

HYDROLOGISKA ASPEKTER PÅ DE HÖGA EUROPEISKA ELPRISERNA I AUGUSTI 2022

HYDROLOGICAL ASPECTS ON THE HIGH EUROPEAN ELECTRICITY PRICES IN AUGUST 2022



Stefan Söderberg¹, Magnus Persson²

¹ *London Stock Exchange Group (LSEG), Stefan.Soderberg@Lseg.com*

² *Teknisk vattenresurslära, Lunds universitet, Box 118, 221 00 Lund, magnus.persson@tvrl.lth.se*

Abstract

The electricity prices in Sweden and Europe during 2022 have reached very high levels. The main reason for this being the war in Ukraine, which has led to a decreased availability for gas. During summer, the electricity prices reached extreme levels when meteorological and hydrological factors worsened the situation on the electricity market. The highest daily electricity price on the Nordic market was reached August 30, when it was 462 €/MWh. In the present article we review how hydrological factors affected the electricity price in August 2022; drought, low water flow and high water temperature in European rivers.

Keywords: electricity prices, hydrology, hydrological balance, low flow

Sammanfattning

Under 2022 har elpriserna i Sverige och Europa legat på mycket höga nivåer, framför allt på grund av kriget i Ukraina och minskade gasleveranser. Under sommaren 2022 steg priserna till extrema nivåer i takt med olika väderrelaterade faktorer, inte minst hydrologiska, försämrades och lade ytterligare press på elpriset i olika områden i Europa. Det högsta elpriset under ett dygn på den nordiska elmarknaden inträffade 30 augusti och var 462 €/MWh. I denna artikel går vi igenom vilken påverkan vattenunderskott, låga vattenflöden och varmt vatten i europeiska floder hade vid de extrema elpriserna som inträffade i slutet på augusti.

Introduktion

Det senaste året har elpriserna varit i fokus. Det har skrivits spaltmeter i tidningarna och på nätet. I riksdagsvalet i september 2022 var det också en av de allra hetaste frågorna. Som med de flesta heta valfrågor blev diskussionen snabbt polariserad och infekterad. Båda sidor försökte komma med förenklade förklaringar och lösningar. Sanningen är sällan enkel och det gäller i högsta grad även elmarknaden.

De nordiska länderna har en gemensam avreglerad elmarknad där marknadens aktörer kan köpa och sälja el. Börshandeln är uppdelad i två delar, den fysiska marknaden och den finansiella. Det fysiska spotpriset är mycket volatilt och därför finns ett behov för prissäkring vilka handlas på derivatbörsen. På den fysiska marknaden kan elmarknadens aktörer skicka in köp- respektive säljorder för respektive timme för

nästkommade dygn i ett auktionsförfarande.

Det pris som används på den finansiella marknaden är det så kallade systempriset som beräknas utifrån att överföringsbegränsningar ej existerar internt i Norden, utan endast mellan Norden, Nederländerna, Tyskland, Polen och Baltikum. Dessutom beräknas ett pris för varje elprisområde som tar hänsyn till begränsningar i överföringen internt i Norden. Den nordiska elmarknaden är nära sammanflätad med den europeiska genom ett stort antal överföringskablar. Därför kan prisförändringar fortplantas över flera prisområden och marknader.

Spotpriserna på den svenska och europeiska elmarknaden är baserade på tillgång och efterfrågan. Efterfrågan är säsongberoende, högst elförbrukning har vi i norra Europa under vintern när vi behöver värma våra bostäder mest. I södra Europa är däremot den högsta förbrukningen på sommaren då mycket el går till kylning. Tillgången på el är mer komplicerad. Vissa energislag är väderberoende, till exempel kan elproduktionen från vindkraft svänga kraftigt från dag till dag beroende på vindstyrkan. Vattenkraften är också väderberoende, men här är svängningarna mycket långsammare då det finns en stor tröghet i det hydrologiska systemet. Kärnkraft, gas och kolkraft är mer planerbara, men även för dessa finns ett visst väderberoende som kommer påvisas nedan. För alla energislag förekommer förstås även planerade och oplanerade stopp som i vissa fall kan få stor påverkan på elproduktionen.

