

Kraftmarkedet, kraftutveksling og verdiskaping

Forslag til justering av reguleringen som styrer markedet

Dette dokumentet

- forklarer de store endringene i kraftmarkedet fra 2021 og underbygger at markedet nå hverken tjener samfunnsøkonomi eller klima.
- foreslår justering av reguleringen som styrer kraftmarkedet.

Hovedpoenger:

- Etter endringene i kraftmarkedet fra 2021 tjener reguleringen som styrer markedet hverken samfunnsøkonomi eller klima. Det finnes ingen begrunnelse for å akseptere og leve med den nye situasjonen.¹
- Markedsendringene har gitt kraftprodusentene urimelig markedsrett, som de lett kan opprettholde. Markedsrett utgjør et selvstendig grunnlag for regulering.
- Grunnlaget for å videreføre fornybar kraft i Norge er redusert.
- Norges bidrag til det grønne skiftet er redusert.
- Slik kraftutvekslingen i dag fungerer, er ny kraftutbygging alene ingen løsning.
- Den utbredte oppfatningen om at Norge må være nettoeksportør av kraft bør revurderes.
- Endringene i kraftmarkedet krever justering av reguleringen som styrer markedet, men ingen endring av det overordnede regelverket.²
- Norges naturlige rolle i Europas kraftforsyning og det grønne skiftet bør være som leverandør av kapasitet og fleksibilitet (kW), ikke som nettleverandør av energi (kWh)
- En viktig justering av dagens regulering må inneholde et krav om minimum vannmagasinfylling.
- Allokeringen av handelsinntektene fra kraftutveksling bør endres.

¹ Krigen i Ukraina har forsterket problemene, men er ikke årsak eller det grunnleggende problemet.

² Med unntak for kabelavtalen med Storbritannia.

Innhold

- 1. Sammendrag**
- 2. Bakgrunn – hva har skjedd i kraftmarkedet?**
- 3. Forutsetningene for norsk kraftutveksling er endret**
- 4. Hva taper vi ved ikke å korrigere det dysfunksjonelle i kraftmarkedet?**
- 5. Kabelinntektenes viktige rolle**
- 6. Forslag til tiltak**

1. Sammendrag

I 2021 ble kraftmarkedet utsatt for et prissjokk. Forutsetningene for norsk kraftutveksling ble endret. Endringene krever at noen av reglene som styrer kraftmarkedet justeres. Denne analysen forklarer hvorfor og begrunner tiltak som vil bidra til å gjenopprette grunnlaget for et velfungerende kraftmarked.

Forretningsidéen bak norsk kraftutveksling har vært å dra nytte av forskjeller i produksjon og forbruk av elektrisitet i ulike land. Mens Norge er avhengig av nedbør for å kunne produsere elektrisitet (kWh), har andre land vært mer opptatt av å ha tilstrekkelig kapasitet i kraftverkene (kW). Energikildene, som kull, gass og kjernebrensel kan kjøpes inn og lagres. Derfor sier vi at Norge har et energibasert (kWh) system, mens andre land har et kapasitets-, eller effektbasert (kW) system. Vi har vannkraft, andre har varmekraft.

Disse systemforskjellene har vært utnyttet på tre måter:

- Vi har kunnet selge overskuddskraft.
- Vi har hatt forsyningssikkerhet selv i tørrår.
- Siden varmekraftverk normalt forsøkes kjørt så jevnt som mulig, har vi kunnet utnytte vannkraftens fleksibilitet ved å «kjøpe billig og selge dyrt», selv i en mer balansert kraftutveksling.

Forutsetningene for forretningsidéen bak kraftutveksling er ikke borte, men de er endret. Endringene består i at regulerbar og væruavhengig kull- og kjernekraft er blitt erstattet med uregulerbar sol- og vindkraft, som en del av det grønne skiftet.

Konsekvensene så vi fra høsten 2021. Tradisjonell kraftproduksjon var borte i flere land. Prisene steg, og prisstigningen ble forsterket av at gasskraft i et allerede presset gassmarked ble brobygger mellom momentant forbruk og momentan produksjon av elektrisitet.

De økte prisene slo direkte inn i Norge. Kraftmagasinene ble tappet. Produksjonen i 2021 var 157,1 TWh, det innenlandske forbruket 139,7 TWh, mens tilsiget bare var 122,8 TWh. Det hadde flere konsekvenser:

- En vanskelig håndterbar kostnadssituasjon for husholdninger og næringsvirksomhet.
- Redusert fleksibilitet i kraftproduksjonen som følge av nedtappede vannmagasiner. Flexibilitet er ett av Norges viktige bidrag til det grønne skiftet.
- Redusert produksjon av fornybar energi som følge av nedtappede kraftmagasiner, fordi produksjonen skjer med mindre fallhøyde.
- Redusert forsyningssikkerhet.
- Kraftprodusentene oppnådde markedsmakt, som enkelt kan opprettholdes når kraftmagasinene er tappet langt ned.

Det er dette som i sum gjør at markedet ikke fungerer slik det bør.

IndustriEl

Hovedbudskapet i det nedenstående er at Norge må tilstrebe en mer balansert kraftutveksling med utlandet. Fokus må flyttes fra netto eksport av energi (kWh) til å tilby et bidrag til nødvendig fleksibilitet i kraftforsyningen (kW). Om vi fortsetter å prioritere salg av energi (kWh) fremfor salg av fleksibel kapasitet (kW), bidrar vi minst til det som har størst verdi i den pågående omleggingen av europeisk kraftforsyning.

Dersom Norge ikke tar den rollen vi har best forutsetning for, tar vi samtidig bort mye av grunnlaget for industriell videreforedling av fornybar kraft i Norge.

Det er galt å si at kraftmarkedet ikke fungerer. Det fungerer bare ikke slik det burde. Endringene i Europa har gjort markedet dysfunksjonelt. Markedet må ikke avvikles, men reguleringen av markedet må justeres. Med mindre reguleringen av markedet justeres, er det vi har sett fra 2021 ikke midlertidig, men den nye normalen.

Det er en utbredt, og intuitivt lett forståelig oppfatning at løsningen på dagens kraftprisproblemer ligger i utbygging av mye ny kraft. Hvis det dysfunksjonelle i markedet ikke samtidig justeres, er det med dagens utvekslingskapasitet vanskelig å se at ikke ethvert, tenkelig krafttilskudd vil gå uforedlet til eksport. Det er heller ikke uvesentlig hvilken type kraftproduksjon vi bygger ut. Samtidigheten for vind i hele Nordsjø-bassenget gjør norsk, landbasert vindkraft, i alle fall syd for Stadt, mindre attraktiv.

Strategien som går ut på at Norge bør være nettoeksportør av elektrisitet bør revurderes. Det har sammenheng med at mer uregulert kraft i Europa i perioder gir overskudd på kraft. Dette er kraft Norge ikke bare har gode forutsetninger for å motta, men også gode forutsetninger for å videreforedle i elintensiv industri. I det perspektivet er det ikke nødvendigvis negativt om Norge ender opp som nettoimportør av kraft.

