



Utredning av utvalgte tiltak i det norske kraftmarkedet

En rapport til Olje- og energidepartementet (OED)

SEPTEMBER 2022



AFRY is an international engineering, design and advisory company.

We support our clients to progress in sustainability and digitalisation.

We are 17,000 devoted experts within the fields of infrastructure, industry and energy, operating across the world to create sustainable solutions for future generations.

Making Future

KONTAKTINFORMASJON



Geir Brønmo – AFRY Management Consulting
geir.bronmo@afry.com
+47 403 92 505



Even Winje – Menon Economics
even.winje@menon.no
+47 932 60 469

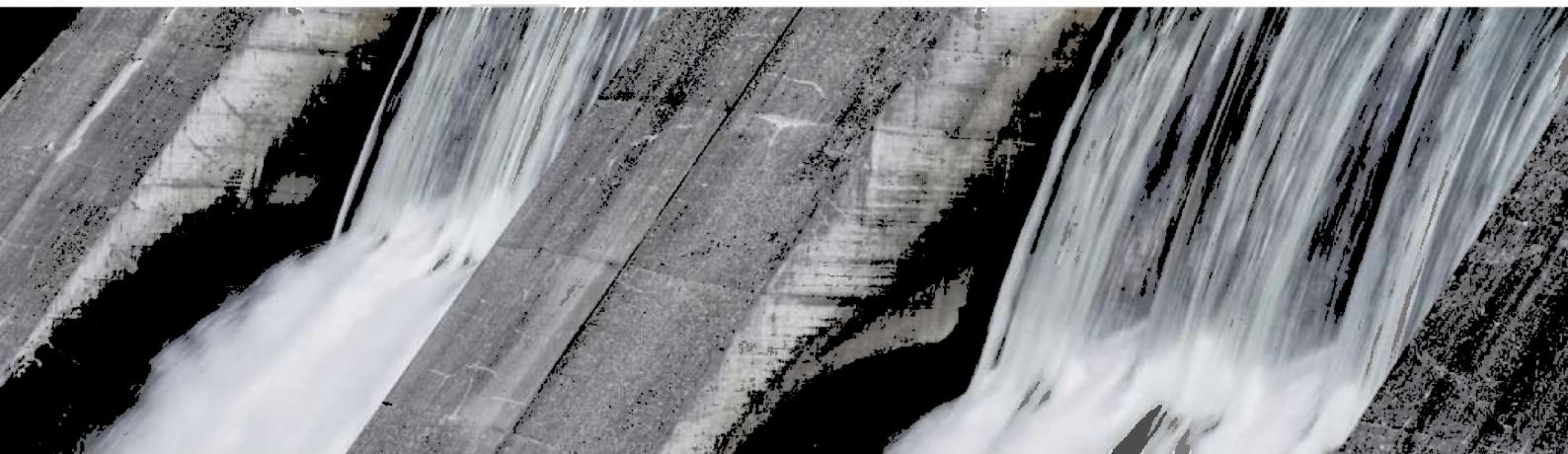
AFRY Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and bio-based industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to European energy markets. Our energy team of over 250 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy markets across Europe, the Middle East, Asia, Africa and the Americas.

Copyright ©2022 AFRY Consult AS

INNHOLDSLISTE

1. SAMMENDRAG	6
2. INNLEDNING	14
2.1. Kort om bakgrunnen for tiltakene	14
2.2. Hvorfor ble kraftprisene så høye i Sør-Norge?	15
2.3. Oversikt over tiltakene som behandles	16
2.4. Vurdering av tiltakene	16
2.5. Konvensjoner	16
3. METODISK RAMMEVERK	17
3.1. Kvantitativ analyse av tiltak: tilnærming	17
Scenarioer i BID3	19
3.2. Kvalitative analyser	22
Kort om priselastisitet av etterspørsel for strøm	22
Priselastisitet i de kvalitative analysene	25
4. MINSTEKRAV TIL MAGASINFYLING I/FØR TAPPESESONG	26
4.1. Beskrivelse	26
4.2. Modellanalyse av tiltaket	27
4.3. Vurdering mot regelverk og avtaler	30
4.4. Oppsummering	30
5. BEGRENSNING AV KRAFTEKSPORT	31
5.1. Beskrivelse	31
5.2. Begrense eksportkapasiteten	31
Modellanalyse av tiltaket	32
5.3. Eksportavgift – økt kostnad ved eksport av kraft	35
5.4. Forholdet til regelverk og avtaler	35
5.5. Oppsummering	36
6. UΤBYGGING AV INNENLANDSK NETT OG UTNYTTELSE AV EKSISTERENDE NETT	37
6.1. Beskrivelse	37
6.2. Kvantitativ analyse	39
Økt overføringskapasitet fra nord til sør	39
Økt overføringskapasitet i Norden	41
6.3. Diskusjon	41
Koblinger til Sverige	42
Utvikling og tiltak på lang sikt	43
6.4. Oppsummering	43
7. MAKSPRIS I ENGROSMARKEDET	45
7.1. Beskrivelse	45
7.2. Økonomisk teori om maksprisregimer	46

7.3. Effekten av makspris på det norske strømmarkedet	47
7.4. Langsiktige effekter og regelverksvurdering	52
7.5. Samlet vurdering	52
8. TILTAK I SLUTTBRUKERMARKEDET	54
8.1. Tiltak 5a: Makspris i sluttbrukermarkedet	55
Økonomisk teori om subsidier	55
Effekter av makspris i sluttbrukermarkedet for strøm	57
Effektivitetseffekter	59
Forsyningssikkerhet	60
Samlet vurdering	60
8.2. Tiltak 5b: To-prissystem der normalforbruk er billigere enn luksusforbruk	61
Definisjon av normalforbruk og luksusforbruk	61
Makspris kun for normalforbruk	62
Makspris på normalforbruk og minimumspris på luksusforbruk	63
Samlet vurdering	64
8.3. Tiltak 7: Fond som utbetaler kontantbetaling	65
Beskrivelse av tiltak	65
Økonomisk teori om kontantutbetalinger	66
Effekter av kontantutbetalinger	67
Samlet vurdering	69
9. STATSEID KRAFTLEVERANDØR	70
9.1. Beskrivelse	70
9.2. Sluttbrukeravtaler	71
Spotprisavtaler	72
Fastprisavtaler	73
9.3. Statlig monopolist	75
9.4. Samlet vurdering	76
9.5. Vurdering mot regelverk og avtaler	77
10. REFERANSER	78
VEDLEGG: INTERNASJONALE FORPLIKTELSER OG REGELVERK	80
A.1 Handelsregler	80
A.2 Regelverk for kraftmarkedet	81
A.3 Statsstøtte	81
A.4 Storbritannia	82



1. Sammendrag

AFRY Management Consulting og Menon Economics har gjort en utredning for Olje- og energidepartementet (OED) av tiltak som kan redusere risiko for en anstrengt forsyningssituasjon og redusere strømkundenes eksponering for høye og/eller sterkt varierende kraftpriser. For sistnevnte har hovedfokuset ligget på tiltak som reduserer husholdningenes utgifter.

Bakgrunnen for oppdraget er de svært høye kraftprisene og den lave fyllingsgraden i vannkraftmagasinene i de tre sørligste prisområdene i Norge (NO1, NO2 og NO5) i 2021 og 2022. Det norske kraftmarkedet er tett integrert med våre nordiske naboland og Europa forøvrig, og dermed påvirket av kraftprisutviklingen i disse markedene, som har vært stadig økende den seneste tiden. Prisøkningene skyldes hovedsakelig gradvis nedlukking av eksport av gass fra Russland til Europa. I den samme perioden har tilsiget til vannkraftverkene i Sør-Norge vært langt lavere enn normalt. Samlet har dette gitt ekstreme priser også i det norske kraftmarkedet. Unntaket finner vi i de nordlige prisområdene (NO3 og NO4). Her har prisene i liten grad vært påvirket av den øvrige utviklingen grunnet et mer normalt tilsig kombinert med flaskehals i transmisjonsnettet både på norsk og svensk side.

De høye kraftprisene mobiliserer alle tilgjengelige produksjonsressurser i de europeiske kraftmarkedene og gir insentiver til energisparing og effektiviseringstiltak. Samlet reduserer dette risikoen for rasjonering. Høye priser gir imidlertid også store fordelingsmessige virkninger med risiko for energifattigdom, inflasjon og konkurser i særlig utsatte bedrifter. EU-kommisjonen oppfordrer til nasjonale kompensasjonstiltak. Utfordringen ligger i å identifisere og gjennomføre kostnadseffektive tiltak som beskytter strømforbrukerne mot ekstreme kostnader, og samtidig sikrer tilstrekkelig ressurstilgang i en svært anstrengt situasjon både i Norge og på kontinentet.

I Norden gir den store andelen vannkraft ekstra utfordringer. Siden tilsiget varierer mye, avhenger forsyningssikkerheten både av hvordan magasinvannet disponeres over tid og av kraftutvekslingen med naboland. I perioder med stor usikkerhet og en gradvis forverring av situasjonen, er disponeringen av magasinene ekstra vanskelig. Dessuten har krig og mangel på energi i Europa økt usikkerheten om importmulighetene.

Olje- og energidepartementet har bedt oss vurdere en rekke tiltak som potensielt kan redusere norske forbrukeres sårbarhet for økte

strømkostnader og/eller risikoen for at lave nivåer i vannmagasinene skal gi en anstrengt forsyningssituasjon. Oppdraget har et prinsipielt perspektiv, ettersom flere av tiltakene innebærer varige endringer av dagens markedsstruktur. Vi diskuterer imidlertid også hvordan de aktuelle tiltakene kan brukes som midlertidige tiltak i dagens situasjon.

Under redegjør vi for våre analyser knyttet til de seks hovedtiltakene slik de ble spesifisert av Olje- og energidepartementet.

Tiltak 1: Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong bidrar til økt forsyningssikkerhet, men effekten på kraftprisen er usikker

Det første tiltaket vi har analysert omfatter ulike måter å sørge for at produsentene sparer mer vann i magasinene under eller før tappesesongen, uten å innføre eksplisitte begrensinger i eksportkapasiteten mot utlandet.¹ Redusert produksjon betyr like fullt en reduksjon av nettoeksporten, som kan snu til import hvis nok vann holdes igjen. Det er mulig å tenke seg flere varianter av tiltaket, i form av ulike regulatoriske grep som begrenser produksjonen med mål om å holde magasinfyllingen over et gitt nivå.

Vi har brukt AFRYs kraftmarkedsmodell BID3 til å simulere effekten av å holde magasinfyllingen per prisområde over et gitt minimumsnivå uke for uke gjennom tappesesongen. Resultatene over en rekke forskjellige værsituasjoner indikerer at denne typen tiltak kan redusere risikoen for en anstrengt forsyningssituasjon, men at det vil øke variasjonen i kraftprisene. Under «spareperioden» går kraftprisene opp i forhold til referansebanen, mens effekten på gjennomsnittsprisen over tid er usikker.

Magasiner har mange ulike roller i systemet, fra flerårsmagasiner (f.eks. Blåsjø) til inntaksmagasiner som sikrer muligheten for kortsiktige produksjonsvariasjoner innenfor et døgn, og det er vanskelig å finne tiltak som treffer riktig for alle. Ulike tiltak av denne typen er foreslått, men ingen er konkretisert. Sommeren 2022 bad regjeringen produsentene om å holde tilbake vann for å øke fyllingsgraden i sør, og NVE krever jevnlig rapportering fra dem. Dette kan ses på som en «myk» variant av tiltaket, i den grad den faktisk påvirker produsentene til å agere annerledes enn de ellers ville gjort. En ytterligere formalisering vil imidlertid være mer kompleks.

Denne typen tiltak, hvis det viser seg mulig å gjennomføre, vil ikke løse problemet med de høye kraftprisene. Det kan imidlertid redusere risikoen for at Norge havner en anstrengt forsyningssituasjon.

Nylige uttalelser fra EU tilsier at denne typen tiltak er mer akseptable innenfor EØS-avtalen enn for eksempel begrensninger av eksportkapasitet (tiltak 2) [1]. Vi antar likevel at aksepten vil avhenge av den eksakte utformingen.

¹ Sommeren 2022 har den norske regjeringen signalisert at de vil innføre en «handlingsregel» som knytter eksportbegrensninger til magasinfyllingsgraden. Dette er en variant vi ikke har analysert. Tiltakene i denne utredningen ble definert på et tidligere tidspunkt.

Tiltak 2: Begrensning av kraftekspor eller innføring av en eksportavgift bidrar til å redusere prisene, men effekten på forsyningssikkerheten er lav – og tett dialog med nabolandene er nødvendig

Det andre tiltaket har til hensikt å begrense eksporten for å dempe prisene og redusere presset på vannmagasinene.

