6 Överföringsförbindelser och handel

I Tabell 6 och Tabell 7 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för november 2021 inom och mellan Sverige och dess handelsländer samt mellan de övriga nordiska länderna samt dess icke-nordiska handelsländer. Det kan ses att tillgängligheten är speciellt låg relativt den genomsnittliga historiska tillgängligheten för november 2017-2021 från SE3 till NO1 respektive från Finland (FI) till SE3. Så har varit fallet under större delen av 2021 och beror på att Svenska kraftnät har behövt hantera nya elflöden i öst-västlig riktning för att inte äventyra driftsäkerheten i elsystemet. Mer specifikt beror det öst-västliga flödet på ökad produktion i norra Sverige samt Finland, ökad exportkapacitet från Norden till kontinenten via Norge samt minskad produktion i Ringhals. Sedan den 1 oktober är kabeln mellan Norge och Storbritannien (North Sea Link) i provdrift och det öst-västliga flödet bedöms därför bli vanligare. Av driftsäkerhetsskäl fanns vidare vissa begränsningar i nord-sydlig riktning inom Sverige.

Tabell 6 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, november 2021

| Export-zon | Import-zon | Benämning | Kapacitet [MW] | Tillgänglighet månad | Tillgänglighet nov. 2017-2021 |
|------------|------------|----------------|-------------------|-------------------------|----------------------------------|
| SE1 | SE2 | Snitt 1 | 3 300 | 94% | 95% |
| SE2 | SE1 | Snitt 1 | 3 300 | 100% | 100% |
| SE2 | SE3 | Snitt 2 | 7 300 | 80% | 86% |
| SE3 | SE2 | Snitt 2 | 7 300 | 100% | 100% |
| SE3 | SE4 | Snitt 4 | 6 200 | 75% | 83% |
| SE4 | SE3 | Snitt 4 | 2 800 | 93% | 98% |
| SE3 | DK1 | Konti-Skan 1&2 | 715 | 61% | 70% |
| DK1 | SE3 | Konti-Skan 1&2 | 715 | 100% | 78% |
| SE4 | DK2 | Øresund | 1 300 | 90% | 90% |
| DK2 | SE4 | Øresund | 1 700 | 94% | 79% |
| SE1 | FI | - | 1 500 | 103% | 101% |
| FI | SE1 | - | 1 100 | 96% | 98% |
| SE3 | FI | Fennoskan 1&2 | 1 200 | 100% | 100% |
| FI | SE3 | Fennoskan 1&2 | 1 200 | 20% | 78% |
| SE1 | NO4 | Ofoten-Porius | 600 | 93% | 85% |
| NO4 | SE1 | Ofoten-Porius | 700 | 92% | 85% |
| SE2 | NO4 | - | 300 | 79% | 73% |
| NO4 | SE2 | - | 250 | 60% | 58% |
| SE2 | NO3 | Nea-Järs. | 1 000 | 94% | 87% |
| NO3 | SE2 | Nea-Järs. | 600 | 89% | 94% |
| SE3 | NO1 | Hasle | 2 095 | 19% | 67% |
| NO1 | SE3 | Hasle | 2 145 | 84% | 80% |
| SE4 | DE | Baltic cable | 615 | 93% | 85% |
| DE | SE4 | Baltic cable | 600 | 71% | 57% |
| SE4 | LT | NordBalt | 700 | 100% | 94% |
| LT | SE4 | NordBalt | 700 | 100% | 85% |
| SE4 | PL | SwePol-link | 600 | 99% | 96% |
| PL | SE4 | SwePol-link | 600 | 99% | 69% |

Källa: SKM Market Predictor

Tabell 7 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, november 2021

| Export-zon | Import-zon | Benämning | Kapacitet [MW] | Tillgänglighet månad | Tillgänglighet nov. 2017-2021 |
|------------|------------|-----------|-------------------|-------------------------|----------------------------------|
| DK1 | DE | | 2 500 | 67% | 59% |
| DE | DK1 | | 2 500 | 77% | 85% |
| DK2 | DE | | 985 | 74% | 65% |
| DE | DK2 | | 1 000 | 85% | 78% |
| FI | RU | | 320 | 67% | 80% |
| RU | FI | | 1 460 | 89% | 89% |
| FI | EE | | 1 016 | 99% | 95% |
| EE | FI | | 1 016 | 98% | 94% |
| NO2 | NL | | 723 | 98% | 91% |
| NL | NO2 | | 723 | 100% | 100% |
| NO2 | DE | | 1 400 | 40% | 40% |
| DE | NO2 | | 1 400 | 65% | 65% |
| NO4 | RU | | 0 | - | - |
| RU | NO4 | | 56 | 0% | 12% |

Källa: SKM Market Predictor

Den 27 juli 2021 togs Sydvästlänken mellan SE3 och SE4 i kommersiell drift. Ledningen har en kapacitet på 1 200 MW men endast 800 MW kan i dagsläget utnyttjas.

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:** Denna överföringsförbindelse är i provdrift sedan den 1 oktober 2021. 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.