Dersom Norge skal kunne konkurrere om videreforedling av andre lands momentane overskuddskraft, må kraftprodusenter og industri kunne stå direkte overfor kraftprisene i andre land. Statnett og andre systemoperatører kan ikke ha enerett på å disponere handelsinntektene. Disse inntektene må de kommersielle aktørene kunne få, selvsagt mot å stå ansvarlig for kostnadene. Dagens ordning og Statnetts rolle, utover å være systemansvarlig, gir trolig et betydelig samfunnsøkonomisk tap, se avsnitt 5.

Skifte av fokus fra energi (kWh) til fleksibel kapasitet (kW) krever ingen reforhandling av avtaler med EU, eller grunnleggende endringer i dagens kraftmarked, kun en omforent forståelse av situasjonen³. Ett viktig tiltak vil være krav knyttet til minimum vannmagasinfylling over året. Det vil være en parallell til et krav i EU om at gasslagre skal ha minimum 90 % fylling hver høst.⁴

Omdisponering av handelsinntektene krever enighet på begge sider av utvekslingskablene.

³ Jf spesielt Forordning (EC)714/2009. Avtalen med Storbritannia bør likevel sies opp og erstattes med en avtale som er tilpasset den nye situasjonen.

⁴ 80 % i 2022.

2. Bakgrunn – hva har skjedd i kraftmarkedet?⁵

Utfordringen i all kraftforsyning er den momentane balansen mellom produksjon og forbruk. En kritisk faktor i norsk kraftproduksjon er nedbør. Har vi tilstrekkelig nedbør, kan kraftstasjonene til enhver tid levere mer energi (kWh) enn vi i dag trenger. Derfor sier vi at Norge har et *energibasert* system. Har vi nok nedbør, er systemet i tillegg svært fleksibelt, gitt at vi ikke har tappet ned kraftmagasinene.

I Europa ellers er den kritiske faktoren kraftstasjonenes kapasitet (kW). Energikilden, tradisjonelt kull, kjernebrensel og gass, kan sikres gjennom innkjøp og lagring. Derfor sier vi at andre land i stor grad har et *kapasitets- eller effektbasert* system. Med det grønne skiftet har mer uregulerbar kraft erstattet mye av den regulerte kraftproduksjonen. Det har gitt Europa en enorm utfordring.

Når regulerbar og væruavhengig kull- og kjernekraft erstattes med sol- og vindkraft, endrer hele kraftmarkedet karakter. Det var det som ble gjort synlig fra høsten 2021, forsterket av at gasskraft i et allerede presset gassmarked ble brobygger mellom momentant forbruk og momentan produksjon.

Endringene i kraftproduksjonen i Europa slo direkte og sterkt inn i Norge. Med de to siste kablene til Tyskland og England tilsvarer norsk utvekslingskapasitet ca 35 % av eget behov i toppplasttiden, og omkring 100 % av behovet i lavlasttiden. I andre land ble det stort behov både for ny energi (kWh), ny kapasitet (kW), og ikke minst for evnen til rask regulering av produksjonen. Alt dette kunne Norge bidra med. I tillegg er den norske kraften fornybar.

I 2021 produserte Norge 157,1 TWh. Det innenlandske forbruket var 139,7 TWh. Men tilsiget var bare 122,8 TWh. Kraftprodusentene tappet vannmagasinene. Det ga dem markedsrett, som de uten endret regulering har gode muligheter til å opprettholde.⁶

Her er det vanskelig å se hvordan reguleringsmyndighetene har kunnet unnlate å gripe inn. Har de forstått situasjonen og sammenhengene i kraftmarkedet? Ville de ha reagert annerledes om kraftprodusentene hadde vært private selskaper? Kraftprodusentene, som trolig godt forstår hva som skjer, har sagt lite som kan bidra til opplysning av saken.

Statnett og andre aktører i norsk kraftforsyning har prøvd å bortforklare utvekslingskablenes betydning for kraftutveksling og prissmitte.⁷ I tillegg har Statnett og NVE feilaktig betegnet utviklingen som forbigående. Det skjer samtidig som den enorme prisdifferansen vi har sett mellom syd og nord i Norge forklares med manglende utvekslingskapasitet.⁸

⁵ Problemstillingen gjelder generelt, men er så langt mest aktuell for Syd-Norge.

⁶ Markedsmakten dreier seg ikke om at prisene stiger fordi det er knapphet på kraft i Europa, heller ikke om at kraftprodusentene kan ha felles interesse i å holde prisene oppe. Markedsmakten dreier seg om at kraftprodusentene gjennom styring av vannmagasinene kan fortsette å holde norske priser oppe uten at nye aktører (dvs ny produksjon) i overskuelig fremtid kan endre situasjonen. Til det er utvekslingskapasiteten for stor. At kraftprodusentene har lyktes med å utøve markedsrett, og de negative konsekvensene av dette, er illustrert i dette dokumentet.

⁷ Se blant annet artikler i Dagens Næringsliv: Steffen Syvertsen, Agder, 16.2. 2022 og Gunnar G. Løvås, Statnett, 18.3. 2022.

⁸ Se blant annet artikkel i Aftenposten 4.12. 2021: Ketil Lund, NVE. Artikkelen er kommentert i et brev til NVE fra IndustriEl AS 15.12. 2021. Brevet følger som vedlegg til denne analysen og er ikke besvart. Det er derfor uklart om NVE/RME er enig i kommentarene og/eller kun ønsker å dysse saken ned. De antatt mest kompetente miljøenes bidrag til å forstå situasjonen og foreslå løsninger fremstår som et samfunnsproblem.

3. Forutsetningene for norsk kraftutveksling er endret

Det er naturlig å minne om forretningsidéen bak norsk kraftutveksling. I forbindelse med vurderingen av nye kabler til Tyskland og England ga daværende olje- og energiminister Ola Borten Moe nedenstående svar på et skriftlig spørsmål fra FrPs Anders Anundsen, 21.9. 2012:

Spørsmål:

«Mener statsråden det er fornuftig, sett med norske forbrukeres øyne, å øke eksportkapasiteten på strøm til europeiske markeder utenom Norden slik at norske strømpriser øker, eller vil statsråden stanse utbyggingsplanene slik at det ikke legges opp til økt eksportkapasitet før Norge reelt er mer enn selvforsynt med elektrisk kraft?»

Statsrådets svar (våre uthevninger):

*«Gjennom en økning av overføringskapasiteten mellom Norge og andre land **styrkes norsk forsyningssikkerhet**, samtidig som en får mulighet til å **avsette kraft når det er overskudd**. Regjeringen mener at nye utenlandsforbindelser skal bygges når de er samfunnsøkonomisk lønnsomme.»*

....

*«Gjennom kraftutveksling er det mulig å **dra gjensidig nytte av forskjeller i produksjonssystemer og forbruksmønstre**. Slik kan vi ta vare på verdiene som ligger i den norske vannkraften.»*

De to første begrunnelsene, forsyningssikkerhet og eksport av overskuddskraft, kan diskuteres. Norge hadde allerede forut for de to aktuelle kablene en betydelig og mer enn tilstrekkelig utvekslingskapasitet, både til å sikre forsyningen og til å selge overskuddskraft.

Den viktigste forretningsidéen var derfor å *«dra gjensidig nytte av forskjeller i produksjonssystemer og forbruksmønstre»*. Det var snakk om en balansert utveksling. Norge kunne «kjøpe billig og selge dyrt». Det er denne forutsetningen som nå er endret. Andre lands avvikling av regulerbar kraft, først og fremst kull- og kjernekraft, har gitt ubalanse i europeisk kraftforsyning. Denne ubalansen har drenert det norske kraftsystemet for energi (kWh) og gitt kraftpriser som har skapt problemer for husholdninger, og som truer norsk verdiskaping og industriens og annen næringsvirksomhets konkurransevne.