Analyser med BID3-modellen tilsier at en pålagt begrensning av eksportkapasitet kan redusere kraftprisene i Norge noe, men at det skal ganske omfattende begrensinger til før presset på vannmagasinene blir redusert. I resultatene ser vi at når eksportkapasiteten på NorNed og de nye kablene til Storbritannia og Tyskland halveres, fører dette til en viss prisreduksjon i Norge, men nettoeksporten dreier mot andre utenlandsforbindelser og tidspunkter, slik at bunnivået for magasinfyllingen ikke endres vesentlig. Vi gjør også en sensitivitetsanalyse der eksportkapasiteten begrenses enda mer og mot flere land enn i den første testen. Dette fører til høyere fyllingsgrad og kraftigere prisreduksjon i Norge, men gir også mye vanntap, spesielt i våte år. Resultatene kan tyde på at en må ha sterke og langvarige begrensninger for å påvirke minimum magasinfyllingen vesentlig, noe som reduserer fleksibiliteten i markedet og gir samfunnsøkonomiske tap. I tillegg må det tas hensyn til hvordan Norges handelspartner vil reagere på en eksportbegrensning og hva det betyr for våre muligheter til å importere, spesielt i kritiske situasjoner.

En annen måte å begrense eksport på, han være å innføre en eksportavgift. På grunn av strukturen i kraftmarkedet er det ikke mulig å ilette en eksportavgift som gir inntekter til statskassen; det nærmeste vi kommer er en «bremseavgift» i form av et kunstig tapsledd som stanser eksporten helt når prisdifferansen er mindre enn denne kostnaden og gir flyt på forbindelsene når prisdifferansen er større. En slik avgift vil ha en prisdempende effekt. Den kvantitative analysen med BID3 tilsier at effekten av en moderat eksportavgift over tid er forholdsvis lik effekten av en moderat begrensning av eksportkapasitet, men at tiltaket i større grad virker på prisen enn på selve eksporten og dermed forsyningssikkerheten. Det er ikke utenkelig at eksport kan begrenses dersom man innfører en eksportavgift som er nøyne tilpasset prisnivå og hvilke forbindelser den innføres på, men det ligger utenfor denne rapporten å analysere dette.

Også for denne varianten må det tas hensyn til hvordan Norges handelspartner vil reagere på en eksportbegrensning og hvordan eventuelle mottiltak vil påvirke muligheten til å kunne importere. Inngrep i handelen mellom land ville antageligvis bare være akseptable i henhold til avtaleverkene i WTO og EØS hvis de er regnet som nødvendige for å redusere faren for forsyningssvikt og er midlertidige.

De nordiske kraftsystemene henger tett sammen, og forsyningsproblemer på grunn av for lave magasinnivåer i Norge vil også påvirke nabolandene. Samtidig kan begrensinger av eksportkapasitet fra Norge også påvirke forsyningssikkerheten i andre land i Norden. Det er derfor sannsynlig at eksportbegrensninger vil fungere mer i tråd med hensikten hvis de gjøres i tett dialog og samarbeid med nabolandene.

Tiltak 3: Utnyttelse og utbygging av nettet vil redusere prisforskjellene - det er begrensede muligheter på kort sikt men allerede planlagte tiltak vil forbedre situasjonen

I 2021 og 2022 har det vært store prisforskjeller mellom nord og sør i Norge og Sverige. I nord har det i de siste årene utviklet seg et stort produksjonsoverskudd, spesielt som følge av vindkraftutbygging i Nord-Sverige. Den tilgjengelige kapasiteten i transmisjonsnettet er ikke stor nok til å hindre at det oppstår flaskehals mellom ulike deler av markedet, spesielt mellom nord og sør. De nordlige områdene er derfor mindre påvirket av kraftprisene i Europa. I tråd med oppdraget har vi vurdert hvordan endringer i overføringskapasitet i Norge og Norden generelt påvirker kraftprisene og forsyningssikkerheten, både i en situasjon som i dag og under mer normale forhold.

Vi har brukt BID3 til simuleringer hvor vi først øker tilgjengelig overføringskapasitet fra nord til sør i Norge og deretter mellom prisområdene i Norden for ulike værsituasjoner. Analysen tyder på at i begge tilfellene blir kraftprisene mellom prisområdene i Norge likere, men at prisene går mer opp i nord enn de reduseres i sør. Samtidig reduseres vanntapet, spesielt i nord og i våte år, og det blir bedre mulighet til å utnytte fleksibiliteten i vannkraften for Norge som helhet. Dette er positivt for forsyningssikkerheten, hvis ressursene forvaltes godt.

Modelltestene bruker kraftsystemet i 2022 som utgangspunkt. Vårt inntrykk er at det er begrensede muligheter til å øke overføringskapasiteten mye på kort sikt. Simuleringene kan likevel gi en innsikt i de generelle effektene av mer overføringskapasitet.

Utbygging av transmisjonsnett er svært tidkrevende, og dermed ikke noe som kan påvirke dagens anstrengte situasjon. Det kan imidlertid finnes løsninger med potensial til å benytte det eksisterende nettet bedre, for eksempel flytbasert markedskobling som etter planen skal innføres i 2023. Teknologiske løsninger som kan installeres i eksisterende nett, kan også bidra til at mer kapasitet blir tilgjengelig raskere enn ved å bygge nytt nett.

Systemoperatørene i Norge og Sverige jobber både med store utbyggingsprosjekter som vil øke den fysiske kapasiteten mellom nord og sør i løpet av 2020-tallet og med driftsmessige og teknologiske tiltak for å utnytte nettkapasiteten bedre. Forventningen er at dette totalt sett vil føre til mer tilgjengelig overføringskapasitet for markedet.

Vi ser ikke at utbygging av innenlandsk nett kan være i nevneverdig konflikt med Norges internasjonale avtaler.

Tiltak 4: Maksimalpris på kraft i engrosmarkedet kan gi store utfordringer for forsyningssikkerheten.

Dette tiltaket innebærer at kraftprodusenter ikke kan selge strøm dyrere enn en forhåndsdefinert makspris som er uavhengig av den øvrige markedssituasjonen. Våre analyser viser at en makspris i engrosmarkedet for strøm vil kunne gi lavere priser for forbrukerne på kort sikt, i henhold til formålet med tiltaket, men at det vil gi store utfordringer for forsyningssikkerheten over tid. I en anstrengt situasjon (hjemme og/eller ute) vil effekten på forsyningssikkerheten bli spesielt utfordrende. Uten en

detaljstyring av magasindisponering og handel vil man med stor sannsynlighet kunne havne i en rasjoneringssituasjon. Tiltaket vil med andre ord forsterke utfordringene man står overfor i dag, uten ytterligere tiltak.

Utfordringene med å sette et pristak i engromarkedet er knyttet til at en bindende makspris fjerner koblingen mellom markedsprisen og magasindisponeringen. Produsentenes incentiv til å spare på vannet forsvinner når markedsprisen nærmer seg «pristaket». Sagt på en annen måte: En produsent vil ha incentiv til å maksimere produksjonen når maksprisen binder. Videre vil de maksprisnivåene som er foreslått redusere konsumentenes incentiv til strømsparing og investering i energieffektiviserende tiltak. Vel så viktig er det faktum at et maksprisregime innebærer at vi ikke vil kunne sikre forsyningssikkerhet gjennom handel, ex ante. Norge er en del av et integrert nordisk kraftsystem med betydelig overføringskapasitet til det øvrige Europa. Om maksprisen ligger under prisen hos våre handelspartner, vil Norge komme i en eksportsituasjon uavhengig av ressurssituasjonen her hjemme. Tiltaket fjerner med andre ord allokerings- og effektivitetsgevinstene i kraftmarkedet, noe som vil øke systemkostnadene betydelig, men uten å sikre forbrukernes tilgang til (rimelig) strøm over tid.

Tiltaket vil få ytterligere vridningseffekter om det innføres som et varig tiltak. Om norske strømpriser ligger lavere enn i det øvrige Europa, over tid, vil industrielle aktører (hvor kraft er en sentral innsatsfaktor) ha incentiv til å relokalisere og/eller etablere seg i Norge. Alt annet likt vil dette øke kraftetterspørselen i Norge. Samtidig reduseres lønnsomheten knyttet til investeringer i produksjon, noe som øker behovet for subsidier om man skal opprettholde kraftbalansen. En slik konkurranseridning basert på et markedsinngrep vil imidlertid høyst sannsynlig komme i konflikt med statsstøtteregelverket, og ikke være mulig å gjennomføre i praksis.

Tiltak 5a-5c: Tiltak i sluttbrukermarkedet reduserer strømkundenes priseksponering, men varierer i betydelig i kostnadseffektivitet.

Sluttbrukermarkedet for strøm omfatter husholdninger og næringskunder som handler strøm via en leverandør eller gjennom en megler. Vi har i samråd med oppdragsgiver fokusert på tiltak rettet mot husholdningene, og ikke eksplisitt analysert en prisregulering for bedrifter. De prinsipielle vurderingene knyttet til markedsdynamikken vil imidlertid i stor grad være overførbare mellom de to kundegruppene².

Analysen fokuserer på tre foreslalte tiltak i sluttbrukermarkedet: innføring av et maksprisregime, et to-delt prissystem der normalforbruk er billigere enn luksusforbruk, og et fond som utbetales en kontantbetaling til strømkundene uavhengig av faktisk strømforbruk. Alle tre vil kunne bidra til å avlaste forbrukerne økonomisk, men er ulike med hensyn til styrings- og

² Implementeringen vil være mer kompleks for bedriftskunder, både med hensyn til den faktiske økonomiske innretningen og fordi man kan komme i konflikt med statsstøtteregelverket. Sistnevnte vil være spesielt utfordrende om prisregulering skal innføres permanent.

kostnadseffektivitet. Felles for de to første er at de innebærer støtte knyttet til bruken av strøm.

- a) **Makspris** i sluttbrukermarkedet sikrer rimeligere og mer forutsigbare strømutgifter til strømkundene, noe som gjør tiltaket svært styringseffektivt med utgangspunkt målsetning om å korrigere for fordelingsvirkningene som følger av høye kraftpriser. Energibruk henger imidlertid tett sammen med inntektsnivå noe som innebærer at høyinntekts-husholdninger i gjennomsnitt vil få en større overføring enn lavinntektshusholdninger. SSB sin utredning for energiutvalget viser en klar sammenheng mellom inntektsnivå og strømforbruk. Tiltaket oppnår med andre ord sitt overordnede formål, men gir større overføringer til de som i utgangspunktet har høy kjøpekraft sammenlignet med de som har mindre.

Innføring av pristak har effektivitetskostnader som må veies opp imot de fordelingsmessige gevinstene. Maksprisnivåene som er foreslått vil redusere insentivene til strømsparring og investeringer i energieffektivisering. Kostnaden knyttet til disse vridningseffektene øker med tidshorisonten. Som et varig tiltak vil man få en permanent vridning mot økt produksjon på bekostning av tiltak på forbrukssiden. Til forskjell fra en makspris i engrosmarkedet påvirker ikke tiltaket vannkraftprodusentenes insentiver med hensyn til disponeringen av de tilgengelige vannressursene. Produsentenes tilpasning påvirkes kun indirekte via konsumeffekter.

Ettersom prissignalene i engrosmarkedet opprettholdes vil også forsyningssikkerheten i mindre grad påvirkes, gitt at det er tilstrekkelig tilgjengelig handelskapasitet og tilgang på regulerbar energi i Norge og hos våre handelspartnere. I en svært anstrengt situasjon, som vi i dag er vitne til, kan imidlertid sannsynligheten for rasjonering øke noe, grunnet konsumentenes tilpasning. Hvorvidt man velger å gjennomføre et slikt tiltak avhenger av hvordan man vektlegger effektene vi redegjør for over, samt tilgangen på alternative tiltak. Sistnevnte både innenfor og utenfor strømmarkedet.

- b) **To-prissystem** kan sikre forutsigbare strømutgifter for normalforbruk og at denne typen forbruk alltid er rimeligere enn luksusforbruk. Et to-prissystem gir med andre ord fleksibilitet med hensyn til inntektsfordeling og sosial profil, men er langt mer krevende å etablere enn en makspris, særlig med hensyn til å definere hva som er normalforbruk. Dagens strømstøtteordning kan tolkes som en forenklet utgave hvor kun fritidsboliger defineres utenfor støtteordningen.

Et to-prissystem reduserer både de positive og de negative effektene av en prisregulering. Relativt til en makspris som gjelder alt forbruk, vil et to-prissystem ha mindre vridningseffekter på konsumentenes adferd, men også redusere forutsigbarheten og effekten på kjøpekraften hos strømkundene. Hvor stor forskjellen mellom de to prisregimene blir, avhenger av utformingen. Et to-pris-system vil imidlertid også gi fordelings- og effektivitetseffekter knyttet til luksusforbruk, uavhengig av om man innfører supplerende tiltak rettet mot denne konsumkategorien

for å sikre at luksusforbruk *alltid* ligger over normalforbruk prismessig eller ikke.