Syftet med denna artikel är att specifikt visa de hydrologiska faktorernas påverkan på det svenska och europeiska elpriset. Som exempel tar vi augusti 2022 eftersom flera tillfälligheter sammanföll denna månad som drev upp elpriset till extrema nivåer. Man bör notera att vi inte avser ge en fullständig förklaring som tar hänsyn till alla aspekter utan fokus är enbart de hydrologiska faktorerna. All data till denna artikel är hämtade från London Stock Exchange Group (LSEG)/Refinitiv och deras tjänst Eikon.

Hydrologisk Balans

När man talar om hydrologisk påverkan på elpriset är fyllnadsgrad en viktig term som ofta nämns i media. Fyllnadsgraden anger hur mycket vatten

som finns i vattenkraftverkens regleringsmagasin. En bredare och bättre term, för att beskriva hur stor potentialen för vattenkraftproduktion på kort och medellång sikt, är den hydrologiska balansen:

$$\text{Hydrologisk balans} = \text{Snömagasin} + \text{Mark} \& \text{ Grundvattenmagasin} + \text{Regleringsmagasin} - \text{Normaler}$$

Alla ingående parametrar anger vattenvolymer omräknade till energi (TWh). Snö, grund och markvattenmagasin beräknas normalt med hjälp av en hydrologisk modell.

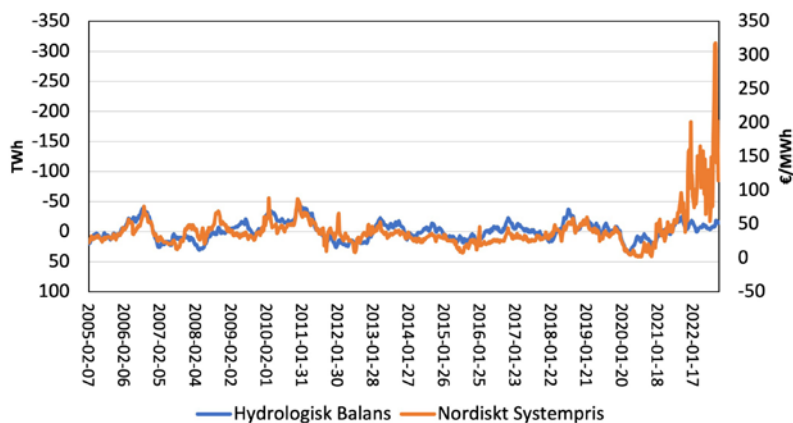
Den hydrologiska balansen anger hur mycket vattenkraftsel som kan produceras i förhållande till ett normalår. En normal hydrologisk balans är definitionsmässigt lika med noll. En positiv hydrologisk balans innebär mer vatten (och därmed högre elproduktion) i systemet än normalt och en negativ hydrologisk balans betyder mindre vatten än normalt. Under 2000-talet har vi sett hur den hydrologiska balansen varierat mellan cirka -45 TWh och +35 TWh. Notera att det kan vara snabba svängningar mellan ytterlägena. I augusti 2006 hade vi en hydrologisk balans på -38 TWh för att ett halvår senare ha +26 TWh. Det motsvarar en förändring av potentiell energi i system på 64 TWh. Detta motsvarar ett extra tillskott på nästan ett helt års svensk vattenproduktion på sex månader! Den totala vattenkraftproduktionen i Norden är normalt cirka 220 TWh årligen vilket är cirka 55 % av den nordiska elproduktionen.

Fram till det senaste året har det varit en mycket stark (negativ) korrelation mellan den nordiska hydrologiska balansen och det nordiska systempriset (Figur 1), ju lägre hydrologisk balans desto högre elpris. Som ses i figuren finns det nu även andra saker som påverkar.