Også et annet utvekslingstrekk i kraftmarkedet kunne begrunne ekstra utvekslingskapasitet, nemlig at alle land i Europa, med unntak for Luxemburg, hadde som mål å være selvforsynt med elektrisk energi. Det innebar en stor utbygging av uregulerbar kraft som sol og vind. Uavhengig av hvordan man mer presis forstår «selvforsynt», ville denne energipolitikken i perioder garantert gi overskudd på kraft med lave marginalkostnader, kraft som nettopp Norge ville være i stand til å ta imot og foredle, både direkte ved reeksport til høyere pris og indirekte gjennom industriell videreforedling. I det industrielle perspektivet kan Norge til og med gjerne bli nettoimportør av kraft, siden vi har en etablert elintensiv industri, som er økonomisk og klimamessig konkurransedyktig. Forutsetningene for at Norge skal kunne delta i konkurransen om bearbeidelse av andre lands momentane overskuddskraft er drøftet i avsnitt 5.

Med mindre reguleringen av markedet justeres, er det vi har sett fra 2021 ikke midlertidig, men den nye normalen.

4. Hva taper vi ved ikke å korrigere det dysfunksjonelle i kraftmarkedet?

Svært få hadde sett for seg den utviklingen vi har hatt fra 2021. Andre lands satsning på uregulerbar kraft var kjent og grunnleggende vurdert som en mulighet for Norge, med vår store⁹ utvekslingskapasitet. Men graden av ubalanse andre land har vært villig til å gå inn i, var ikke forutsett.

Vi snakker ofte om kraftmarkedet som om det dreier seg om ett produkt, energi (kWh). Men norsk vannkraft har flere egenskaper som kan selges:

- Energi (kWh)
- Effekt (kW)
- Evne til rask opp- eller nedregulering
- Type: Fornybar energi

Bak statsrådens formulering i avsnitt 3 om «.. forskjeller i produksjonssystemer ...» ligger det at andre land noen ganger hadde ledig kapasitet (kW), andre ganger manglet kapasitet. Kapasitet ganger tid gir kWh. kWh ble handelsproduktet, men reflekterte egentlig overskudd eller underskudd på tilgjengelig kapasitet (kW), som bestemmer reguleringsevnen.

Omlegging i andre lands kraftforsyning, og Norges egne beslutninger om økt utvekslingskapasitet med utlandet, har gitt et økt behov for alle egenskapene til norsk vannkraft. Det er et genuint behov for kWh, men samtidig er behovet for fleksibel kapasitet (kW) enda mer kritisk. Det dysfunksjonelle består derfor blant annet i at vi fortsetter å selge energi (kWh) som et svar på et kritisk behov for effektutveksling og balansehandel (kW). Dagens markedsordning er uegnet og utilstrekkelig, ikke bare for norske kraftprodusenter og kraftkunder, men også for andre land. Det vi holder på med nå, tjener ingen.¹⁰

Den endrede situasjonen i kraftmarkedet er reflektert og beskrives godt i

- Statnett: «Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022 – 2030»¹¹
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/smup/systemdrifts--og-markedsutviklingsplan-2022-2030.pdf>

og enda bedre og mer presist i

- Entso-E: «European Resource Adequacy Assessment (ERAA)»
<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

begge utgitt i desember 2021.

⁹ Norsk utvekslingskapasitet på ca 35 % regnet av maksimalt forbruk må holdes opp mot EUs mål om at alle land skal kunne utveksle 10 %.

¹⁰ Selv om det for norske kraftprodusenter er en «lindring» å ha markedsrett.

¹¹ Det er likevel trolig en indikasjon på et grunnleggende problem med forståelsen når Statnetts konsernsjef ikke en gang berører problemstillingen i sin innledende redegjørelse i forbindelse med fremleggelsen av Statnetts årsregnskap for 2021. <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/investorrelasjoner/arsrapporter/statnett-arsrapport-2021.pdf>

I april i år la ACER frem rapporten

- «ACER's final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design"
[ACER and CEER publish their views on the revision of the gas storage and security of supply Regulation | www.acer.europa.eu](#)

ACERs analyse er i tråd med det som også er påpekt av Statnett og ENTSO-E. I rammen under er noen relevante avsnitt i rapporten gjengitt.

ACER

4. Ways to improve the EU wholesale electricity market

The EU power system faces new challenges to deliver on the EU's ambitious decarbonisation objectives. These challenges, and the recent energy price shocks, raise the question of whether the current market design can fully address these challenges and if not, how then to improve the market design.

This section focuses on the following key 'asks' of the current market design going forward:

- First, the need to drive substantial investments in low-carbon generation; and
- Second, the challenges in complementing increasing shares of intermittent renewable electricity, not least via tackling rising price volatility and enhancing the flexibility of the power system.

The increasing flexible resources entering the power system need market places where their contribution can be recognised and traded. Introducing products that better reflect a changing reality (e.g. products linked with renewable generation or net demand) could offer better hedging solutions and stimulate trading and the related investments in flexible resources. The most straightforward incentive to invest in flexible resources remains the price signal. Indeed, expected price volatility sends a clear investment signal of the need for flexible resources.

Scarcity pricing and capacity mechanisms are two tools that can further trigger investments in flexible resources. Scarcity pricing gives an explicit value to reserves being available in times of scarcity, thereby giving extra incentives to all possible sources (including storage and demand-side response) to offer energy to the market.

Capacity mechanisms support generation, storage and demand-side response to address adequacy concerns by ensuring the availability of enough firm capacity (meaning the electricity is available when and where it is needed). As a result, capacity mechanisms indirectly support investments in flexibility resources, although they do not usually differentiate between flexible and less flexible resources. Figure 20 gives an overview of the different capacity mechanisms in the EU.

By default, capacity mechanisms are national. Coordination at the EU level can achieve more efficient outcomes also in terms of flexible resources (noting the European Resource Adequacy Assessment as a key instrument to drive such enhanced alignment, as mentioned in Section 3 above).

IndustriEl

ACER peker på at kapasitetsmekanismer i dag er et nasjonalt ansvar, og at det økte behovet for fleksibel produksjon krever en bedre koordinering. ACER gir nedenstående illustrasjon av dagens situasjon:

Figure 20: Capacity mechanism in EU Member States in 2020



Source: ACER-CEER Market Monitoring Report 2020.