Tiltaket vil gi motstridende konsumeffekter, ettersom luksusforbruk blir dyrere og normalforbruk blir billigere. Totale konsumeffekter vil derfor avhenge av definisjon på normalforbruk, og hvor mye som dekkes av maksprisregimet.

- c) **Kontantutbetaling** uavhengig av faktisk strømforbruk kan øke kjøpekraften i de periodene der strømutgiftene er høye. Kontantutbetalinger er noe mindre styringseffektive om man ønsker å sikre *hele* det faktiske strømforbruket mot høye priser for *alle* husholdninger. Dette må imidlertid veies opp mot at kontantutbetalinger sikrer en mer effektiv ressursbruk og at man opprettholder incentivet til å spare strøm og investere i energieffektivisering i perioder hvor eksempelvis de foreslårte maksprisnivåene ville begrenset prissignalene.

Det er et betydelig handlingsrom i innretningen, noe som gir fleksibilitet til å håndtere de fordelingsmessige utfordringer vi redegjorde for med hensyn til makspris. En «smart» utforming kan også gi relativt god forutsigbarhet for faktiske utgifter. På den ene siden kan utbetalingene endres i takt med utviklingen i markedsprisene for strøm, og eventuelt kobles opp imot historisk forbruk. Som for makspris vil imidlertid sistnevnte innebære en fare for å overkompensere de som i utgangspunktet har god økonomi. På den andre siden kan man behovsprøve utbetalingen for å sikre at man treffer de som trenger den mest. En flat utbetaling er også mulig, samt at man kan gjøre overføringen til en del av skattbar inntekt.

Om man ønsker å begrense ekstremprisenes fordelingseffekter i økonomien, er kontantoverføring det mest hensiktsmessige tiltaket av de vi har analysert, fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dette følger av at tiltaket gir betydelig handlingsrom i innretningen og har minimale vridningseffekter med hensyn til produsent- og konsumenttilpasningen.

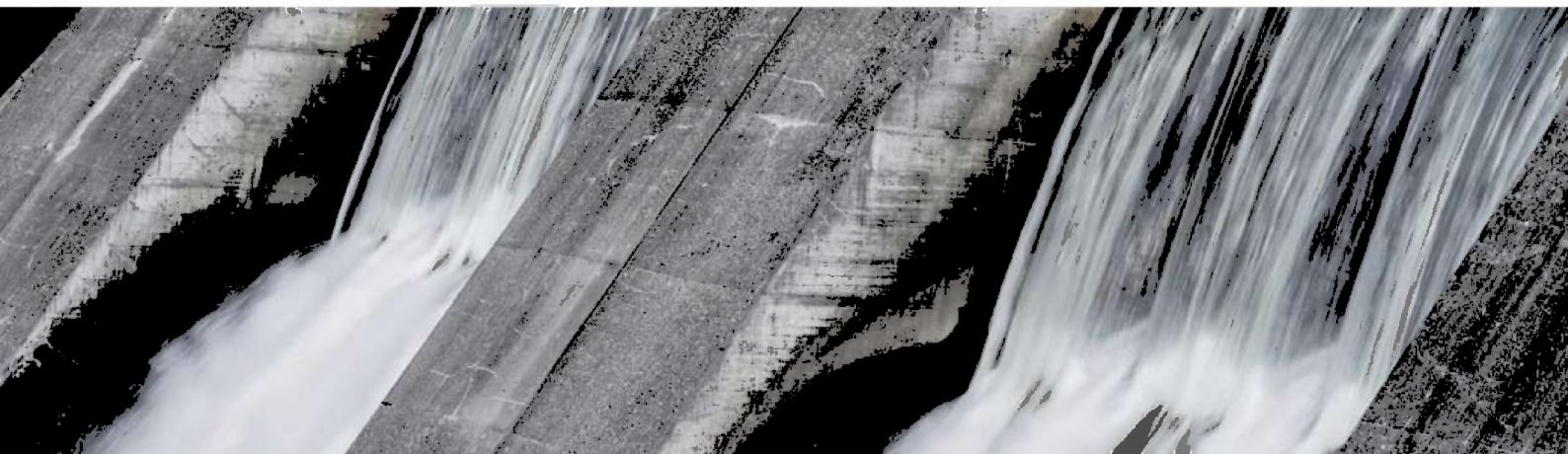
Tiltak 6: Etablering av et statseid selskap for salg av kraft er ikke nødvendigvis mer effektivt en strengere regulering.

Det er flere utfordringer knyttet til dagens sluttbrukermarked, og mange kunder opplever at det er vanskelig å orientere seg blant kraftleverandører og avtaletyper. Et statlig selskap kan troverdig tilby mer transparente og forutsigbare avtaler, noe som kan redusere kostnadene for «ikke-søkende kunder» og bli en benchmark for både sluttbrukere og konkurrenter. Likevel vurderes tiltaket, i sin helhet, som lite hensiktsmessig sett opp mot dagens markedsmessige utfordringer og det faktum at det nye lovverk under utvikling for å adressere disse.

Økt oppmerksomhet rundt strømmarkedet generelt, kombinert med et nytt regelverk for prisopplysning og markedsføring, vil trolig øke transparensen og gjøre markedet mer effektivt ved at flere kundebytter vil finne sted. Ved behov vil også alternative former for inngripen gjennom strengere regulering mest sannsynlig kunne oppnå de ønskede effektene, og være mindre omfattende enn å opprette og innføre enn et (konkurranseutsatt) statlig

selskap. En eventuell innføring av en monopolordning innebærer betydelig juridisk risiko, og ikke minst en risiko for samfunnsøkonomisk ineffektivitet på sikt, og anbefales ikke.

Til tross for at det er utfordringer knyttet til abonnementssstrukturer etc. ser vi ingen klare tegn på betydelig markedssvikt i spotprismarkedet. Det finnes markedsaktører som tilbyr relativt enkle avtaler med oversiktlige og forutsigbare påslag. Prispåslaget hos de markedsledende avtalene er videre såpass lavt at det ikke er tydelig at et statlig selskap vil kunne tilby bedre vilkår enn det markedet allerede leverer uten å subsidiere selve strømmen. For fastprisavtaler kan det derimot sies at det er en betydelig markedssvikt, men dette er tett knyttet til den ekstremesituasjonen vi nå står i. Mangelen på tilbud, som vi nå ser, skyldes i stor grad at det er en enorm risiko knyttet til markedsutviklingen fremover i tid. En statlig aktør vil kunne pålegges å tilby fastprisavtaler også i en ekstremt volatil periode, men dette vil igjen stille store krav til kapital, medføre en stor risiko og kreve en betydelig risikopremie om man antar at selskapet ikke kan være avhengig av overføringer fra staten, og således måtte operere basert på kommersielle prinsipper. Det er videre forventet at utbudet av fastprisavtaler vil ta seg opp i takt med at strømprisen stabiliserer seg.



2. Innledning

Det europeiske kraftmarkedet har det siste året hatt svært høye gass- og kraftpriser. De høye kraftprisene på kontinentet har, kombinert med lite tilslig til vannkraften, også gitt svært høye priser i Sør-Norge, og regjeringen har gitt strømstøtte for å dempe effekten av de høye prisene ut til forbrukerne i disse områdene. Samtidig er det en offentlig debatt om ulike andre tiltak som kan forbedre denne beskyttelsen.

Olje- og energidepartementet har bedt om en utredning som «gjennomgår tiltak som kan redusere sårbarheten for ekstraordinært høye kraftpriser til norske forbrukere i årene framover». AFRY Management Consulting og Menon Economics har utredet konsekvensene av en rekke tiltak som har blitt foreslått gjennom kraftsituasjonen 2021-2022, herunder krav til magasinfylling ved inngang til/gjennom tappesesongen, ulike former for regulering av eksporten til utlandet, utbygging av innenlands nett, et statlig selskap for innkjøp av kraft, makspris i engrosmarkedet samt tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet og konsumentenes kjøpekraft. Tiltakene er nærmere beskrevet i del 2.4.

Rapporten er bygget opp som følger: Kapittel 3 redegjør for vårt metodiske rammeverk. Analysen av de aktuelle tiltakene følger så fortløpende fra kapittel 4–9 der det drøftes et utvalg av mulige tiltak.

2.1. Kort om bakgrunnen for tiltakene

Situasjonen i kraftmarkedet må karakteriseres som midlertidig og sterkt preget av den politiske situasjonen i Europa. Et europeisk gassmarked ute av balanse kombinert med redusert produksjonskapasitet i det europeiske kraftmarkedet, lavt tilslig i Sør-Norge og begrenset nettkapasitet i Norden har ført kraftprisene i Sør-Norge til rekordhøye nivåer. I del 2.2 går vi litt nærmere inn på årsakssammenhengene bak situasjonen.

Utredningen analyserer forhåndsutvalgte tiltak som har blitt foreslått i den pågående debatten med fokus på å redusere sårbarheten til norske forbrukere. Sårbarhet er både knyttet til muligheten for vedvarende høye priser og til usikkerhet rundt framtidige strømutgifter, samt risiko for en anstrengt forsyningssituasjon som følge av lave nivåer i vannmagasinene.

Oppdraget har et generelt og prinsipielt perspektiv, ettersom flere av tiltakene har blitt foreslått som varige endringer av dagens markedsstruktur. Vi diskuterer imidlertid også hvordan de aktuelle tiltakene kan påvirke dagens situasjon.

2.2. Hvorfor ble kraftprisene så høye i Sør-Norge?

Bakgrunnen for at man i dag opplever ekstraordinært høye priser i Sør-Norge har sin opprinnelse i en kjede av hendelser som samlet sett har hatt stor påvirkning på det europeiske energimarkedet det siste året. Under redegjør vi kort for de viktigste utviklingstrekkene.

- Vi har sett stadig økende priser i det europeiske gassmarkedet som følge av gradvis nedlukking av eksport av gass fra Russland til Europa. Prisene ligger skyhøyt over normalnivået.
- Kraftprisene på kontinentet og i Storbritannia er satt av summen av brenselskostnader og kostnader til utslippskvoter. Økt etterspørsel og redusert tilgang har økt gassprisene. Økt kjøring av kullkraftverk øker etterspørselen etter og prisene på klimagasskvoter. Prisene på kontinentet og i Storbritannia blir hovedsakelig satt av ekstra høye gasspriser pluss høye kvotepriser.
- Sårbarheten for denne utviklingen har kommet over tid. Det europeiske kraftsystemet er i gang med en grønn omstilling som i en overgangsfase gjør markedene på kontinentet mer avhengig av gasskraft. Samtidig har nye rørledninger gjort Europa mer avhengig av russisk gass.
- Situasjonen er ytterligere forverret av tørke på kontinentet som gir lavere produksjonskapasitet på grunn av problemer med kjølevann og brenselstransport.
- Prissettingen i Norge er påvirket av prisene på kontinentet og Storbritannia. Hvor stor prissmitten er avhenger av den hydrologiske balansen. I 2021 og hittil i 2022 har tilsiget i Sør-Norge vært under gjennomsnittet. Dette har bidratt til at prisene i Sør-Norge ligger tett på prisen på kontinentet.
- Norge har i 2021 koblet seg nærmere til kraftmarkedene i Storbritannia og kontinentet gjennom kablene til North Sea Link og NordLink. Dette har også bidratt til å heve prisen.
- Tradisjonelt har Sør-Norge kunnet benytte seg av kraftflyt fra nord i Norden for å dekke eventuelle underskudd og dempe prissmitte. I den nåværende situasjonen har vi i perioder sett reduserte markedskapasiteter på sonegrensene. Dette har vært medvirkende til å isolere Sør-Norge fra Nord-Norge og økt prissmitten fra Storbritannia og kontinentet.
- De ekstremt høye og gradvis stigende prisene og det lave tilsiget har ført til svært lave magasinnivåer våren 2022. Dette har ført til bekymringer for en anstrengt kraftforsyning til vinteren/våren 2022/2023. Regjeringen ba før sommeren 2022 produsentene om å spare på vannet. Rapportering fra NVE tyder på at produsentene i Sør-Norge nå produserer svært lite fra vann som kan spares i magasinene [2]. Dette har bidratt til å øke prisene i Sør-Norge.

2.3. Oversikt over tiltakene som behandles

I tråd med mandatet fra Olje- og energidepartementet ser vi på følgende tiltak:

- Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong. Tiltaket beskrives kort i kapittel 4.
- Begrensning av krafteksport til utlandet (kapittel 5).
- Utbygging/forsterkning av innenlandsk transmisjonsnett og bedre utnyttelse av eksisterende nett, med mål om jevnere priser mellom de fem prisområdene i Norge og riktige prissignaler til produsenter og konsumenter (kapittel 6).
- Maksimalpris på kraft i engromarkedet (kapittel 7).
- Tiltak i sluttbrukermarkedet (kapittel 8):
 - Makspris i sluttbrukermarkedet
 - To-prissystem for sluttbrukermarkedet
 - Statlig fond til utbetalinger
- Etablering av et statseid selskap for innkjøp av kraft (kapittel 9).