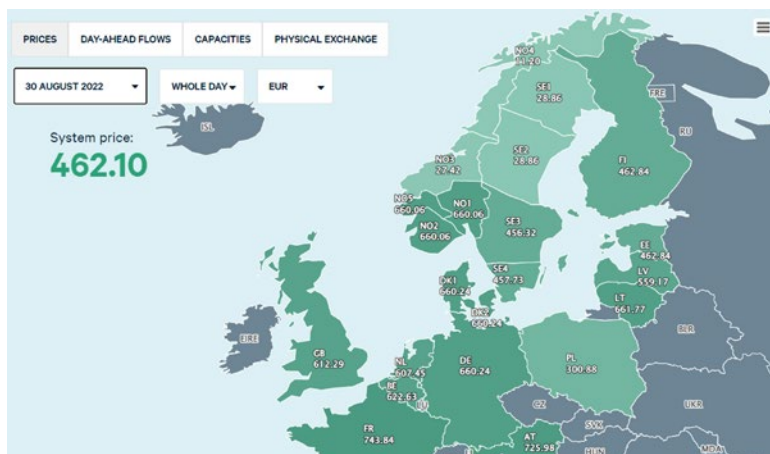
Augusti 2022, den perfekta stormen?

Det nordiska systempriset har mestadels legat under 50 €/MWh (ungefär 50 öre/kWh) de senaste tio åren fram till andra halvåret 2021, då det steg kraftigt (Figur 1). En huvudorsak till detta var torka och från och med februari 2022, kriget i Ukraina. Andra faktorer, däribland flera hydrologiska, spela-

Nordisk hydrologisk balans och nordiskt systempris



Figur 1. Veckodata för Hydrologisk balans (TWh) och systempris (€/MWh) på den nordiska marknaden sedan februari 2005 t.o.m. september 2022. Notera att skalan för hydrologisk balans är inverterad. Fram till kriget i Ukraina (februari 2022) var kopplingen mellan hydrologisk balans och systempriset mycket stark. Priser från kraftbörsen Nordpool (2022) medan Hydrologisk Balans "Refinitiv Eikon (2022).



Figur 2. Elpriser (€/MWh) i olika länder och elpris-områden den 30 augusti 2022. Källa Nordpool (2022).

de också stor roll under hösten 2021 och sommaren 2022 då priset steg till extrema nivåer.

Den 25:e augusti nådde systempriset 388,38 €/MWh i Norden. Samtidigt var priset i många enskilda prisområden betydligt högre. I södra Sverige (SE4) var det 456 €/MWh, I NO2 (Södra Norge) 560 €/MWh. Samtidigt var priserna Tyskland och Storbritannien nästan 600 €/MWh.

I genomgången av olika hydrologiska aspekter kommer vi att fokusera på den 30:e augusti då det nordiska systempriset nådde sitt högsta dygnspris, 462 €/MWh (se Figur 2). Som jämförelse kan till-

läggas att SE4 hade sitt högsta dygnspris den 22:e augusti då det nådde 542 €/MWh medan det högst timpriset i SE4 (och flera andra prisområden) inföll kl. 19 den 30:e augusti då det nådde 799,97 €/MWh. Notera att det samma dag var betydligt högre dygnspriser på flera ställen i Europa.

Varför var då elpriset så högt i slutet av augusti?

Förutom det grundläggande problemet med strypa gasleveranser på grund av kriget fanns det en lång rad faktorer som alla drog i fel riktning, en så kallad "perfekt storm". De viktigaste hydrolo-

giska faktorerna som vi kommer att belysa är:

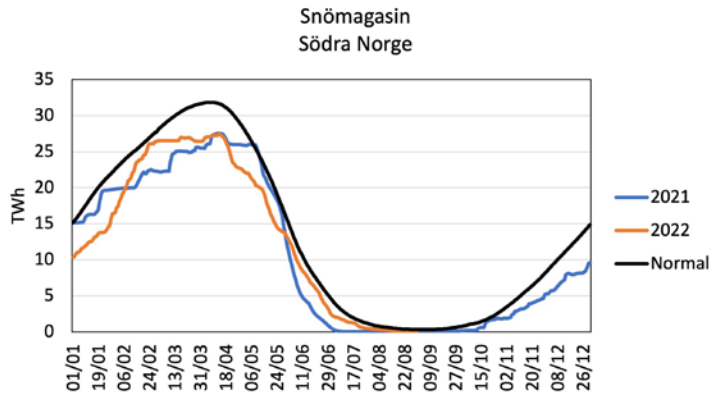
- svag hydrologisk balans i södra Norge,
- svag hydrologisk balans i Alperna,
- svag hydrologisk balans på Iberiska halvön,
- låga vattennivåer i Rhen,
- varmt vatten och låga flöden i franska älvar.