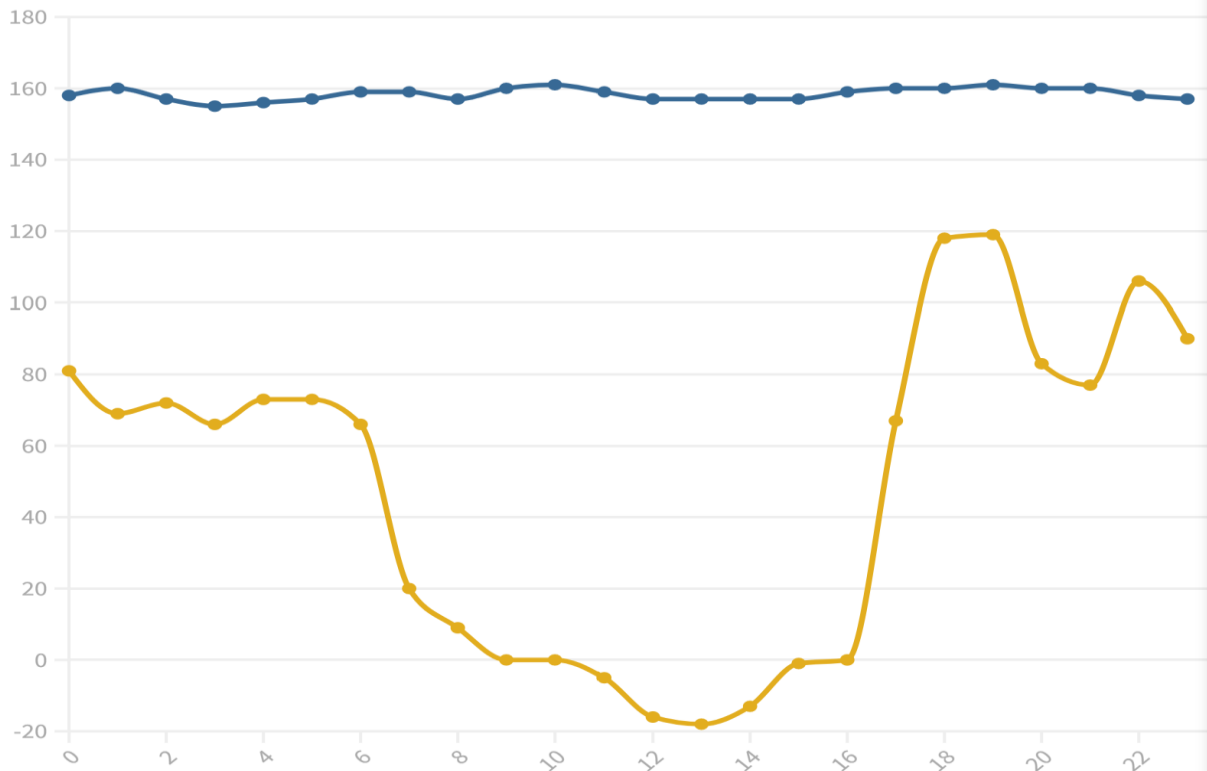
Norske vannkraftmagasiner ble betydelig drenert fra 2. halvår 2021. Utsvevingskapasitet som var ment å trygge forsyningsikkerheten, bidro snarere til redusert sikkerhet. Med lav magasinifylling, øker kraftprodusentenes markedsrett. Mens norske kraftpriser tidligere typisk har fulgt prisreduksjonen i markedet ved stor vindkraftproduksjon, trenger ikke norske kraftprodusenter lenger å følge prisnedgangen i andre land når magasinene er tappet langt ned. Selv om det importeres til en høy pris, er sjansene gode for å kunne selge til en enda høyere pris.

Figuren under, hentet fra Europower, er en god illustrasjon på markedsrett og tapt økonomisk mulighet for norsk, industriell videreforedling av kraft andre land ikke selv kan nyttiggjøre seg. Slik bør ikke markedet fungere (se nærmere kommentar i avsnitt 5 om kabelinntekter).