2.4. Vurdering av tiltakene

I de neste kapitlene tar vi for oss de foreslalte tiltakene enkeltvis og analyserer dem på et generelt og prinsipielt nivå. Analysene tar som hovedregel utgangspunkt i at tiltakene innføres som varige tiltak, men for de tiltakene hvor det er relevant diskuterer vi også mulige effekter om de kun innføres for en avgrenset periode. Kapittel 3 gir en grundig gjennomgang av metodene som er brukt i analysene.

For tiltakene *Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong*, *Begrensning av krafteksport* og *Utbygging av innenlandsk nett og bedre utnyttelse av eksisterende nett* supplerer vi analysen med modellsimuleringer fra AFRYs markedsmodell BID3. Tiltakene analyseres under ulike situasjoner i det norske kraftsystemet gjennom simulering av variasjon i vind, sol og tilsig, ulike marginalkostnader for gassfyrt kraftverk i Europa, og relevant kapasitet for kraftoverføring, -produksjon og -forbruk. Resultatene drøftes med hovedvekt på magasinutvikling, prisnivå og geografiske prisforskjeller.

De resterende fem tiltakene er analysert med utgangspunkt i en kvalitativ tilnærming. Dette gjelder tre tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet, tiltak knyttet til makspris i engromarkedet, samt etablering av et statlig selskap i leverandørmarkedet. Felles for disse analysene er at de tar utgangspunkt i et generisk mikroøkonomisk rammeverk knyttet til de ulike virkemidlene, som deretter videreutvikles for å ta høyde for særtrekk ved kraftmarkedet generelt og det norske kraftsystemet spesielt.

2.5. Konvensjoner

- Alle pengeverdier i denne rapporten oppgis i EUR i real 2020 verdi, hvis ikke annet er spesifisert.
- Alle tabeller, figurer og grafer er fra AFRY Management Consulting og Menon Economics, hvis ikke annet er oppgitt.



3. Metodisk rammeverk

3.1. Kvantitativ analyse av tiltak: tilnærming

I de neste kapitlene ser vi nærmere på ulike tiltak som har blitt foreslått i den offentlige debatten i det siste året, og som Olje- og energidepartementet har etterspurt vurderinger av. Noen av disse er tiltak i engrosmarkedet for kraft (kapittel 4-7), mens andre handler om sluttbrukermarkedet (kapittel 8-9). For tiltakene *Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong, Begrensning av krafteksport* og *Utbygging av innenlandsk nett og bedre utnyttelse av eksisterende nett* supplerer vi analysen med modellsimuleringer fra AFRYs markedsmodell BID3. De øvrige tiltakene er behandlet kvalitativt, uten støtte av en kraftmarkedsmodell.

Hensikten med analysen er todelt:

- Å vurdere konsekvensene av tiltaket på utvalgte indikatorer på kraftpriser, fordelingseffekter, samfunnsøkonomisk effektivitet og forsyningssikkerhet; og
- å diskutere problemstillinger ved praktisk gjennomføring, inkludert forholdet til lover og avtaler.

Beslutningen om å innføre et tiltak avhenger som oftest av flere faktorer enn det vi behandler i denne rapporten. I de fleste tilfeller vil beslutningen påvirkes av politiske og fordelingsmessige spørsmål som man kan være uenige om selv om man er enige om faktagrunnlaget og mekanismene i kraftmarkedet. Derfor er ikke hensikten med analysen av tiltakene å komme med helhetlige anbefalinger for eller imot, men å belyse noen av de viktigste effektene man kan forvente og hvilke barrierer som kan finnes mot gjennomføring.

Som i alle andre modellanalyser er resultatene usikre og påvirket av valgte forutsetninger. Spesielt ved bruk av en kraftmarkedsmodell er det viktig å understreke at det modellen beregner ikke er en fasit på hvordan fremtiden vil utspille seg eller på akkurat hvordan et tiltak vil fungere i virkeligheten. Resultatene følger av forutsetningene, som aldri vil være helt like det som faktisk skjer. I tillegg er modellen en forenkling av virkeligheten, der aktører med begrenset informasjon tar beslutninger som påvirker markedsutviklingen. Modellresultatene kan brukes til å synliggjøre retning, men man

må skille mellom modellresultat og hva man faktisk forventer når man også tar i bruk annen informasjon og analyserer en spesifikk situasjon.

Et sentralt poeng i denne sammenhengen er at situasjonen i kraftmarkedet er svært avhengig av naturlige variasjoner i vær og hydrologi. Dette kan også påvirke hvordan et tiltak virker. I BID3 simulerer vi 20 ulike værsituasjoner for hvert modellerte år, og i mange tilfeller oppgir vi effektene vi ser som et gjennomsnitt av disse 20 simuleringssårene. For enkelhets skyld refererer vi til disse simuleringssårene som værår i fortsettelsen. Et gjennomsnitt over flere værår er ikke nødvendigvis overførbart til den situasjonen Norge står i akkurat nå, siden hvert værår har sin egen karakter. Det finnes heller ingen historiske værår som helt tilsvarer det faktiske 2022 (som også foreløpig er delvis ukjent). En tilsvarende betraktnign gjelder for de forutsatte prisene på kull, gass og CO₂-kvoter, som er avgjørende for kraftprisene i Europa.

Analysene prøver dermed ikke å referere direkte til eller gjenskape situasjonen Norge står i nå i 2022; de er mer generelle. I tråd med Olje- og energidepartementets ønske er fokuset å vise hvordan de foreslalte tiltakene kan virke i ulike situasjoner og i gjennomsnitt, inkludert i mer «normale» omstendigheter enn den vi i øyeblikket står i.

Når det gjelder tiltakenes betydning for forsyningssikkerhet, er det også utenfor oppdragets mandat å simulere eller på annen måte analysere alle mekanismene i krisetiltak under en faktisk krisesituasjon. Varianter av de forslagene som dette potensielt berører, *Minstekrav til magasinfalling i/før tappesesong* og *Begrensning av kraftekspорт*, vil kunne gjelde i lengre perioder der det ikke er umiddelbar fare for krise. For eksempel vil et minstekrav til magasinfalling i tappesesongen være motivert av å unngå en kritisk forsyningssituasjon om våren, og vil dermed gjelde i en lang periode før det kritiske tidspunktet. Det er også naturlig å anta at hvis tiltaket virker etter hensikten, unngås den kritiske situasjonen – eller det kan vise seg at situasjonen bedres av seg selv (for eksempel at vinteren blir mild med mye vindkraftproduksjon). Dette betyr at vår modellanalyse av disse tiltakene først og fremst fokuserer på hvordan markedet påvirkes *resten av tiden*, altså når den kritiske situasjonen unngås eller ikke oppstår.³

Dette betyr også at når vi ser på samfunnsøkonomiske indikatorer fra simuleringene i BID3 (konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekt) fanger ikke disse opp alle gevinstene og kostnadene ved tiltaket. Å redusere risikoen for rasjonering kan for eksempel være en stor gevinst som ikke er med. I tillegg vil det være kostnader som ikke fanges opp, slik som administrative kostnader og utenrikspolitiske kostnader hvis Norge for eksempel skulle innføre eksportbegrensninger. Dette kan ikke fanges opp av en kraftmarkedsmodell, og må vurderes som egne effekter i en helhetlig diskusjon.

³ Et tilleggsspoeng er at BID3-modellen antageligvis disponerer vannressursene mer ideelt enn det aktørene kan klare i virkeligheten. Dette bidrar til at modellen under normale omstendigheter unngår avbrudd i forsyningen.

Scenarioer i BID3

I simuleringene med BID3 benytter vi en metode der vi først definerer fire referansescenarioer: tre som gjelder kraftsystemet for 2022 og ett som gjelder et forutsatt kraftsystem for 2030. Sistnevnte er tatt med for å kunne vurdere om tiltakene kan ha andre effekter i den typen system Norge og Europa nå er på vei mot enn i dag (det betyr ikke at tiltakene forutsettes å vare til 2030).

For 2022 er forutsetninger for produksjon, forbruk, utvekslingskapasitet og brenselspriser i tråd med AFRYs 2022 Q2 Central-scenario, med unntak av gasspriser som simuleres for tre ulike scenarioer definert slik:

1. «Dagens gasspris»: En blanding av historiske priser og forwardpriser ved utgangen av april 2022, rundt €95/MWh
2. «Høyere gasspris»: 50 % økning fra «dagens gasspris», rundt €145/MWh
3. «Lavere gasspris»: Nivået for gassprisen som forventet første del av 2021 og før energikrisen i Europa, rundt €20/MWh

Merk at når denne rapporten ferdigstilles, har de faktiske gassprisene i Europa blitt enda høyere enn selv i scenarioet «høyere gasspris». Vi har ikke testet hva dette betyr for simuleringssresultatene, men det er naturlig å anta at påvirkningen vil trekke i samme retning som når gassprisen er «høyere» i forhold til «dagens».

For 2030 benyttes også forutsetninger i tråd med AFRY 2022 Q2 Central-scenario, men med «lavere gasspris».

Referansescenarioene er laget ved å først simulere det europeiske kraftmarkedet og ta ut kraftpriser per time for landene som er forbundet med Norden og Baltikum. Deretter simuleres modellen igjen for Norden og Baltikum med disse prisene som eksterne inngangsdata.

Etter å ha definert referansescenarioene simulerer vi modellen igjen for Norden og Baltikum for hvert tiltak, med varianter per gassprisscenario og år. Dette gir en matrise med simuleringer, vist i Figur 1. Effekten av tiltakene sammenlignes deretter med referansescenarioene for tilsvarende år og gasspris. Dette betyr at tiltaket er den eneste forskjellen på tiltaksscenarioet og referansescenarioene, og man kan dermed skille ut virkningen av tiltaket i modellen.

Figur 1. Oversikt over simuleringer i referansescenario og tiltak 1-3

Tiltak	Scenario	Gasspris			
		2022		2030	
-	REFERANSE	Dagens	Høyere	Lavere	Lavere
1	MINSTEKRAV TIL MAGASINFYLING	Dagens	Høyere	Lavere	Lavere
2	BEGRENSNING AV KRAFTEKSPORT	Dagens	Høyere	Lavere	Lavere
3	UTBYGGING AV INNENLANDSK NETT OG UTNYTTELSE AV EKSISTERENDE NETT a) Økt overføringskapasitet nord-sør	Dagens	Høyere	Lavere	
	UTBYGGING AV INNENLANDSK NETT OG UTNYTTELSE AV EKSISTERENDE NETT b) Økt overføringskapasitet i Norden				Lavere

Definisjonen av hvert tiltak og måten de er implementert i modellen er beskrevet i kapitlene 4, 5 og 6. Merk at tiltak 3, som omhandler utbygging av innenlandske nett og bedre utnyttelse av eksisterende nett, bare har blitt simulert for 2022. Dette på grunn av AFRYs forventning om at nettet vil forsterkes fram mot 2030 som beskrevet over. Tiltak 3b er kun simulert for lavere (historisk «normal») gasspris, siden det er en variant av 3a.

Som nevnt er vi interessert i å se hvordan sentrale indikatorer på kraftpriser, effektivitet, fordeling og forsyningssikkerhet endrer seg i modellen når vi sammenligner et «tiltaksscenario» med et referansescenario. I kapittel 4, 5 og 6 bruker vi indikatorene som er vist i Figur 2.

For å oppsummere effektene av tiltakene bruker vi en forenklet skala med piler. Hver pil indikerer hvor mye indikatoren endrer seg i forhold til referansescenarioet. Skalaen for hver indikator er definert av det største absolutte avviket fra referansescenarioene som er sett på tvers av tiltakene og scenarioene vi tester, med enkelte unntak.⁴ Dette gjør at tiltakene og scenarioene blir sammenlignbare. I tillegg til pilene benyttes et blankt felt der det er lite eller ingen endring, definert som under 5 % av største avvik på indikatoren. Illustrasjonen under viser et eksempel på hvordan gjennomsnittlige kraftpriser (ikke volumvektede) endrer seg. De andre indikatorene følger samme logikk.

⁴ I kapittel 5 diskuterer vi to 'ekstra' tester: En tariff på utenlandskablene og en «enda mer» begrenset eksportkapasitet. Pilskalaen er ikke kalibrert etter utslagene på disse testene.