Nettoexporten från Sverige uppgick till 0,2 TWh under vecka 48 vilket kan jämföras med en nettoexport på knappt 0,5 TWh under vecka 47. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med V48 som senaste vecka uppgick till 25 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2019-2020 vilken uppgick till 25,3 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 20,9 TWh respektive 20,6 TWh nettoexport. Finland utgör den viktigaste avnämaren för svensk nettoexport.

Tabell 8 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

| Exportörande region | Importerande region | Vecka 48 | Vecka 47 | November 2021 | 2021_V48 52 veckors rullande summa | 2020_V48 52 veckors rullande summa |
|----------------------------|---------------------|-------------|-------------|---------------|------------------------------------|------------------------------------|
| SE1 | FI | -0,2 | -0,2 | -0,9 | -9,1 | -9,4 |
| SE3 | FI | -0,1 | -0,1 | -0,4 | -5,8 | -8,6 |
| SE3 | DK1 | 0,0 | 0,0 | -0,2 | -1,1 | -0,6 |
| SE4 | DK2 | 0,0 | -0,1 | -0,4 | -3,5 | -2,8 |
| SE1 | NO4 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 2,0 | 0,9 |
| SE2 | NO4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 |
| SE2 | NO3 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,4 |
| SE3 | NO1 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 1,0 | 4,8 |
| SE4 | DE | 0,0 | -0,1 | -0,3 | -1,9 | -1,9 |
| SE4 | PL | 0,0 | -0,1 | -0,3 | -3,3 | -3,7 |
| SE4 | LT | -0,1 | -0,1 | -0,3 | -3,4 | -4,4 |
| DK1 | NL | -0,1 | -0,1 | -0,3 | -2,1 | -1,2 |
| DK1 | DE | 0,0 | -0,1 | -0,2 | -2,4 | -1,4 |
| DK2 | DE | 0,0 | -0,1 | -0,3 | -1,5 | -0,5 |
| NO2 | NL | -0,1 | -0,1 | -0,5 | -3,4 | -4,1 |
| NO2 | DE | 0,0 | -0,1 | -0,3 | -3,3 | 0,0 |
| NO2 | UK | -0,1 | -0,1 | -0,5 | -1,1 | 0,0 |
| NO4 | RU | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| FI | RU | 0,2 | 0,2 | 0,7 | 8,1 | 2,8 |
| FI | EE | -0,1 | -0,1 | -0,6 | -6,6 | -6,3 |
| Nettoexport Sverige | | -0,2 | -0,5 | -2,7 | -25,0 | -25,3 |
| Nettoexport Norden | | -0,2 | -0,7 | -3,0 | -20,9 | -20,6 |

Källa: SKM Market Predictor

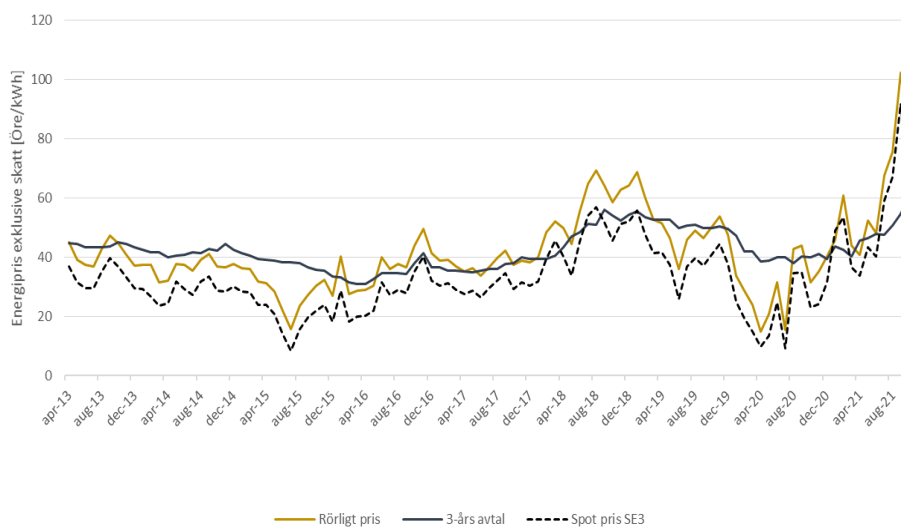
2.3 Terminalspriser

Terminalspriset i Norden (system) för kvartal 1 2022 stängde på närmare 116 EUR/MWh den 14 december. Motsvarande kontrakt i Tyskland (EEX, settlement) låg på 279 EUR/MWh. Dessa prisnivåer är främst drivna av att fossilbränslepriserna och utsläppsrättspriserna förväntas förbli höga vilket ökar de kortsiktiga marginalkostnaderna i fossila kraftverk. Forwardkontraktet för naturgas (TTF) för kvartal 1 2022 handlades exempelvis för drygt 124 EUR/MWh vilket är en mycket hög nivå. För nordisk del bedöms inte den hydrologiska balansen stärkas den närmsta veckan och underskottet förväntas ligga på ca 9 TWh fram till och med vecka 50. Därmed bidrar inte hydrologin till att motverka prisuppgången i Norden. Priserna på årskontrakten är lägre än de kortare kontrakten vilket reflekterar förväntningar om lägre men fortsatt relativt höga fossilbränslepriser och en normaliserad hydrologi. Terminalspriset för 2022 och 2023 i Norden (system) stängde på drygt 63 EUR/MWh respektive knappt 39 EUR/MWh den 14 december. Motsvarande kontrakt i Tyskland låg på nästan 207 EUR/MWh respektive 118 EUR/MWh.