Spotpris søndag 20. mars

I øre/kWh time for time for Sørøst-Norge (NO1) og Tyskland. Kilde: Nordpool

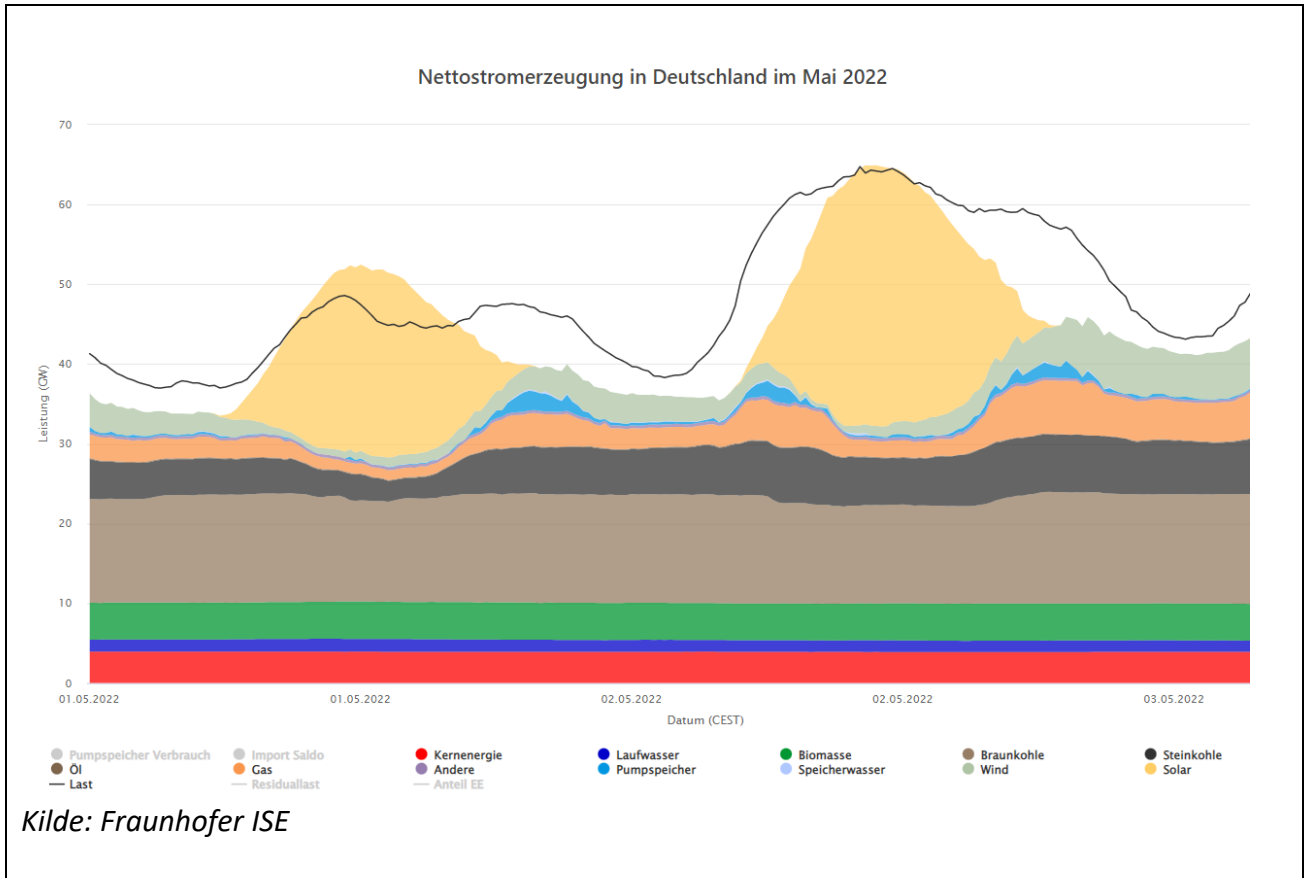
Oslo Tyskland



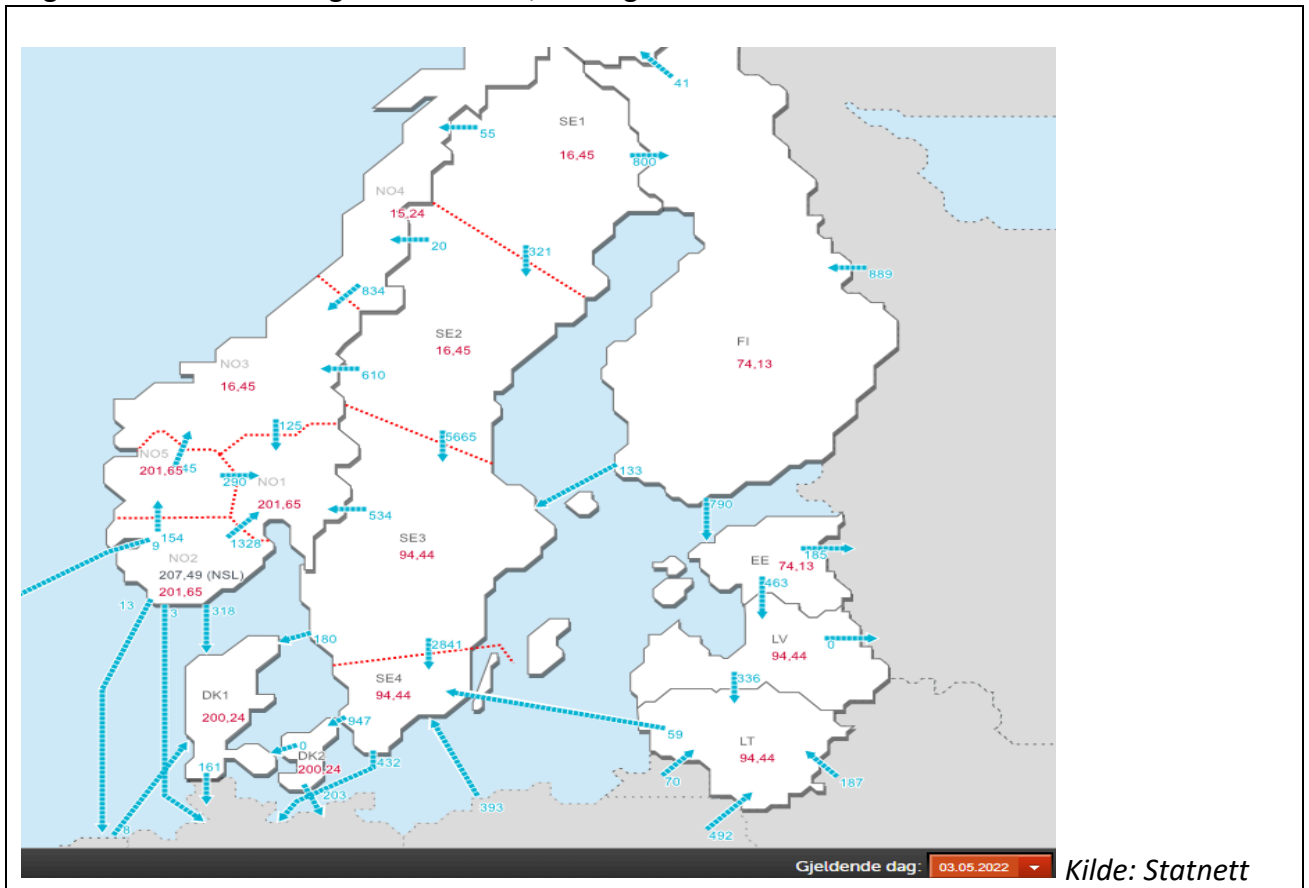
Kilde: Europower

I dette tilfellet falt prisene i Tyskland og på Kontinentet som følge av (for) stor produksjon av vindkraft. Men hva når vindkraftproduksjonen er lav? Det er illustrert i figuren under, som viser kraftsituasjonen i Tyskland de første tre dagene i mai 2022. Dette er samtidig en god illustrasjon på Europas kraftproblem. Man må ta høyde for perioder uten vind.

I disse tre dagene i mai varierte Tysklands forbruk fra ca 36 000 MW til 65 000 MW. Én viktig driver bak forbruket er strøm til kjøling, som korrelerer med produksjonen av solkraft. Vindkraft, derimot, bidro praktisk talt ikke. Tyskland har over 60 000 MW vindkraft installert. Her var bidraget nede i ca 500 MW. Hva gjør man da? Øker litt på kull og gass, men ellers: Importerer elektrisk kraft.



Figuren under viser Norges rolle i dette, onsdag 3. mai kl 11:00.

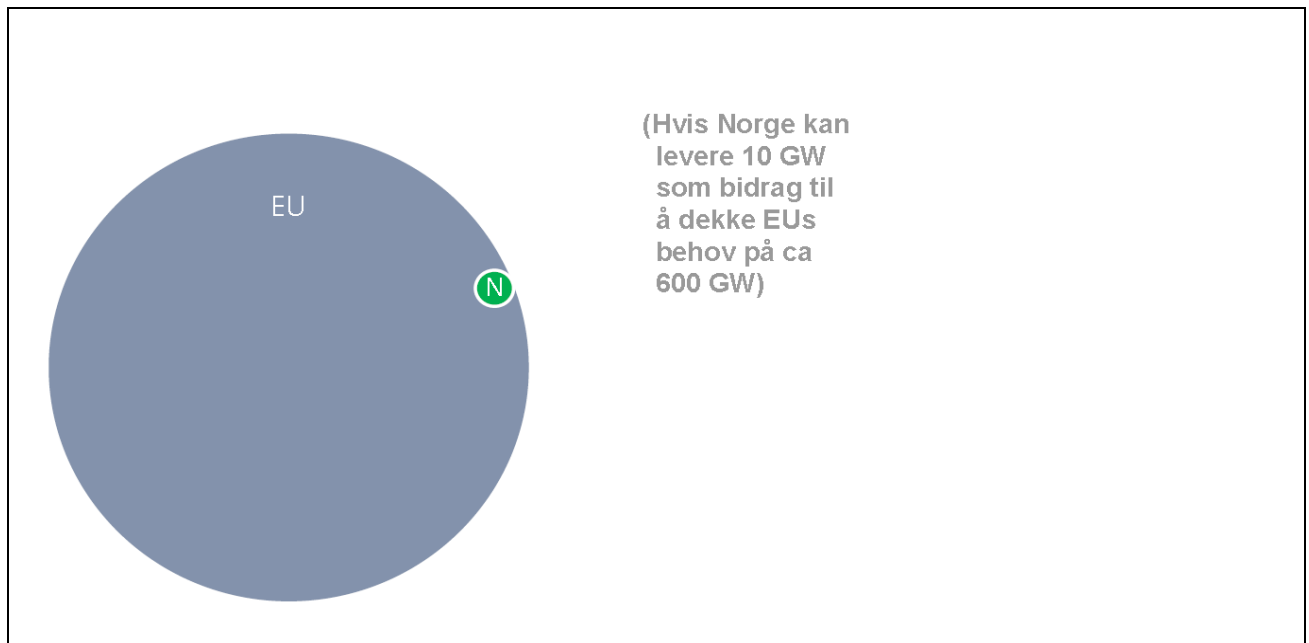


IndustriEl

Til tross for en vannmagasinsituasjon som var begynt å bli kritisk, eksporterte vi noe kraft til Danmark, som eksporterte videre til Tyskland. De norske prisene var mer enn dobbelt så høye som prisene i Sverige, Finland og Baltikum.¹²

Hadde vi tatt kontroll på vannmagasinsituasjonen, ville våre priser ha vært lavere, og vi kunne i tillegg ha bidradd mer med den etterspurte kapasiteten. Nå er bidraget mindre, og vi ødelegger grunnlaget for vår egen verdiskaping.