Figur 2. Oversikt over indikatorer i modellanalysen

Indikator	Beskrivelse
<i>Årlig kraftpris</i>	Gjennomsnittlig kraftpris i engrosmarkedet, ikke volumvektet. Gjennomsnitt av 20 værår.
<i>Minimum magasinfylling</i>	Indikasjon på forsyningssikkerhet og produsentenes tilpasning. Beregnes som den laveste fyllingsgraden gjennom 20 værår. Indikatoren benytter den laveste verdien i tiltaket som analyseres og den laveste verdien for referansescenarioet, uavhengig av om bunnivået inntreffer på samme tidspunkt.
<i>Antall timer med kraftpris over €500/MWh*</i>	Indikasjon på forutsigbarhet i strømutgiftene og forbrukernes sårbarhet mot ekstreme priser. Definert som antall timer med kraftpris over €500/MWh. Beregnet som gjennomsnittet av antall timer med kraftpris over €500/MWh i 20 værår.
<i>Oppnådd kraftpris av variable fornybar produksjon</i>	Indikasjon på lønnsomhet for investeringer i variabel fornybar kraftproduksjon (sol- og vindkraft). Beregnes gjennom faktisk årlig inntjening for disse to teknologiene delt på total realisert produksjon i det simulerte året. Gjennomsnitt av 20 værår.
<i>Produsentoverskudd</i>	Indikerer lønnsomhet for kraftprodusenter. Beregnes ut fra den totale inntekten fra produksjon og oppnådd kraftpris minus totale kostnader for produsenter. Gjennomsnitt av 20 værår.
<i>Konsumentoverskudd</i>	Beregnes som differansen mellom den høyeste strømprisen konsumenter er villig til å betale (vanligvis «value of lost load») og faktisk strømpris, multiplisert med forbruksvolum. Gjennomsnitt av 20 værår.
<i>Flaskehalsinntekter</i>	Indikator for hvordan tiltaket påvirker systemoperatøren (Statnett) sine flaskehalsinntekter. Beregnes basert på prisdifferanse og overført energi inkludert overføringstag mellom prisområder, både mellom prisområder internt i Norge og mellom norske og utenlandske prisområder. Gjennomsnitt av 20 værår.
<i>Sum (av samfunnsøkonomiske indikatorer)</i>	Indikator på tiltakets direkte samfunnsøkonomiske påvirkning og effektivitet i spotmarkedet. Beregnes som summen av produsentoverskudd, konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter. Merk at dette ikke fanger opp alle gevinster og kostnader forbundet med tiltaket, for eksempel redusert risiko for anstrengte situasjoner eller kostnaden ved å bygge ut nett. Gjennomsnitt av 20 værår.

*Tilsvarer 5 NOK/kWh ved eurokurs 10

Figur 3. Eksempel på skala (kraftpriser)

			↓	↙	↖	↗	↗	↑
Kraftpris (ikke volumvektet)	€/MWh	Inntil	-38	-25	-13	13	25	38

Endringen i de samfunnsøkonomiske effektene (konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekt) er definert etter en felles skala, der ytterpunktet er basert på største observerte maksimale endring i noen av dem.

Effekten av tiltakene på indikatorene, for eksempel kraftprisene, avhenger sterkt av hvilken pris som ligger i referansescenarioene. I scenarioet «dagens gasspris 2022» ligger for eksempel gjennomsnittsprisen i NO2 på rundt €159/MWh, og med «høyere gasspris» er den enda høyere.

Prisendringen som følger av et simulert tiltak må dermed ses i lys av referansenivået, og vil generelt være større når referansenivået er høyere.

3.2. Kvalitative analyser

I dette prosjektet har vi analysert fem tiltak med utgangspunkt i en kvalitativ tilnærming. Dette gjelder tre tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet, tiltak knyttet til makspris i engrosmarkedet, samt etablering av et statlig selskap i leverandørmarkedet. Felles for disse analysene er at de tar utgangspunkt i et generisk mikroøkonomisk rammeverk knyttet til de ulike reguleringene, som deretter videreutvikles for å ta høyde for særtrekk ved kraftmarkedet generelt og det norske kraftsystemet spesielt.

I hvert delkapittel redegjør vi for standardteori og hva som eventuelt skiller tiltaket i kraftmarkedet fra standardteorien. Enkelte teoretiske problemstillinger går imidlertid igjen på tvers av tiltakene, og spesielt i drøftingen knyttet til prisregulering i engros- og sluttbrukermarkedet. Dette gjelder spesielt usikkerhet knyttet til prisfølsomheten hos forbrukere, heretter kalt priselastisitet. Under diskuterer vi kort hvilke effekter man kan forvente å se når prisen på strøm øker, og kanskje aller viktigst hvordan en prisregulering vil påvirke konsum på både kort og mellomlang sikt.

Kort om priselastisitet av etterspørsel for strøm

Økonomisk teori tilsier at om prisen på et gode/produkt øker, vil bruken reduseres. Denne typen markedsdynamikk følger av at forbrukerne vil ønske å redusere sitt konsum om nytten ikke lenger overstiger den tilhørende kostnadene⁵. For å vurdere tiltak som påvirker prisen i et marked er det derfor helt sentralt at man har en god forståelse av *hvor mye* etterspørselen vil reagere. Dette beskrives av priselastisitet for etterspørsel etter elektrisitet, en koeffisient som forteller hvor mye etterspørselen reduseres for en prisendring på 1 %. Priselastisiteten vil være forskjellig for ulike kundegrupper, som for eksempel husholdninger og industri, men også variere på kort og på lang sikt, samt med hensyn til hvilket nivå prisen i utgangspunktet ligger på. I det følgende fokuserer vi på husholdningskunder,

⁵ For noen tilfeller kan luksusgoder ha en motsatt effekt, men det er lite relevant i denne sammenheng ettersom strøm er et homogent gode.

som er hovedfokuset i utredningene av de aktuelle tiltakene. Redegjørelsen vil imidlertid også dekke majoriteten av bedrifter som ikke klassifiseres som «kraftintensive».

Tidshorisonten avgjør hvilke tiltak som er tilgjengelig og hvor mye man kan redusere etterspørsele med.

Husholdninger bruker elektrisitet til å dekke grunnleggende behov som f.eks. oppvarming, noe som gjør det vanskelig å redusere strømforbruket uten at det påvirker brukernes velferd, på **kort sikt**. Dette påvirker hvor mye man er villig til å endre adferd når prisen øker. Noe substitusjon er imidlertid mulig. Det mest nærliggende vil være å erstatte elektrisk oppvarming med vedfyring, noe vi også ser tydelig i dagens marked. Vedleverandører melder om et svært presset marked og at det er utfordrende å dekke etterspørsele per i dag [3]. For øvrige strømsparingstiltak er det å redusere varmtvannsberedene, samt redusere bruken av varmtvann de mest lavthengende fruktene.

På **noe lengre sikt** vil investeringer i energieffektive løsninger også være en mulighet for å redusere kostnader knyttet til energibruk. Dette omfatter lokale tiltak knyttet til installasjon av varmepumper, etterisolering av boliger, mer effektive varmtvannsberedere, samt nye vedovner og lokal energiproduksjon som solkraft på tak. Økte sluttbrukerpriser vil alt annet likt øke lønnsomheten i å investere i løsninger som reduserer eget forbruk. For analysen er det viktig å merke seg at denne typen tiltak kan realiseres betydelig raskere enn ny (storskala) kraftproduksjon og/eller økt nettkapasitet. Energieffektiviseringstiltak kan derfor potensielt bidra til å avlaste en presset ressurssituasjon. På et aggregert nivå kan imidlertid tilgjengelig kapasitet på installasjon og produkter for slike løsninger begrense effekten noe. Tiltak som øker fleksibiliteten på forbrukssiden (men ikke nødvendigvis samlet forbruk) kan også realiseres på relativt kort tid. Selv om slike tiltak i all hovedsak har som formål å optimalisere forbruk over døgnet vil investering i nytt utstyr for å øke fleksibiliteten i husholdningene ofte også innebære å erstatte gamle installasjoner med nye, som også vil være mer energieffektive. Et eksempel på dette er smarte varmtvannsberedere⁶.

Forskingen peker på lav *kortsiktig* fleksibilitet

Det er bred konsensus i faglitteratur om at husholdningenes etterspørsel etter strøm er relativt lite priselastisk, på kort sikt. Dette henger tett sammen med redegjørelsen over, og at det er relativt få substitutter tilgjengelig uten større investeringer. Utvalget av estimerte verdier er imidlertid relativt stort. En metaanalyse av flere studier fra ulike land viser at gjennomsnittlig priselastisitet i litteraturen er -0.186, mens median er -0.140 [4]. Norske studier tyder på lavere verdier av elastisitetskoeffisienten. Bye og Hansen [5] finner ut at den direkte spotpriselastisiteten er generelt null

⁶ Smarte varmtvannsberedere står blant annet sentralt i Elvia sitt pilotprosjekt på Biri som er en del av Idé-prosjektet som har fått støtte i Enovaprogrammet «Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem». Link: <https://www.elvia.no/drift-og-vedlikehold/utbygginger-og-prosjekter/smarte-varmtvannsberedere-vil-redusere-ressursbruken/>

om sommeren og -0.02 om vinteren, målt som et vektet gjennomsnitt over uken. Holstad og Pettersen [6] ved bruk av månedlig data finner at strømforbruket i alminnelig forsyning faller med 0.05 prosent hvis kraftprisen øker med 1 prosent fra en måned til den neste. Hofmann og Lindberg [7] studerte etterspørsel hos husholdninger i Oslo og fant at elastisiteten varierer i løpet av året. De fant at det er ingen priselastisitet på de kaldeste dagene, og dermed dagene med høyest etterspørsel etter strøm. I andre perioder var den observerte elastisiteten opp til -0.075.

Iflex, som er et forskningsprosjekt knyttet til hvordan forbrukere responderer på prissignaler, gjennomført av Statnett, kom fram til følgende konklusjon: «*Husholdningene responderer på prissignalene selv uten automatisering og strømforbruket er i gjennomsnitt mellom 2–11 % lavere i timer med høye priser sammenlignet med kontrollgruppen. Omrent 50 % av husholdningene responderte på prissignalene ... Det vil si at den delen av kundene som fikk prissignalene og reagerte på de reduserte forbruket sitt mellom 4 og 22 %.*» [8]. I Statnetts forskningsprosjekt var det flytting av laster eller kortvarige endringer i temperatur samt substitusjon til vedfyring som dominerte blant tiltakene forbrukerne benyttet seg av. Hvor store prisendringen var, kommer ikke frem av sluttrapporten.

Selv om forskningslitteraturen hjelper oss et stykke på veien mot å forstå forbrukernes prisfølsomhet, er det viktig å igjen påpeke at den fokuserer på den *kortsiktige* tilpasningen og i liten grad tar innover seg hvordan langvarige nivåendringer påvirker konsum samt investeringer i energieffektivisering over tid. Under diskuterer vi kort hvordan disse faktorene kan påvirke etterspørselen.

Prisnivå og bevissthet vil påvirke elastisiteten, men er lite forsket på.

Store og mer vedvarende endringer i pris har mye større påvirkning på kjøpekraften til forbrukere enn kortsiktige svingninger. Store nivåendringer kan derfor gi økt bevissthet om egen energibruk og påvirker hvordan vi konsumenter agerer, både på kort og mellomlang sikt. Dette påpeker blant annet Bård Harstad, professor ved økonomisk institutt ved Universitetet i Oslo, i en kronikk. Han skriver at kortsiktige elastisiteter «*fanger ikke opp at etterspørselen er langt mer prissensitiv om vi gir konsumentene litt tid. På kort sikt er etterspørselen satt av vaner, husholdningsartikler, valg av hus, hytter, utebelysning og varmekabler som alt ligger i oppkjørselen. Med jevne mellomrom tar vi valg som påvirker energietterspørselen i flere år fremover. Disse valgene påvirkes av forventninger vi har til både strømpris og støtte*» [9]. Effekten av nivåendringer og at forbrukerne trenger litt tid på å tilpasse seg finner vi imidlertid både med hensyn til sparetiltak og med hensyn til større investeringsbeslutninger. SSB [10] sin utredning for OED viser at forbrukere reagerer på store nivåendringer på kort sikt, men at effekten ofte har en viss forsinkelse. SSBs analyse viser videre at det fortsatt er betydelige kostnadsøkninger som konsumentene ikke adresserer. Dette bekrefter at elastisitetene er begrenset på kort sikt slik vi redegjorde for innledningsvis, men at det fortsatt er mulig å hente ut besparelser over tid, slik Harstad poengterer. Sistnevnte ser vi også tydelig i tilgrensende marked. Markedet for ved er allerede nevnt. Et annet eksempel finner vi i markedet for lokal solkraftproduksjon, som opplever en enorm etterspørselsvekst. Enova har gitt støtte til tre ganger så mange (lokale) solcelleinstallasjoner så langt i 2022 sammenlignet med samme periode i 2021 [11]. Tall fra NVE viser også at det er klart sammenheng mellom kraftbruken og prisnivå i

Norge det siste året. Om man sammenligner vinteren 21/22 med vinteren 20/21, korrigert for temperaturforskjeller, falt forbruket i områder med økt prisnivå med mellom 4-9 prosent. I områder som i samme periode har sett at prisen har gått ned, har kraftbruken gått opp. NVE uttaler at det er husholdninger og tjenesteytende næring som har redusert forbruket mest [12]. Vi har ikke hatt mulighet til å beregne priselastisiteten på denne statistikken. Dette fordi vi er avhengig av detaljerte tall per kundegruppe ettersom strømstøtten i denne perioden kun var rettet mot husholdningskunder, slik at prisøkningen vil variere på tvers av populasjonen.