Nedan kommer vi gå igenom dessa faktorer en efter en för att förklara deras inverkan på det höga elpriset.

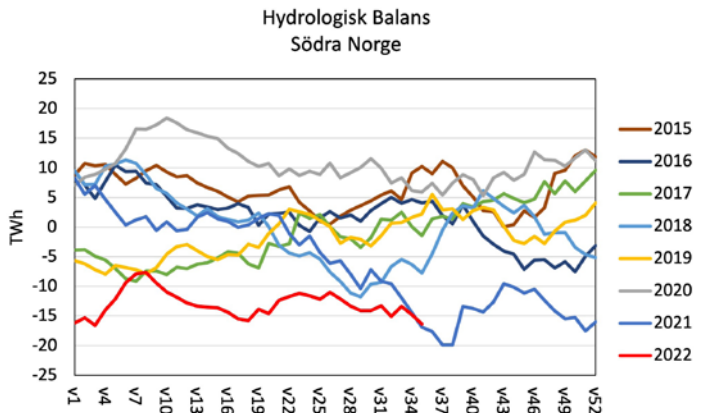
Svag hydrologisk balans i södra Norge

Södra Norge (prisområde NO1, NO2 och NO5) står för en mycket stor del av vattenkraftproduktionen i Norden. Allt sedan starten av det hydrologiska året 2021 var snömagasinet i detta område lågt (Figur 3). Vid vårfloddsstart beräknades det drygt vara 4 TWh under normalt. Då även vårfloden i södra Norge 2021 var låg var magasinensnivåerna i början av april cirka 7 TWh under normala nivåer. De låga nivåerna 2021 gjorde att förutsättningarna inför 2022 var dåliga. Låga nivåer av effektiv nederbörd (nederbörd-evapotranspiration) i framför allt NO1 och NO2 ledde till att utvecklingen blev än mer negativ. Tillsammans med snö och markvatten var det totala underskottet (hydrologisk balans) i detta område -13 TWh i augusti 2022 (Figur 4). Även fyllnadsgraden i magasinen i södra Norge var mycket låg (Figur 5).

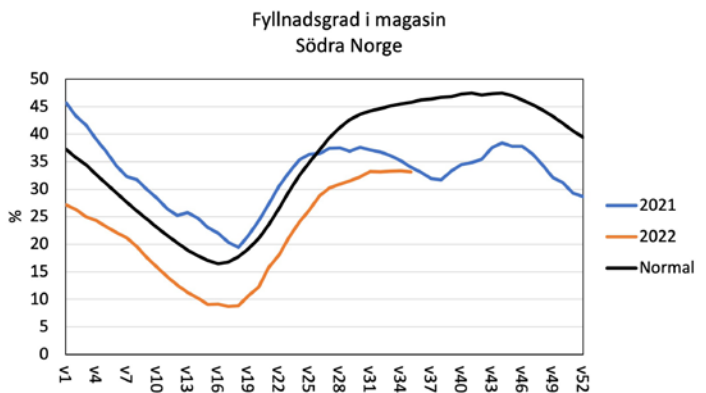
I tillägg till detta var det samtidigt omfattande elexport till Storbritannien från NO2 på grund av ännu högre priser där. Den 30:e augusti var den hydrologiska balansen



Figur 3. Innehåll i snömagasin i södra Norge (NO1, NO2, NO5) (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 4. Historisk hydrologisk balans i södra Norge (NO1, NO2, NO5) 2015–2022 (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 5. Fyllnadsgrad av magasin i södra Norge (NO1, NO2, NO5), 100 % motsvarar 57,21 TWh (Refinitiv Eikon, 2022).