Av det norske ordskiftet kan en ofte få inntrykk av at Norge er viktigere for europeisk kraftforsyning enn tilfellet er. Realiteten er at selv om norsk kraftforsyning er enestående, både som regulerbar og fornybar, er vår rolle svært begrenset, og mer med hensyn til energi (kWh) enn regulerbar kapasitet (kW). Kan vi stille 10 GW (10 000 MW) til disposisjon hver vei, må det holdes opp mot et behov i Europa på kanskje mer enn 600 GW (600 000 MW), som illustrert under.



Med mer enn 9 000 MW i utvekslingskapasitet er det mulig å tenke seg en nettoeksport fra Norge på kanskje 50 TWh.

Norsk deltagelse i det grønne skiftet er et tema. Her er det flere forhold som må vurderes:

- *Magasinfylling og reguleringssevne.* Når reguleringssevne og reservekapasitet (kW) er hovedutfordringer for å unngå at kraftsystemer bryter sammen, er det viktig å erkjenne at vår evne til å levere disse tjenestene reduseres med redusert vannmagasinnivå.

¹² I denne situasjonen går kraften dessuten i feil retning i flere prisavsnitt, dvs fra det dyreste til det billigste området. Det gir et direkte tap for systemoperatørene, som også må betale for tap i overføring. Siden kraft går videre til Tyskland, må Statnett i tillegg dekke transmisjonstapet gjennom Danmark. Trippeltap.

IndustriEl

- *Vannmagasinnivået, eller den gjennomsnittlige fallhøyden vi produserer fra, bestemmer hvor mye fornybar vannkraft vi kan levere. Iflg. NVE er den gjennomsnittlige fallhøyden for norsk kraftproduksjon 607 m, som gir 1,49 kWh per m³ vann. Korrigert for at NVE trolig har lagt en litt høy virkningsgrad til grunn, innebærer det likevel at en økning av den gjennomsnittlige fallhøyden med kun 1 m, gir en økning i norsk kraftproduksjon på mer enn 200 GWh. Settes det inn i et europeisk perspektiv, tilsvarer det forbruket til 30 – 40 000 husholdninger per meter økt fallhøyde.*
- *Ny kraft – spesielt vindkraft. Det er en vanlig tenkning at situasjonen med høye kraftpriser kan løses ved at vi bygger ut mer kraft. Men er det grunn til å tro at det hjelper mht norsk, industriell bearbeiding? Med dagens utvekslingskapasitet kan ethvert tenkelig tilskudd av ny kraft eksporteres uten bearbeiding. Kraftutbygging erstatter ikke andre tiltak i et dysfunksjonelt marked. Derfor vil nedbygging av flaskehals mellom nord og syd i Norge med større sannsynlighet øke prisene i nord enn senke dem i syd.*

Innenlandsk vindkraft, i alle fall syd for Stadt, reiser noen tilleggsspørsmål. Det har for det første med samtidigheten for vind i Nordsjø-bassenget å gjøre. Når det blåser her, så blåser det der. Det betyr at vi ved utbygging av vindkraft i Syd-Norge beslaglegger vannkraftens reguleringskapasitet for å ta vare på egen vindkraft når den er minst verd, til fortrensel for andre lands overskuddskraft, jf figuren over, der kraft var tilgjengelig i Tyskland til negativ pris på dagtid. Landbasert, norsk vindkraft er i utgangspunktet hverken en god forretningsidé eller et godt bidrag til europeisk kraftforsyning, og uten justering av markedsreguleringen, endrer det heller ikke dagens markedssituasjon.

Norge er, om ikke det eneste, så blant de få land i Europa som kan bidra til det grønne skiftet ved industriell bearbeidelse av egen og andre lands fornybare overskuddskraft, selv om det skulle gjøre oss til nettoimportør. Et underliggende spørsmål, når vi allerede er i en situasjon der kraftsystemet har problemer med å håndtere uregulerbar kraft, er hvor grensen går for bygging av uregulerbar kraft i Norge, herunder mulig havvind. Hva skjer når uregulert kraft blir enda mer dominant? Hvilke tilleggsinvesteringer utløser det? Hvem skal bære tilleggskostnadene? Hvor godt koordinert er vi for eksempel med Sverige, som er i det nordiske synkronområdet, når det gjelder deres planer for betydelig mer uregulerbar kraft?. Det er spørsmål hverken Statnett, andre systemoperatører eller reguleringsmyndighetene har besvart.

5. Kabelinntektenes viktige rolle

På slutten av 1990-tallet ble det inngått en privat kabelavtale mellom en gruppe norske kraftselskaper, Eurokraft, og et tysk konsortium, EuroStroh. Konesjonssøknaden inneholdt et punkt om å reservere en viss kapasitet for nettoeksport av kraft fra Norge. Det ble avslått av norske myndigheter. Konesjonen som ble gitt forutsatte balansert kraftutveksling.

Men denne kabelen hadde en annen interessant og viktig innretning, som bør gjeninnføres. Kabelen skulle bygges, eies og drives av Statnett og den tyske systemoperatøren. De skulle også sørge for at kraften alltid gikk fra det billigste til det dyreste området. Partene på tysk og norsk side skulle imidlertid være ansvarlig for kostnadene og garantere at kabelforbindelsen ble lønnsom for Statnett og den tyske systemoperatøren. Men det viktigste: EuroKraft og EuroStroh skulle motta inntektene fra prisdifferansen i de to landene. Det er avgjørende for utvidet verdiskaping.

I dag er Statnett både eier og ansvarlig for den norske andelen av kostnader og inntekter for alle utlandsforbindelser. Inntektene og kostnadene inngår i Statnetts inntektsrammeregulering. Forskjellen på dette og den modellen EuroKraft og EuroStroh etablerte, var at kommersielle parter sto direkte overfor prisene i markedet på hver side av kabelen. De kunne inngå korte og lange avtaler basert på systemforskjeller og prisforventninger i de ulike markedene, og kraftavtalene kunne «snus» dersom markedet og forutsetningene endret seg. Kabelinntektene ville gi grunnlag for finansiell handel og fysisk verdiskaping.¹³

Statnett kan ikke gjøre noe av dette. Systemoperatørens ene oppgave er å sikre at kraften alltid går fra det billigste til det dyreste området og (helst) dekker tapskostnadene i nettet til enhver tid (det har vist seg å være vanskelig nok, jf illustrasjonen s. 11.) I dag utlignes gevinst, eventuelt tap på alle forbrukere, og fremstår som pulverisert for kraftselskaper og industri som kunne ha basert videreføring på konkrete prisdifferanser, om EuroKrafts og EuroStrohs modell hadde vært brukt. Med dagens modell kommer prisdifferansene mellom landene alle til nytte, men ikke på en nyttig måte, jf figuren i punkt 3. Norsk industri kunne ikke nyttiggjøre seg negative priser i Tyskland 20. mars 2022.