En motstridende effekt, som er viktig når man skal analysere forbrukeradferd i møte med slike ekstrempriser som vi nå ser, er at konsumeffekten høyst sannsynlig vil være avtagende med prisnivået. Mulighet for kortsiktig substitusjon er begrenset, og innetemperatur eller dusjetid kan ikke reduseres mer enn til et visst nivå. Videre vil økte priser, om man allerede er på et ekstremnivå, ikke nødvendigvis gjøre flere tiltak lønnsomme med hensyn til energieffektivisering. Dette gir en ikke-lineær sammenheng mellom konsumtilpasning og prisøkning. Noe elastisitet vil man imidlertid ha selv på høye nivå fordi det alltid vil være forskjeller i preferanser og betalingsvillighet, samt at enkelte nok vil være mer avventende enn andre når det gjelder å gjøre store investeringer i egen husholdning. Det er her viktig å påpeke at maksprisnivåene som er foreslått (mellan 35 til 50 øre/kWh) ligger relativt lave sammenlignet med historiske priser, spesielt om man ser på perioder med en presset innenlands ressurssituasjon. Teorien og empirien vi har redegjort for her tilsier at slike nivåer vil påvirke sluttbrukernes adferd.

Priselastisitet i de kvalitative analysene

Diskusjonen over viser at store, og langvarige, skift i prisnivået vil ha betydning for forbrukernes tilpasning ved å øke incentiver knyttet til strømsparing og ikke minst lønnsomheten i å investere i energieffektiviseringstiltak⁷. *Hvor mye strøm forbrukerne vil spare, hvor mange TWh energieffektivisering som vil realiseres (per nivåendring), og når* fleksibilitetspotensialet eventuelt er «tatt ut», er imidlertid lite forsket på. Når vi diskuterer effektene av de ulike tiltakene som vi vurderer med utgangspunkt i økonomisk teori, forsøker vi både å ta hensyn til de prinsipielle vridningseffektene, men også usikkerhet knyttet til *hvor stor* priselastisiteten er i møte med den type markedssituasjon vi står i, både på kort og lang sikt.

⁷ Dette gjelder også midlertidige tiltak. Slike tiltak reduserer besparelser når de er aktive, men signaliserer også at man vil kunne komme med samme type overføring om man får nye perioder med ekstrempriser. Begge deler reduserer lønnsomheten i en langsiktig investering.



4. Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong

4.1. Beskrivelse

OED har etterspurt en utredning av tiltak som setter minstekrav til fyllingsgraden i de norske vannkraftmagasinene.

Dette er ikke i seg selv en direkte eksportbegrensning, men vil påvirke prisdannelsen, kraftflyten og bruken av utenlandsforbindelsene⁸. Hensikten vil være å få vannkraftprodusentene til å redusere produksjonen til det ønskede nivået er oppnådd, og vil dermed gi redusert nettoeksport.

Tiltaket er ment å redusere risiko for en anstrengt eller svært anstrengt kraftsituasjon mot slutten av vinteren hvor tilsiget typisk har vært lavt over en lengre periode. Begrunnelsen for inngrepene er en bekymring for at markedssystemet ikke sikrer forsyningen i tilstrekkelig grad: Forsyningssikkerhet er et kollektivt gode som aktørene ikke har økonomisk ansvar for og som det dermed er mulig at de ikke inkorporerer i sin prissetting i høy nok grad.

Sommeren 2022 har regjeringen bedt produsenter om å holde tilbake vann for å øke fyllingsgraden i sør, og NVE krever jevnlig rapportering fra dem. De første observasjonene fra NVE viser at det nå blir produsert svært lite fra regulerbar vannkraft i Sør-Norge [2]. Hvor mye oppfordringen og rapporteringsplikten har virket får vi aldri vite; det er vanskelig å si om produsentene hadde agert annetledes hvis ikke oppfordringen og rapporteringsplikten hadde vært der.

⁸ Sommeren 2022 har regjeringen signalisert at de planlegger å innføre en regel der eksportbegrensninger slår inn når magasinfyllingen når et visst nivå. Vårt oppdrag for OED ble definert før dette var kjent, og vi har ikke analysert denne varianten. Tiltakene *Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong* (dette kapitlet) og *Begrensning av krafteksport* (kapittel 5) er studert som to separate tiltak.

Hvis det blir behov for sterkere virkemidler, er det ikke umiddelbart lett å se hvordan det kan gjennomføres i praksis. Det norske systemet består av svært mange individuelle magasiner med ulike formål og svært ulik dynamikk i fylling og tömming, fra raske døgnvariasjoner til flersesongmagasin som Blåsjø. Mens det gir mening å diskutere samlet fyllingsgrad i et område, vil det være utfordrende å fordele en eventuell områdebegrensning ut på de ulike magasinene og finne en balanse mellom gjennomførbarhet og rettferdig behandling. Varianter man i teorien kan tenke seg – uten at vi har vurdert dem i detalj – inkluderer:

- Enkeltbegrensninger per magasin
- Ulike typer produksjonsavgift [13], [14]
- Produksjonskvoter [14]
- Innkjøp av energiopsjoner / reserver [14], [15]

Videre må det besluttet hvilke deler av året begrensningene skal gjelde for og hvordan man skal fastsette selve minimumsnivået for magasinene. Det ligger utenfor denne rapporten å gå nærmere inn på den praktiske gjennomføringen av tiltaket. Vi vil i den videre kvantitative analysen gå ut fra at det finnes en ordning som virker mer eller mindre direkte på magasinfyllingen, og drøfte hvilke markedseffekter et slikt tiltak vil kunne ha.

4.2. Modellanalyse av tiltaket

For å belyse effektene av tiltaket benytter vi BID3-modellen til å teste effektene av én variant, hvor vi modellerer et minimumskrav for magasiner på prisområdenivå uke for uke fra oktober (uke 40) til og med starten av mai (uke 18). Minimumskravet tar utgangspunkt i det historiske minimumsnivået per prisområde per uke [16] og setter et minimumskrav som ligger 10 % over dette. Dette påtvinger et minimumsnivå per prisområde som varierer over året i takt med hvor magasinfyllingen har ligget historisk.

Vi antar at hvis man i virkeligheten kommer til en anstrengt forsyningssituasjon, vil man kunne bruke noe av det ekstra vannet som er spart opp. Hensikten med simuleringen er imidlertid ikke å prøve å eksplisitt fange opp dynamikken i en faktisk anstrengt forsyningssituasjon, men å analysere hvordan markedet påvirkes av tiltaket over et bredt spekter av værforhold (inkludert normale og våte år).⁹ Vi ser på optimal vanndisponering over 20 værår og analyserer hvordan magasinene benyttes av produsentene i simuleringen. Vi velger å tolke at hvis et tiltak fører til høyere minimumsnivå over de 20 årene, er det en indikator på at risikoen for en anstrengt forsyningssituasjon er redusert.

Resultatene fra simuleringen er vist i figuren under. Vi sammenligner her resultatene fra modellkjøringer med tiltaket implementert med basisscenarioene for 2022, der vi har ulikt gassprisnivå, samt i 2030 for å

⁹ Klassisk markedsanalyse, som utført med BID3 her, kan ikke fullt ut fange opp de faktorene som kan føre til rasjonering, siden den disponerer vannet mer «ideelt» enn markedet kan klare i virkeligheten med begrenset informasjon. For å kunne analysere rasjoneringsrisiko i dybden kreves en stokastisk simulering av faktorer som kan føre til rasjonering og sannsynligheten for disse, og det faller utenfor omfanget av denne rapporten.

illustrere hvordan effektene vil være i et marked som har en annen sammensetning enn det vi ser i dag. Pilene indikerer graden av endring mellom hvert referansescenario og tilsvarende scenario etter at tiltaket er implementert. For de fleste indikatorene har vi gjort en inndeling mellom «Sør» (NO1, NO2, NO5) og «Nord» (NO3, NO4) ved å ta et uvektet gjennomsnitt av verdiene per prisområde. Se kapittel 3.1 for en nærmere forklaring av metoden.

Figur 4. Tiltak 1: Minstekrav til magasinfylling i/før tappesesong

Pilene viser hvilken effekt tiltaket har for de ulike indikatorene; se kapittel 3.1.

År Gasspris	2022 Dagens	2022 Høyere	2022 Lavere	2030 Lavere
Region	Sør Nord	Sør Nord	Sør Nord	Sør Nord
Årlig kraftpris (Ikke volumvektet)	↖ ↗	↖ ↗		↗
Minimum magasinfylling	↑ ↗	↑ ↗	↑ ↗	↑ ↑
Antall timer med kraftpris over €500/MWh				↗
Oppnådd kraftpris variabel fornybar produksjon	↖	↖ ↗	↖	↖
	Norge	Norge	Norge	Norge
Produsentoverskudd (PO)	↖	↖		↖
Konsumentoverskudd (KO)	↗	↗		
Flaskehalsinntekter (FI)				
Sum PO+KO+FI	↖	↖		↖
↗ Svak økning ↖ Svak reduksjon ↗ Middels økning ↘ Middels reduksjon ↑ Sterk økning ↓ Sterk reduksjon				

Mindre endringer enn 5 % av største absolute endring for hver indikator på tvers av scenarioene er gitt et blankt felt.
 For de samfunnsøkonomiske indikatorene brukes en felles skala, som er gitt av største utslag i noen av indikatorene.

«Dagens gasspris» tilsvarer nivået i april 2022, rundt €95/MWh.

I dette eksperimentet finner vi naturlig nok en betydelig effekt på minimal fyllingsgrad, siden dette er direkte regulert av tiltaket. Med 2022-forhold er det spesielt i sør at tiltaket har stor effekt, mens det under 2030-forhold har likere effekt også i nord. Dette skyldes at i 2022 er det så sterkt flaskehals i transmisjonsnettet fra nord til sør at magasinfyllingen stort sett holder seg høy i nord i referansescenarioene uansett, mens dette er forutsatt å ha endret seg i 2030.

Tiltaket har liten effekt på kraftprisen i disse modellsimuleringene når vi først ser på gjennomsnittet av 20 værår, og med svake effekter bør man ikke legge for mye vekt på retningene. Dette kan skyldes komplekse forhold i hvordan kraftproduksjonen fordeler seg over tid og mellom prisområdene. Den svake effekten på gjennomsnittet skyldes at det både finnes forhold som trekker prisene opp og ned:

- Når produsentene i Norge blir tvunget til å spare mer vann i en gitt periode, må de sette budprisene deres så høyt at et mindre volum får tilslag i markedet. Det medfører at nettoeksporten reduseres og snur til import hvis det tas hardt nok i, og vi ser at kraftprisene totalt sett går opp i perioden med sparing. Hvor mye prisene øker time for time kommer an på hvor stor forskjell det er mellom prisen i Norge og i utlandet i utgangspunktet (altså i referansescenarioet), siden dette er hva prisen må øke til for å snu kraftflyten. Høyere magasinfylling øker risikoen for vanntap i våte perioder. Økt vanntap betyr mindre produksjonsressurser, som isolert sett bidrar til høyere pris. Det er hovedsakelig magasinene i sør som påvirkes av tiltaket, siden

magasinnivåene i nord allerede ligger høyt på grunn av flaskehals sørover. Prisene går imidlertid også opp i nord gjennom prissmitte sørfra.

- Til gjengjeld blir prisene lavere når man har kommet forbi den utsatte perioden og dermed har mer oppspart vann tilgjengelig. Tiltaket reduserer fleksibiliteten i vannkraften og kan tvinge frem produksjon på tidspunkter der produsentene ellers ville holdt igjen eller hatt mindre vann å bruke. Isolert sett vil dette føre til lavere priser på disse tidspunktene og i perioden før dette. Det er hovedsakelig prisene i sør som reduseres, siden magasinene i nord påvirkes mindre av tiltaket.

Den totale effekten på årsprisene er derfor ikke entydig, men simuleringene tyder på at prisene blir høyere om høsten (når produsentene må spare vann) og lavere om våren (når mye vann har blitt spart opp), sammenlignet med referansescenarioene. Det bør også bemerkes at vi her kun ser på de norske prisområdene, men alle prisområdene som er koblet til Norge påvirkes også. I tillegg ser vi at prisefekten varierer en god del med hvilket værår vi ser på, og er naturlig nok avhengig av om magasinfyllingen er høy eller lav i det enkelte året.