3 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder har följt med ökningen i spotpriset som skett på kraftmarknaden. I Figur 22 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett treårigt fastprisavtal för elområde 3. Det rörliga elhandelspriset sjunk under oktober medan det fasta fortsatte att stiga. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal som påverkas av prisökningarna på kort sikt. Av de svenska elkunderna är det 54 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal. Det innebär att det är många kunder som påverkas av de prisökningar som skett under hösten/vintern.

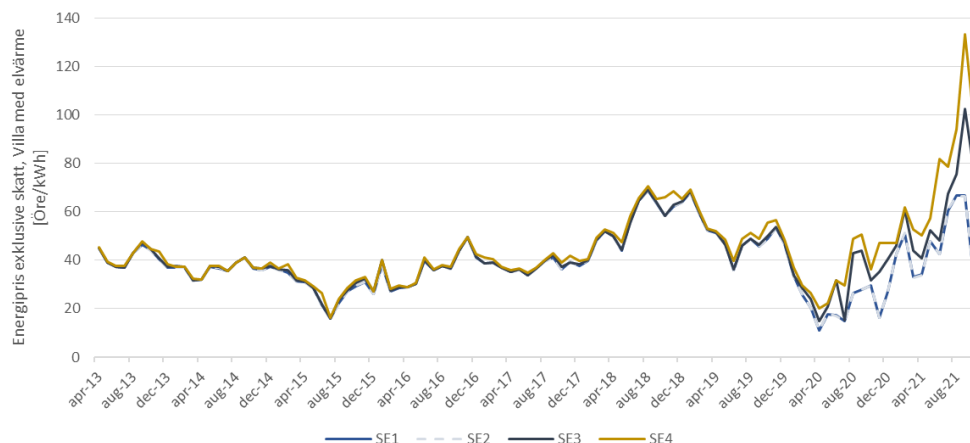
Figur 22 Elhandelspris, rörligt avtal och 3-års fastprisavtal för en villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med oktober 2021



Källa: SCB, Energimarknadsinspektionen, Nord Pool

I Figur 23 nedan redovisas utvecklingen av priserna för ett avtal med rörligt elhandelspris för en villa med elvärme i respektive elområde. Utifrån figuren syns det tydligt att kunder i hela Sverige med rörligt avtal har drabbats av höga priser under hösten men att priserna är på en betydligt högre nivå i elområde 4 men även i elområde 3 jämfört med norra Sverige.

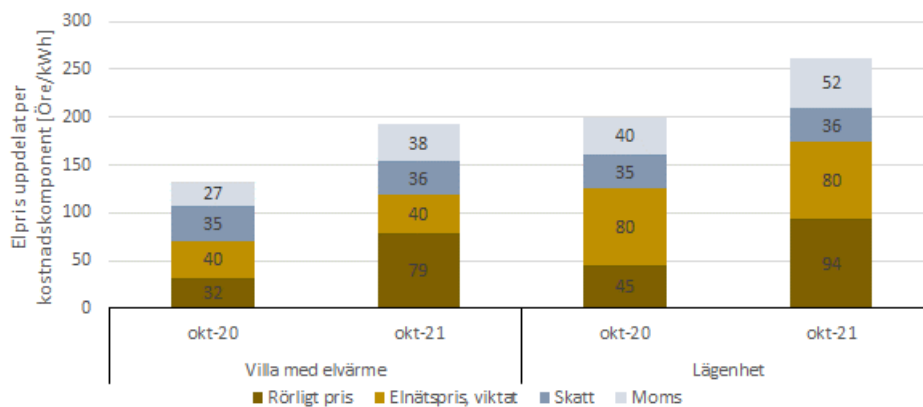
Figur 23 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med oktober 2021



Källa: SCB, Energimarknadsinspektionen

I Figur 24 redovisas det totala elpriset för kundkategorierna lägenhet och villa med elvärme för oktober 2021 och oktober 2020 i elområde 3. Priset var betydligt högre i år och stora skillnaden utgörs av att elhandelspriset är betydligt högre vilket även påverkar storleken på momsen.

Figur 24 Totalt elpris för villa med elvärme (20 000 kWh) och lägenhet (2 000 kWh) i SE3 uppdelat på elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms, öre/kWh



Källa: SCB, Skatteverket Anm: Elnätspriset för 2021 har antagits vara detsamma som 2020 eftersom statistiken för 2021 inte är publicerad hos SCB ännu.