Eierskapet, ikke til kablene, men til kabelinntektene bør derfor være et viktig tema når det gjelder norsk verdiskaping og tilpasningen til det fremtidige, europeiske kraftmarkedet.

¹³ Da det tyske kraftmarkedet ble åpnet i 1998, falt grunnlaget for den opprinnelige avtalen bort fra tysk side. Det ble ikke enighet om en ny avtale. De norske deltakerne mottok erstatning. Modellkjøringer i etterkant viste at kabelen kunne ha blitt svært lønnsom og bidradd til betydelig verdiskaping i Norge, som følge av at partene skulle beholde kabelinntektene. Statkraft hadde et parallelt prosjekt, som også ble skrinlagt, med en annen tysk aktør.

6. Forslag til tiltak

Den store endringen i kraftmarkedet har utløst diskusjoner om ulike tiltak. Det har vært forslag om å avvikle markedet og i stedet administrere kjøp og salg av kraft. Statlig støtte til husholdningene og noen andre er én måte å gripe inn i markedet på, men neppe egnet som permanent løsning. Det er dessuten ingen løsning for næringsvirksomhet. Det er et naturlig spørsmål hva som kan gjøres innenfor rammene av det eksisterende, markedsbaserte systemet¹⁴.

Alle land i Europa sliter med utviklingen i kraftmarkedet, og flere land har truffet tiltak for å beskytte forbrukerne. Er det noe (relevant) som skiller Norge fra andre land? Som vist foran, er svaret på det ja. Oppsummert:

- Vi har en naturressurs som har gitt grunnlag for kraftutveksling med andre lands kraftsystemer. Kraftutveksling har kunnet skje samtidig som denne naturressursen i den internasjonale arbeidsdelingen har sikret innenlandsk forsyning og lagt grunnlag for en betydelig elintensiv industri.
- Det norske kraftsystemet er analogt til andre lands pumpekraft, bare mer fleksibelt. Det som nå skjer, er som å blokkere gjenoppfyllingen i pumpekraftverkens vannmagasiner. Produksjonen hos oss går så lenge det er vann.
- Mens målet i EU er at alle land skal kunne utveksle 10 % av sitt behov, har Norge bygget en kapasitet på over 1/3 av sin makslast. Norge har, i motsetning til andre land, praktisk talt ikke lagt annet enn tekniske begrensninger på bruk av utvekslingskapasiteten.¹⁵
- Alle norske kabler er bygget som utvekslingskabler, ikke som rene eksportkabler.
- Situasjonen i kraftmarkedet skyldes ensidige beslutninger i andre land.
- Norge kan ikke som andre land bygge opp lager av kull, gass eller andre forutsigbare kilder. Som et svar på endringene i markedet, stiller EU nå krav om 90 % fylling av gasslagrene hver høst (80 % i 2022).¹⁶
- Norge er kommet i en situasjon med asymmetrisk risiko, der prinsippet om resiprositet er brutt.
- Om vi fortsetter å prioritere salg av energi (kWh) fremfor salg av produksjonskapasitet (kW) og fleksibilitet, bidrar vi minst til det som har størst verdi i den pågående omleggingen av europeisk kraftforsyning.
- Norske kraftprodusentene kan i den nye situasjonen enkelt utøve markedsrett. Det kan være et selvstendig grunnlag for justert regulering.

Det mest nærliggende forslaget til løsning er knyttet til reguleringen av norske vannmagasiner. Norske vannmagasiner er motstykket til andre lands sikring av nødvendig forsyning. Det er mulig å tenke seg en detaljregulering innenfor dagens vassdrags- og magasinregulering, men en

¹⁴ Ref. EUs forordninger (EC)714/2009 og (EU)943/2019

¹⁵ Tyskland har for eksempel hatt begrensninger på importen, både fra Danmark, Nederland og Norge, for å prioritere egen produksjon i nettet. Fra Norge økte tilgangen fra ca 600 MW til 1 400 MW da Tyskland ved nyttår la ned kjernekraftverket på 1 400 MW ved Wilster.

¹⁶ Om bakgrunn og opplegg, se bl.a. [ACER and CEER publish their views on the revision of the gas storage and security of supply Regulation | www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

overordnet regulering er trolig både langt enklere og kan gjennomføres innenfor de eksisterende markedsløsningene for kraft.

I tillegg til at Norge på denne måten kan etablere en forsyningsikkerhet på linje med andre land, hindre bruk av markedsrett og sikre fortsatt innenlandsk verdiskaping, vil en slik regulering øke Norges bidrag til det grønne skiftet, i tråd med alle lands felles interesser. Det skjer som beskrevet både ved at evnen til regulering øker når vannmagasinene ikke er tappet helt ned, og ved at vi gjennomgående vil produsere mer fornybar kraft med økt fallhøyde.

Hovedpunktene i en slik justert regulering vil være:

1. Det må fastsettes krav til vannmagasinfylling måned for måned, med spesifisering for de enkelte prisområdene. Kommer vannmagasinfyllingen under det fastsatte nivået i et prisområde, har Statnett ikke anledning til å tildele kapasitet for fysisk eksport i døgnmarkedet fra dette prisområdet. Det er ikke et argument mot innføring av en slik regel at den vil kreve en vurdering av flere forhold, som snømagasin, mark- og grunnvann, forventet nedbør, regionmessige forskjeller m.v. Reguleringen skiller seg ikke fra de vurderingene som må gjøres i forbindelse med tiltak ihht SAKS (svært anstrengt kraftsituasjon), som vurderes av Statnett og må godkjennes av NVE.

Fysisk handel kan eventuelt likevel skje ved avtaler om fysisk motkjøp innenfor definerte tidsfrister, og det kan tenkes flere alternative opplegg for motkjøp. Utlandskablene må i tillegg betale for marginaltap i de aktuelle utvekslingspunktene.¹⁷

2. Ingen begrensning for fysisk import til et prisområde.
3. Ingen endring i reguleringen av kapasitetsmarkedet, men Norge må søke ordninger som gir mer direkte betaling for evnen til effektregulering og reserveforsyning, ref. dokumentene på side 7 og side 8.
4. Handelsinntektene på likestrømsforbindelsene bør i større grad reallokeres direkte til de kommersielle aktørene i kraftmarkedet.

Punktene over vil være en effektiv og legal måte å justere reguleringen av markedet på, uten å gå ut av det markedsystemet som er etablert, både mht det nordiske vekselstrømssystemet (synkronområdet) og vis a vis likestrømsforbindelsene.

Forslaget til endret regulering vil trolig langt på vei også være tilstrekkelig dersom Norge kobles til havvind via hybridkabler.¹⁸

¹⁷ I dag tariffes ikke utlandsforbindelsene i det innenlandske nettet, heller ikke for marginaltap. Statnett oppfatter betaling for marginaltap som en handelshindring. Marginaltap er imidlertid en konkret kostnad, til og med det viktigste prissignaler i den norske nettleiereguleringen. En faktisk kostnad kan ikke med rimelighet fremstilles som en handelshindring.

¹⁸ Med dagens utvekslingskapasitet er regjeringens første opplegg for havvind med radial til Norge langt på vei å regne som en hybrid løsning. Det er neppe et hinder at kraften som eventuelt skal til andre land, går via Norge.