Med flere forbehold kan effekten på kraftprisene og konsumentoverskuddet her sammenlignes med SINTEFs analyse gjengitt i Stortingsmeldingen nr. 18 2003-2004 [15] som gjorde en lignende men ikke helt tilsvarende øvelse («restriksjon 2»). De fant da at tiltaket førte til prisøkning og redusert konsumentoverskudd i gjennomsnitt, mens vår test bare finner prisøkning i nord i gjennomsnitt. Vi er ikke kjent med årsakene til denne forskjellen i resultater, men noen mulige hypoteser kan være:

- Mindre forbrukskutt. SINTEF fant at i tørre år førte tiltaket til at forbruket i flere tilfeller ikke kunne dekkes av import, noe som fikk kraftprisen til å gå opp til nivåer der forbruket kuttes. I vår test avverges dette av en høyere importkapasitet.
- Forskjeller i metode og referansedatasett. SINTEFs rapport er fra 2003, da kraftmarkedet og markeds koblingene var vesentlig annerledes enn de er i dag. SINTEF har også en mer detaljert representasjon av det norske vannkraftsystemet, mens BID3 aggererer flere kraftverk og magasiner.
- Forskjeller i definisjon av tiltak. SINTEFs restriksjon er ikke akkurat den samme som vi tester.

Alt i alt tyder simuleringene på at tiltaket vil gi større variasjon i prisene. Prisene blir typisk høyere der de naturlig er høye på grunn av lav magasinfylling (i forhold til normalen), mens de blir lavere når magasinfyllingen er høyere enn normalt. Effekten på gjennomsnittsprisen er usikker og antageligvis situasjonsavhengig.

Summen av konsumentoverskudd, produsentoverskudd og flaskehalsinntekter blir mindre i tiltaksscenarioet. Dette er det samme som ble funnet av SINTEF for deres test i 2003 [15], selv om fordelingen er annerledes. I en totalvurdering vil det imidlertid være nødvendig å se på andre effekter enn denne summen, spesielt virkningen på forsyningssikkerheten.

4.3. Vurdering mot regelverk og avtaler

Tiltak som begrenser produksjonen for å sikre kraftforsyningen i Norge burde være akseptable i forhold til det overordnede regelverket i WTO og EØS. Uttalelser fra EU i August 2022 kan tolkes som at denne typen tiltak er mer akseptable innenfor EØS-avtalen enn for eksempel begrensinger av eksportkapasitet (tiltak 2) [1]. Tiltaket vil imidlertid gripe direkte inn i kraftflyten og prissettingen, og det kan forventes at markedsmyndighetene i EU (regulatorene, ACER og kommisjonen) har synspunkter på tiltaket avhengig av hvordan det blir utformet i praksis.

4.4. Oppsummering

Minstekrav til magasinfalling kan redusere risiko for en anstrengt forsyningssituasjon hvis det er mulig å gjennomføre. Tiltaket kan imidlertid være vanskelig å formalisere på grunn av et stort antall forskjellige magasiner med ulike egenskaper. Simuleringene viser det vi kunne forvente med redusert tilgang på effektiv magasinkapasitet: Større variasjoner i kraftprisen, både mellom år og sesonger, avhengig av tilgangen på fornybar kraft fra vind og tilsiget til vannkraften.



5. Begrensning av krafteksport

5.1. Beskrivelse

Et krav om å begrense krafteksport har økt i styrke i 2021 og 2022, etter hvert som Norge har eksportert kraft samtidig som fyllingsgraden i Sør-Norge er lav og det beskrives økt risiko for kraftrasjoner eller anstrengt forsyningssituasjon våren 2023. Med de høye prisnivåene vi har i deler av det nordiske markedet, der både etterspørselen og tilbuddet utenom vannkraften er lite påvirket av prisene, er det trolig at en effektiv begrensning av eksporten sist vinter ville ha gitt en høyere magasinfylling enn vi ser i dag.

Mens tiltak 1 (minstekrav til magasinfylling) begrenser nettoeksport ved å rette seg direkte mot produksjonen av regulerbar vannkraft, ser vi her på en tilnærming som retter seg mot selve eksportmuligheten på utenlandsforbindelsene.

En begrensning av nettoeksporten fra Sør-Norge (antall MWh) over en periode gjennom denne typen tiltak er svært krevende; derfor ser vi her på mer indirekte tiltak:

- Begrense eksportkapasitet på utenlandsforbindelsene
- Øke kostnaden ved eksport av kraft (også kalt «eksportavgift»)

Disse tiltakene må i hovedsak effektueres gjennom den rollen Statnett har som systemoperatør med å sette den fysiske kapasiteten markedet stiller til rådighet for handelen i døgnmarkedet og påfølgende markeder.

Vi vil i dette avsnittet drøfte den forventede effekten av hvert av disse tiltakene og diskutere hvordan tiltakene forholder seg til regelverk og avtaler.

5.2. Begrense eksportkapasiteten

En begrensning av eksportkapasitet på utenlandsforbindelsene fra Sør-Norge påvirker hvor mye som kan eksporteres på én gang (MW). For at dette tiltaket skal virke på eksportert mengde over tid (MWh) må begrensningen legges over en periode inntil målet er oppnådd, det vil si redusert risiko for en anstrengt kraftsituasjon.

Tiltaket vil kun virke direkte og proporsjonalt på *eksportert mengde* dersom det er full eksport på alle utenlandsforbindelser hele tiden. Selv om Sør-Norge har hatt nettoeksport den seneste tiden, er det mange timer hvor det kun har vært begrenset eksport og også perioder med import. Det må derfor forventes markante kapasitetsreduksjoner før man ser en vesentlig effekt på samlet eksport.

Alternativt kan et samarbeid med naboland om felles kapasitetsreduksjon, utformet som en samlebegrensning på alle forbindelser ut av området, være et alternativ som gir mer målrettet effekt av reduksjonene.

Uavhengig av utforming vil det være utfordringer med virkningen av dette tiltaket:

- Tidsforskyvning av eksporten. Vannkraften er så fleksibel at begrenset eksportkapasitet ikke nødvendigvis reduserer hvor mye energi som blir produsert og eksportert over lengre tid. Det essensielle her er å komme over «tilsigskneika» slik at eksporten kommer på forsvarlige tidspunkter.
- Forutsigbarhet. Hvis vannkraftprodusentene vet i hvilket tidsrom eller under hvilke betingelser eventuelle eksportrestriksjoner vil gjelde, kan det potensielt påvirke vanndisponeringen på en måte som motvirker effekten av tiltaket. Netto eksport vil kunne fordele seg på andre, og stadig potensielt uheldige tidspunkter.
- Styring over tid. Tiltaket må sikre at magasinoppbyggingen er tilstrekkelig, men en sterk oppbygging vil øke risiko for flomtap.

Det kan ikke avvises at en begrensning av eksportkapasiteten isolert sett kan forventes å ha en positiv effekt på forsyningssikkerheten for de nærmeste måneder, hvis tiltaket begrenses til en periode hvor fyllingsgraden i magasinene er lav. Dette krever imidlertid at tiltaket blir innført midlertidig uten noe særlig varsel, og at tiltaket utformes så det faktisk reduserer selve nettoeksporten. I tillegg er dette et inngrep i markedet som påvirker andre land, og risikoen for mottiltak må tas i betraktning. Mottiltak kan påvirke forsyningssikkerheten negativt i perioder hvor Norge har importbehov.

Effekten på forsyningssikkerheten over tid er derimot usikker på grunn av vannkraftens fleksibilitet og tilpasningsevne.

Redusert eksportkapasitet kan imidlertid forventes å ha en klarere effekt på kraftprisene. Dette skyldes at mindre eksportkapasitet betyr at produsentene ikke har like god mulighet til å spare produksjonen til de timene der prisene kan forventes å bli aller høyest. I Norge vil man anta at dette senker vannverdiene, og dermed kraftprisene, sett over en lengre periode. En redusert eksportkapasitet kan dermed resultere i lavere pris, selv om det ikke nødvendigvis realiseres lavere eksport.

Modellanalyse av tiltaket

Vi har simulert eksportbegrensninger i BID3-modellen for å undersøke hvordan et slikt tiltak ville påvirke kraftmarkedet hvis det ble innført permanent. Dette gir indikasjoner på hvordan et slikt tiltak ville virke over tid og i mange forskjellige markedssituasjoner. Vi har utført en simulering

der vi halverer eksportkapasiteten på forbindelsene mellom NO2 og Storbritannia, Tyskland og Nederland i forhold til referansescenarioet.

Kapasitet i motsatt retning, for import til Norge, er ikke endret i denne testen. Vi tester også her tiltaket under tre ulike forutsetninger om gasspris, siden gassprisen er den viktigste driveren bak de høye prisene i Europa akkurat nå.

I figuren under viser vi hvordan indikatorene beskrevet i kapittel 3.1 endrer seg i simuleringene.

Figur 5. Tiltak 2: Begrensning av krafteksport

Pilene viser hvilken effekt tiltaket har for de ulike indikatorene; se kapittel 3.1 for forklaring.

År Gasspris	2022 Dagens	2022 Høyere	2022 Lavere	2030 Lavere
Region	Sør Nord	Sør Nord	Sør Nord	Sør Nord
Årlig kraftpris (Ikke volumvektet)	⬇️ ↘️	⬇️ ↘️	↗️	↗️ ↘️
Minimum magasinfylling	↗️	↗️	↗️	↗️
Antall timer med kraftpris over €500/MWh	↗️	⬇️ ↗️	↗️	↗️
Oppnådd kraftpris variabel fornybar produksjon	⬇️ ↘️	⬇️ ↗️	↗️	↗️ ↘️
	Norge	Norge	Norge	Norge
Produsentoverskudd (PO)	⬇️	⬇️	↗️	↗️
Konsumentoverskudd (KO)	↗️	↑	↗️	↗️
Flaskehalsinntekter (FI)	↗️	↗️	↗️	↗️
Sum PO+KO+FI	↗️	↗️	↗️	↗️
↗️ Svak økning		↗️ Middels økning		↑ Sterk økning
↘️ Svak reduksjon		↘️ Middels reduksjon		↓ Sterk reduksjon

Mindre endringer enn 5 % av største absolute endring for hver indikator på tvers av scenarioene er gitt et blankt felt. For de samfunnsøkonomiske indikatorene brukes en felles skala, som er gitt av største utslag i noen av indikatorene. «Dagens gasspris» tilsvarer nivået i april 2022, rundt €95/MWh.

Simuleringene indikerer som forventet at tiltaket gir lavere kraftpris i Sør-Norge og at effekten stiger med gassprisen. Antallet ekstremt høye priser går også naturlig nok ned i sør. Tiltaket har dermed en annen innvirkning på ekstrempriser enn direkte minstekrav til magasinnivå (tiltak 1), der prisene ble mer ekstreme og varierende etter sesong.

Effekten på magasinfylling er begrenset i simuleringene. I flere situasjoner fører restriksjonen til en viss økning i minimumsnivået for magasinfylling over året, men har liten påvirkning på det laveste nivået i alle situasjoner. Dette kan skyldes at vi her «bare» tester en halvering av eksportkapasiteten til land utenfor Norden. Selv i et relativt stort markedsinngrep som dette ser vi stor grad av omfordeling av nettoeksporten over tid til andre land og tidspunkter.

Det er verdt å igjen minne om at testen beskrevet her bare angår eksportkapasiteten, mens importkapasiteten ikke er endret fra referansescenarioet. Dersom importkapasiteten ble tilsvarende begrenset, ville prisreduksjonen i Norge som følge av tiltaket antageligvis vært mindre. Dette er fordi Norge da kan gå glipp av import fra Europa i timer med høy produksjon av sol- og vindkraft og i perioder med lite tilsig i Norden.

Endringen i prisene og eksportmønsteret påvirker også de samfunnsøkonomiske indikatorene i kraftmarkedet:

- produsentoverskuddet blir mindre;

- konsumentoverskuddet blir større; og
- flaskehalsinntektene blir mindre. Dette er kanskje ikke helt intuitivt siden prisforskjellene mot Tyskland, Storbritannia og Nederland blir større, men det skyldes at eksportvolumet til disse landene reduseres og at nettoeksporten fra Norge dreier mot prisområder og til tidspunkter med lavere prisforskjell.

Samlet sett reduseres summen av disse tre indikatorene. Dette er som forventet, da tiltaket er et markedsinngrep som reduserer utvekslingskapasiteten og dermed effektiviteten i markedet. Effekten av dette forsterkes når gassprisene er høyere, siden man da går glipp av høyere inntekter¹⁰.

Når vi ser på tiltaket over ulike situasjoner i kraftsystemet, ser vi at den reduserte eksportkapasiteten først og fremst begrenser eksportvolumet i år med relativt mye tilsig. Dette fører til at i mer normale og tørre år blir nettoeksporten i flere tilfeller større i tiltaksscenarioet enn i referansescenarioet, fordi det er spart opp mer vann fra et foregående vått år. Det er også i våte år at kraftprisene reduseres mest av tiltaket, siden man da i utgangspunktet er nærmere flaskehals i eksportkapasiteten.