-17 TWh. Notera dock att den hydrologiska balansen i södra Norge, samt i Norden (Figur 1) totalt var än sämre i september 2021 vilket ledde till höga priser även då om än inte lika extrema då det var före gaskrisen 2022.

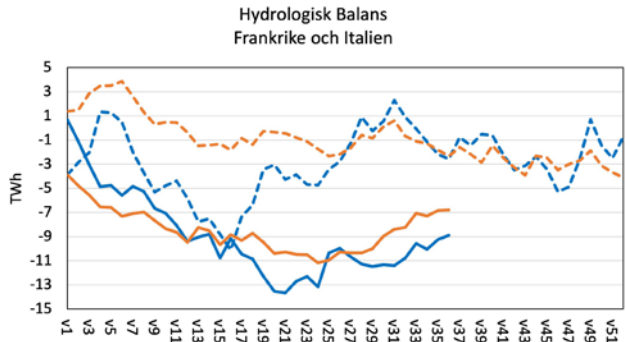
Svag hydrologisk balans i Europa

Det var inte bara Norge som hade svag hydrologisk balans sommaren 2022. På flera ställen i Europa var det låga snönivåer under vintern, vilket ledde till en vårflood under det normala. Under sommaren drabbades stora delar av Europa av en mycket långvarig varm och torr period vilket ledde till mycket låga mark- och grundvattennivåer och som en konsekvens av detta, låg tillrinning till magasinen (Toreti m.fl., 2022). Framför allt norra Italien och Frankrike upplevde den lägsta hydrologiska balansen på många år (Figur 6). Kanske lite överraskande för många så har även Spanien och Portugal anseliga mängder vattenkraft, vilka även de hade en svag hydrologisk balans under 2022, -8 TWh den 30:e augusti.

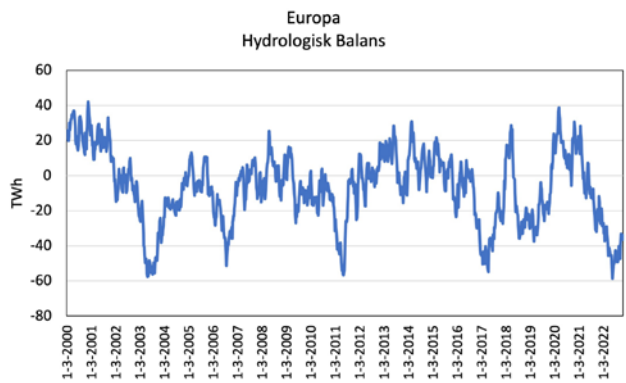
Den sammanlagda hydrologiska balansen för Europa var den 30:e augusti cirka -43 TWh. Detta är en anseilig mängd som ganska precis motsvarar en helt utebliven normal svensk vårflood!

Låga vattennivåer i Rhen

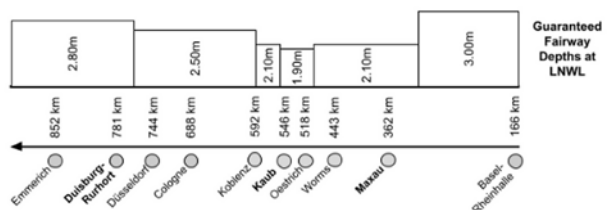
Även för produktion av el från kolkraftverk spelar vattenståndet i floder en stor roll. Transporten av kol från Rotterdam till olika kolkraftverk längs Rhen är starkt beroende av vattennivån och priset för transport stiger i takt med att nivåerna sjunker och riskerna stiger. Särskilt