Vedlegg:

Brev fra IndustriEl til NVE etter artikkel i Aftenposten 4.12. 2021 av Vassdrags- og energidirektør Ketil Lund

2021-12-15

NVE
Middelthunsgate 29
0368 Oslo
nve@nve.no

Hva bør vi gjøre med kraftmarkedet?

I en artikkel i Aftenposten 4. desember stiller Ketil Lund i NVE følgende spørsmål:

Hvorfor er prisene så høye?

Kommer de høye prisene til å vare?

Hva kan vi som land gjøre for å unngå at det blir slik fremover?

Det er gode spørsmål. Etter vårt syn er svarene ikke like gode, og er for en del på siden av saken. Det begrunnes i det nedenstående.

Hvorfor er prisene så høye?

Å vise til lav magasinfylling og høye priser på CO₂ og gass, er i og for seg korrekt. Det er også korrekt at virkningen er sterkere enn før på grunn av flere utlandskabler. Fremstillingen blir likevel misvisende. Den grunnleggende forklaringen mangler: Andre land avviker kull- og kjernekraft, uten å ha stabile alternativer. Det har ført til perioder med kraftmangel og prispress. Med vår overdimensjonerte kapasitet for kraftutveksling, ca 1/3 av eget behov under makslast, er kabler som var ment for nettopp kraftutveksling, blitt ren drenering av norsk kraft. Bare det siste året er utvekslingskapasiteten økt med 50 %, selv om vi kan lagre nesten 2/3 av et helt års forbruk.

Kommer de høye prisene til å vare?

Her svarer Ketil Lund ja, forutsatt at CO₂-prisene forblir høye. Det mer presise svaret er at med dagens opplegg vil prisene fortsette å være høye i Norge så lenge prisene er høye i andre land. Han sier ingenting om konsekvensene av at kraftprisene i Norge blir som ellers i Europa.

Hva kan vi som land gjøre for å unngå at det blir slik fremover?

På kort sikt ser han ingen andre muligheter enn å kompensere kundene for høye utgifter. Det er en realistisk vurdering, og det minste problemet. På lengre sikt peker han på tre ting:

- Energieffektivisering
- Økt kraftproduksjon
- Avblåse elektrifisering av petroleumssektoren

Det første og siste punktet synes rasjonelt, uavhengig av den aktuelle situasjonen. Men vis a vis det grunnleggende problemet vi er kommet opp i, er ingen av punktene et bidrag til løsning. Problemet er at vi har bygget så mye utvekslingskapasitet at all kraft vi kan frigjøre eller bygge ut lett forsvinner ut av landet, uten å redusere norske kraftpriser. Norge er, og vil forbli en «mygg» i europeisk kraftforsyning. Om ny kraftutbygging i Norge kommer i form av vindkraft, reduseres dessuten vår evne til å utnytte andre lands billige vindkraft, som følge av stor samtidighet i vindkraftproduksjon i Nord-Europa, med andre ord en ikke godt gjennomtenkt forretningsplan eller energipolitisk strategi.

Ketil Lund sier at kablene styrker vår forsyningssikkerhet. Hvordan gjør de det når kraften fortsatt flyter ut i et tørrår med lavt magasinnivå? Nå skulle det etter intensjonen med kablene komme netto kraft i retur. Det skjer ikke. Dette går ikke på hvorvidt vi skal ha kraftutveksling, men på betingelsene for kraftutveksling. Dersom kraftprisene i Europa blir like eller likere, får norsk næringsliv en konkurranseulempe, siden nettkostnadene og transportkostnadene i Norge (av flere grunner) gjennomgående er høyere enn hos våre konkurrenter, og økende. Det samme gjelder husholdningenes nettkostnader i kr per år. Det er derfor ganske freidig når han feier realitetene under teppet ved å si at «vi har et kraftsystem med lave systemkostnader», (som i tillegg neppe er korrekt).

Det som ligger bak Ketil Lunds analyse og forslag til løsning, synes å være to legitime hensyn. Han er redd for at tiltak vil ramme markedsmodellen generelt, og han er redd for å tukle med inngåtte avtaler. Men dette går ikke på markedsmodellen. Det går på reguleringen av markedet. Det er dessuten ikke Norge som tukler med inngåtte avtaler. Det er andre land som gjennom sin energipolitikk har endret forutsetningen for en mer balansert kraftutveksling. Nå er kablene med hensyn til forsyningssikkerhet ensidig i favør av partene på den andre siden. Norske husholdninger og norsk næringsliv betaler kostnadene, både gjennom høye kraftpriser og stigende nettkostnader.

Når grunnlaget for kraftutveksling endres, er det relevant å vurdere en justering av avtalene som styrer utvekslingen. I konsesjonen for NordLink til Tyskland heter det for eksempel: *«Olje- og energidepartementet forbeholder seg retten til å endre vilkårene i konsesjonen i konsesjonsperioden dersom allmenne hensyn gjør det nødvendig.»* For noen kabler må avtalene snart reforhandles.

Slår vi oss til ro med dagens markedssituasjon som den nye «normalen», er det vanskelig å se at vi ikke samtidig fjerner mye av grunnlaget for verdiskaping basert på vår egen kraft. Det er det ikke verdt. Elintensive produkter produseres mest klimavennlig i Norge og utgjør et viktig grunnlag for det innenlandske kraftnettet.

Dagens markedssituasjon undergraver dessuten den stabiliserende rollen norsk, regulerbar vannkraft kan spille som «batteri» i europeisk kraftforsyning. Vi kan fortsatt bidra med en rasjonell og verdifull kraftutveksling, men da må «batteriet» også lades, ikke bare tømmes. I det perspektivet er heller ikke andre land tjent med den måten norsk kraftforsyning nå fungerer på.

Dagens problem går ikke over av seg selv. De to siste kablene, til Tyskland og England, har hittil ikke utnyttet sin fulle kapasitet. Den siste på grunn av innkjøring, den andre på grunn av begrensninger i det tyske nettet. Videre avvikling av tysk kull- og kjernekraft åpner for at situasjonen forverres.

Det kortsiktige kostnadsproblemet som treffer norsk, alminnelig forsyning, kan løses relativt enkelt. Det langsiktige problemet, som treffer Norge bredt, er kanskje ikke like enkelt å løse. Den

IndustriEl

viktigste forutsetningen for å finne en løsning er at problemet erkjennes og presenteres på en annen måte enn det Ketil Lund gjør i sin artikkel.

Vennlig hilsen
For IndustriEl AS



Helge Stanghelle
Styreleder

Kopi:

[RME rme@nve.no](mailto:rme@nve.no)

[Olje- og energidepartementet postmottak@oed.dep.no](mailto:postmottak@oed.dep.no)

[Nærings- og fiskeridepartementet postmottak@nfd.dep.no](mailto:postmottak@nfd.dep.no)

[Klima- og miljødepartementet postmottak@kld.dep.no](mailto:postmottak@kld.dep.no)

[Energi- og miljøkomitéen energi-miljoe@stortinget.no](mailto:energi-miljoe@stortinget.no)

[Næringskomitéen naering@stortinget.no](mailto:naering@stortinget.no)

[Statnett firmapost statnett.no](mailto:statnett@statnett.no)

[Norsk Industri post post@norskindustri.no](mailto:post@norskindustri.no)

[Energi Norge post@energinorge.no](mailto:post@energinorge.no)