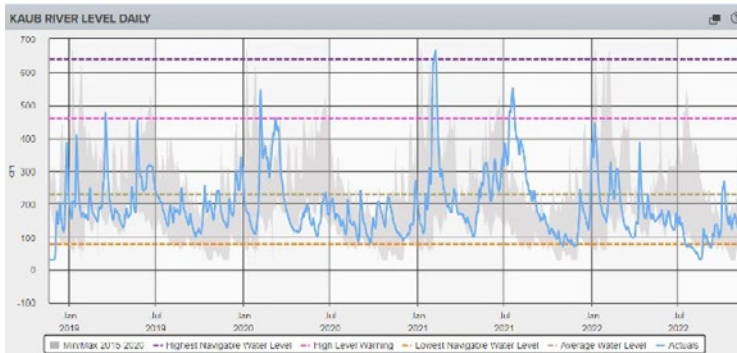
Figur 6. Hydrologisk balans i Frankrike och Italien under 2021 och 2022 (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 7. Hydrologisk balans för Europa 2000-2022. I detta sammanhang inkluderas alla länder i Europa med signifikant vattenkraftproduktion förutom Ryssland (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 8. Garanterade farledsdjup längs floden Rhen (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 9. Historiska vattennivåer vid Kaub längs Rben. Den 30/8 var nivåerna under det som betecknas som lägsta far-bara och priserna för att skeppa kol blev extrema (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 10. Historiska kostnader för att skeppa kol (€/ton) till Frankfurt, som ligger uppströms Kaub (Refinitiv Eikon, 2022).

kritisk är vattennivån vid Kaub (Figur 8) då denna sektion har ett lågt garanterat djup.

Under sommaren 2022 var vattennivåerna extremt låga på grund av det varma och torra vädret. Vissa sträckor var knappt farbara för pramar som transporterade kol uppströms till kolkraftverken (Figur 9).

Den 30:e Augusti låg fraktkostnaderna för kol på nivåer som vi inte sett på flera år. Denna kostnad läggs i slutändan på produktionskostnaden av elen som produceras i kolkraftverken. Priset den 30/8 var 27 €/ton (figur 10) vilket motsvarar ett tillägg på produktionskostnaden för kolkraftverk uppströms Kaub på cirka 10 öre/kWh.

Varmt vatten och låga flöden i franska älvar

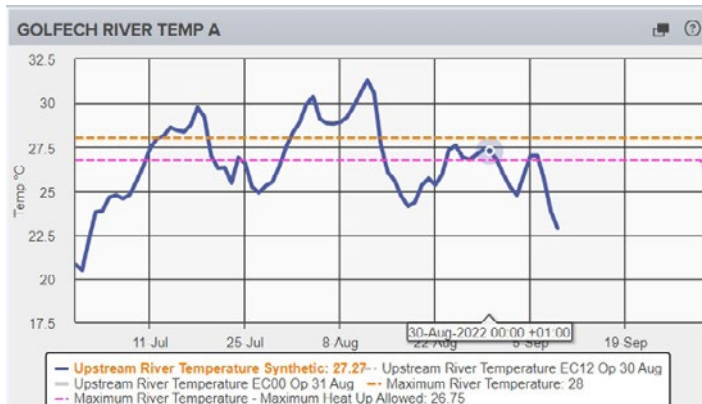
I energibranschen används vatten inte bara i form av vattenkraft utan det har även en mycket viktig roll i kylningen av till exempel kärnkraftverk. För att kylningen ska fungera får kylvattnet inte vara för varmt eller tillgången för liten. I Sverige är det sällan ett problem då kärnkraftverken ligger längs kusten. Men det har faktiskt hänt, till exempel i Forsmark sommaren 2018, då man fick nedreglera produktionen på grund av för varmt kylvatten. På

kontinenten är detta ett större problem, inte minst eftersom många kärnkraftverk ligger längs floder i stället för vid kusten. Kärnkraftverk vid floder löper inte bara risk för höga vattentemperaturer utan också risk för låga vattenflöden. Under sommaren 2022 såg vi både höga vattentemperaturer och låga vattenflöden i flera, för kärnkraften viktiga, floder. I slutet av augusti hade temperaturerna sjunkit något jämfört med de högsta sommartemperaturerna, men var på många platser tillräckligt höga för att leda till nedregleringar. Ett exempel var i floden Garonne där kärnkraftverket Golfech ligger (Figur 11). Golfech har två reaktorer om 1300 MW vardera.

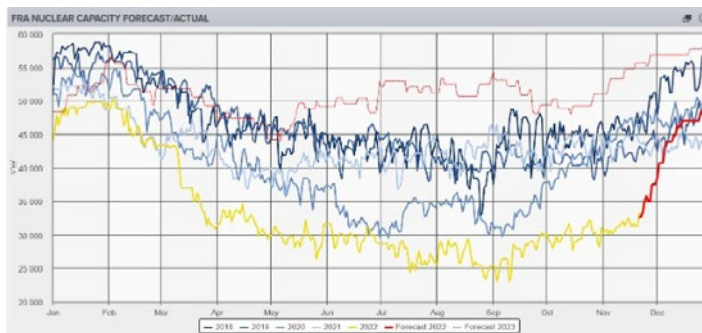
Eftersom många reaktorer redan var ur drift på grund av problem med korrosion och av covid-pandemin försenade underhåll är det troligt att värmen i älvarna 2022 inte spelade avgörande roll för det höga elpriset. I slutet av augusti var endast 25000 MW i drift vilket skall jämföras med de 60000 MW som beräknas vara tillbaka i drift i slutet av 2023.

Slutsatser

Som vi presenterat i denna artikel bidrog olika vattenrelaterade faktorer till att skapa den i många



Figur 11. Den rosa linjen i grafen indikerar när kraftverket inte längre kan producera fullt. Den orangea är den gräns då kraftverket inte längre kan producera alls (Refinitiv Eikon, 2022).



Figur 12. Tillgängligheten i franska kärnkraftverk (Refinitiv Eikon, 2022).

avseenden perfekta storm som drabbade elmarknaderna i Europa. Trots detta kunde det varit ännu värre. Den hydrologiska balansen i Schweiz och Österrike var inte så låg som i övriga alpområdet och den hydrologiska balansen i Norden som helhet har historiskt varit på betydligt lägre nivåer. Till exempel var den i januari 2011 -45 TWh, alltså ytterligare 20 TWh svagare jämfört med 2022. Vi hade då priser på 80 €/MWh, vilket ansågs som högt då!

Med ökad risk för återkommande och utdragna torrperioder i ett framtida klimat (se t. ex. Peña-Angulo m.fl., 2022) har riskerna att vi får uppleva liknande eller värre situationer påtagligt ökat. Då dessutom med högre förbrukning på grund utav ökat kylbehov. Kombinationen av många osäkra och extrema samtidiga faktorer leder dessutom till en ökad osäkerhet på marknaden vilket i sin tur leder till högre riskpremier.

Vi vill återigen understryka att många andra

faktorer som vi inte har nämnt i denna artikel bidrog (och fortsätter bidra) till de höga priserna. Vår analys visar hur komplex elmarknaden är och hur hydrologiska faktorer kan spela in på ett flertal olika sätt.

Litteratur

- Nord Pool (2022) <https://www.nordpoolgroup.com>.
 Refinitiv Eikon (2022) <https://www.refinitiv.com/en/products/eikon-trading-software>.
 Toreti, A., Bavera, D., Acosta Navarro, J., Cammalleri, C., de Jager, A., Di Ciollo, C., Hrast Essenfelder, A., Maetens, W., Magni, D., Masante, D., Mazzeschi, M., Niemeyer, S., Spinoni, J., Drought in Europe August 2022, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022, doi:10.2760/264241, JRC130493.
 Peña-Angulo, D., S.M. Vicente-Serrano, F. Domínguez-Castro, J. Lorenzo-Lacruz, C. Murphy, J. Hannaford, R.P. Allan, Y. Trambly, F. Reig-Gracia, A. El Kenawy (2022) The Complex and Spatially Diverse Patterns of Hydrological Droughts Across Europe. *Water Resources Research*, 58(4), 2022. doi.org/10.1029/2022WR031976.