Sensitivitetstest – sterkere begrensning av eksportkapasitet

Testen som er beskrevet ovenfor førte ikke til noen stor reduksjon i det eksporterte energivolumet over tid og heller ikke noen markant effekt på indikatoren for minimum magasinfylling. Vi har derfor laget en mer ekstrem hypotetisk variant, der vi setter eksportkapasiteten til 0 på alle utenlandsforbindelsene ut av NO2 (Tyskland, Storbritannia, Nederland og Danmark). Det betyr at Sør-Norge kun er koblet til Sverige. Som i forrige test har vi heller ikke her endret importkapasiteten, og det er dermed ingen «mottiltak».

Scenarioet medfører en kraftig reduksjon i kraftprisene i alle de norske prisområdene, men spesielt i år med høyt tilsig og spesielt i NO1, NO2 og NO5.¹¹ Med systematisk kraftoverskudd og flaskehals mot utlandet faller prisene, av samme årsak som hvorfor prisene i NO3 og NO4 er relativt lave i dag. Prisene i Sverige reduseres også betydelig. Vanntapet øker mye, spesielt i våte år, og i gjennomsnitt blir den norske nettoeksporten betydelig redusert på grunn av vanntap og noe høyere minimumsvannstand i magasinene.

Testen fører til en økning i minimum magasinfylling for både NO1, NO2, og NO5. Dette skyldes at flaskehalsene mot utlandet blir så store at det samler seg opp veldig mye vann i perioden før snøsmeltingen, selv om vanntapet blir stort når snøsmeltingen først kommer.

Det er igjen spesielt viktig å minne om at dette scenarioet ikke inkluderer importrestriksjoner. Det betyr at Norge kan importere som vanlig i tørre år og i timer med billig vind- og solkraft fra utlandet.

¹⁰ Indikatorene inkluderer direkte kraftmarkedseffekter. Det tas forbehold om at disse indikatorene ikke fanger opp selve effekten på forsyningssikkerheten eller øvrige indirekte fordele eller ulemper ved tiltaket.

¹¹ Denne prisendringen er større enn det som er vist i pilskalaen i kapittel 3.1.

5.3. Eksportavgift – økt kostnad ved eksport av kraft

På grunn av strukturen i markedet er det ikke mulig å ilette en vanlig eksportavgift som gir inntekter til statskassen. Det nærmeste vi kommer er å legge inn et kunstig tapsledd i markedsalgoritmen som stanser eksporten helt når prisdifferansen er mindre størrelsen på tapsleddet fordi det da ikke vil være lønnsomt å bruke forbindelsen til eksport. Når prisdifferansen er større enn tapsleddet utnyttes forbindelsens fulle kapasitet og systemoperatøren får flaskehalsinntektene. Fordelen her er at kapasiteten begrenses når eksporten har minst verdi, i motsetning til en kapasitetsbegrensning, som også begrenser kapasiteten når den har mest verdi. En slik avgift vil dessuten øke prisdifferansen til de europeiske markedene.

For at et tiltak med økt tapsledd skal fungere godt, må størrelsen på tapsleddet dimensjoneres etter situasjonen. I en normalsituasjon med relativt lave prisforskjeller mellom Norden og resten av Europa, kan tapsleddet fjernes eller reduseres, mens det for eksempel nå i 2022 kan være aktuelt med et relativt stort tapsledd. Med et stort tapsledd koncentreres den norske eksporten til de timene hvor resten av Europa har høyest pris og dermed størst behov for import fra Norge. Det vil trolig også være behov for løpende koordinering mellom de nordiske systemoperatørene for å fastsette størrelsen på tapsleddet, men det kan ikke dras sikre konklusjoner uten detaljerte kvantitative analyser.

Resultater fra en ekstra simulering, der vi tester et tariffledd på €20/MWh på alle utenlandsforbindelser ut av NO2 tyder på lignende effekter som i scenarioet med «moderat» eksportbegrensning (se Figur 5). Kraftprisene blir noe redusert, men det er liten effekt på minimum magasinfylling. Konsumentoverskuddet blir høyere, produsentoverskuddet lavere, og flaskehalsinntektene blir så vidt litt høyere enn i referansescenarioet. Det er naturlig at flaskehalsinntektene (som også inkluderer inntekter relatert til avgiften) stiger når prisforskjellene øker, noe som mer enn oppveier effekten av at samlet volum på forbindelsene går ned. Sistnevnte er en endring fra scenarioet med begrenset eksportkapasitet, der flaskehalsinntektene ble redusert noe.. Tiltaket reduserer eksporten for Norge totalt, men som forventet reduseres også importen omrent tilsvarende. Det er imidlertid visse dreininger i hvilke land nettoeksporten går til.

5.4. Forholdet til regelverk og avtaler

Tiltak for å begrense eksport er forbudt etter både WTO- og EØS-regelverket, men det er unntak for tiltak med sikte på å hindre varemangel. Slike tiltak vil selvsagt også påvirke prisene. Begrunnelsen for eksportbegrensningene står formentlig sterkest ved å knytte tiltaket til unormalt lave magasinnivåer i Sør-Norge, og dermed forsyningssikkerheten.

Midlertidige tiltak som begrenser eksporten for å sikre kraftforsyningen i Norden gjennom den europeiske energikrisen burde være akseptable i henhold til det overordnede regelverket i WTO og EØS, dersom det kan argumenteres at tiltaket er nødvendig for å sikre forsyningen. Slike tiltak vil imidlertid også gripe direkte inn i kraftflyten og prissettingen. Ulike tiltak vil virke på ulike måter, og det kan forventes at markedsmyndighetene i EU (regulatorene, ACER og kommisjonen) har synspunkter på hvilke tiltak som

er å foretrekke. For eksempel vil en eksportavgift i enkeltland være et uortodokst tiltak som vil kunne møte motstand hvis det gjennomføres.

Det er ikke mulig å gjøre en gjennomgripende analyse av virkningene og en avveiing av fordeler og ulemper for ulike interessenter før en iverksetter tiltakene, og diskusjonen vil gå parallelt med iverksettingen, men hvis man beslutter å gjennomføre tiltaket bør en sikre at aktører og myndigheter i hele det nordiske markedet i størst mulig grad er med i prosessen og at en unngår å provosere til mottiltak. Rent norske tiltak vil trolig både være mindre effektive og virke mer provoserende. En mulighet er å gå med forslag til Nordisk ministerråd, gjennom de nordiske samarbeidsorganene for energimyndigheter og regulatorer, og bruke systemoperatørene til å gjennomføre tiltakene og justere dem underveis.

5.5. Oppsummering

Eksportreduksjon vil generelt være i strid med gjeldende avtaler om frihandel, men et midlertidig tiltak koblet mot lave magasinnivåer kan være akseptabelt hvis man kan argumentere for at tiltaket er nødvendig for å sikre forsyningen. Eksportrestriksjoner vil trolig redusere prisene og *kan* ha en positiv midlertidig effekt på forsyningssikkerheten. Det er dog viktig å ta høyde for mulige reaksjoner fra naboland på dette inngrepet i markedet som kan påvirke forsyningssikkerheten negativt. Treffsikkerheten av tiltaket vil være avhengig av hvordan tiltaket gjennomføres:

Reduksjon av tildelt eksportkapasitet på de tre kablene som går direkte fra Norge til områder utenom Norden vil ikke nødvendigvis bidra til å øke magasinnivåene vesentlig. Nettoeksporten flyttes til andre tider og andre kanaler. Det vil også gi reduserte flaskehalsinntekter og dermed økte nettariffer.

Økning av kostnaden ved eksport gjennom å legge på et ekstra tapsledd har en gunstigere profil, økonomisk sett. Tiltaket begrenser den flyten som har minst verdi, og nettarffen er mindre berørt. På den andre siden ville et slikt tiltak være uventet og kreve mer forklaring overfor internasjonale organer og handelspartnere.

Nordisk samarbeid om slike begrensninger ville gi større sannsynlighet for å lykkes, teknisk, økonomisk og ikke minst politisk.



6. Utbygging av innenlandsk nett og utnyttelse av eksisterende nett

6.1. Beskrivelse

Som tidligere beskrevet har prisene i NO1, NO2 og NO5 (Sør-Norge sør for Sognefjorden/Dovre) blitt ekstraordinært høye i 2021 og 2022, mens prisene i NO3 og NO4 har vært til dels 'normale' og tidvis svært lave. Mens Sør-Norge har nærmest seg et europeisk prisnivå, har de nordlige områdene vært skjermet mot dette. Et lignende mønster ses i Sverige, med lave priser i de nordlige områdene SE1 og SE2 og høye priser i de sørlige områdene SE3 og SE4. Årsakene til de veldig høye prisene i sør ble gjennomgått i kapittel 2.2. Hovedårsaken til at de nordlige områdene ikke har hatt tilsvarende prisutvikling er et stort kraftoverskudd og en sterk flaskehals mot sør. Dette gjør prisene mindre påvirket av utviklingen i Europa. Sommeren 2022 har vi også sett en betydelig prisforskjell mellom NO2 og de to andre sørlige prisområdene NO1 og NO5. Prisene i NO1 og SE3 har også blitt mer ulike i 2022.

Prisforskjellene har ført til at det finansielle kraftmarkedet er svekket, ved at den nordiske systemprisen ikke lenger er tilstrekkelig representativ for områdeprisene. Dette betyr at det er mindre tilgjengelig informasjon om forventninger til fremtidig kraftpris, noe som kan påvirke den fysiske delen av markedet gjennom magasindisponeringen.

Prisforskjellene mellom nord og sør er ofte pekt på som et problem, men det er også flere som ønsker å beholde lave priser i Midt- og Nord-Norge. I dette kapitlet tar vi ikke stilling til fordelingsspørsmålet ved områdeprisforskjeller, men fokuserer på å belyse konsekvensene av nett-tiltak som søker å redusere prisforskjellene. I dag er det spesielt problematikken mellom nord (NO3 og NO4) og sør (NO1, NO2, NO5) som får oppmerksomhet, men på lengre sikt kan de tenkes at store prisforskjeller også kan oppstå mellom andre prisområder i Norge og Norden. Det som beskrives i dette kapitlet kan dermed til dels generaliseres til andre omstendigheter.

Flaskehalsene mellom prisområdene skyldes til dels at det ikke er mange/sterke nok kraftlinjer, men også at den fysiske kapasiteten ikke blir fullt utnyttet. Utnyttet kapasitet kan skyldes driftsmessige forhold, at systemoperatøren begrenser tildelt kapasitet i markedet på én eller flere linjer for å beholde kraftsystemstabiliteten.

Mulige nett-tiltak for å redusere flaskehalsene kan grovt sett inndeles i tre kategorier:

- 1) En utbygging av det innenlandske nettet, med tiltak som for eksempel spenningsoppgradering i eksisterende trasé eller helt nye linjer.
- 2) Bruk av teknologiske løsninger/komponenter i det eksisterende nettet, for eksempel i form av mindre tekniske endringer og oppgradering av styrings- og overvåkingssystemer.
- 3) En bedre utnyttelse av det eksisterende nettet gjennom driftsendringer eller markedsendringer som for eksempel innføring av flytbasert markeds kobling.

Noen av disse tiltakene og varianter av dem handler om å øke den fysiske nettkapasiteten, mens andre handler om å kunne benytte mer av den fysiske kapasiteten i markedet. Begge elementer er viktige for å faktisk kunne realisere mer tilgjengelig kapasitet til markedet.

Statnett og Svenska Kraftnät (Svk) ser i øyeblikket på alle tre typer tiltak over de neste årene, og det foreligger konkrete planer om flere. Spørsmålet kan derfor i noen tilfeller formuleres som hvorvidt de allerede planlagte tiltakene om mulig skal framskyndes, ikke om de skal gjennomføres i det hele tatt.

I teksten nedenfor gir vi en kort, generell oversikt over ulike varianter innen disse tre hovedkategoriene. Vi har imidlertid ikke gjort en selvstendig vurdering av akkurat hvilke varianter som faktisk kan eller bør gjennomføres for å redusere prisforskjellene mellom nord og sør over de neste årene. En slik vurdering vil kreve en mer inngående analyse som gjøres best av Statnett og de andre systemoperatørene i Norden, og vi henviser derfor til deres vurderinger av dette.

Når det gjelder **nettutbygging** planlegger Statnett spenningsoppgraderinger til 420 kV i store deler av landet innen 2040 [17]. På mellomlang sikt innebærer planene blant annet to prosjekter på Vestlandet som antas å øke overføringskapasiteten mot sør med anslagsvis 1000 MW [18], [19]. Og Statnett har beskrevet at disse planlegges å være ferdig i henholdsvis 2025 og 2027/2028. På noe lengre sikt planlegger Statnett også å erstatte eksisterende 300 kV-linje gjennom Gudbrandsdalen med 420 kV, som også vil føre til økt kapasitet mellom nord og sør [17]. På svensk side er det planlagt store oppgraderinger mellom SE2 og SE3, men den tidligste kapasitetsøkningen (opp fra 7300 MW til 8100 MW) forventes å stå klar først rundt 2028 [18], [20]. En reduksjon av flaskehalsen mellom SE2 og SE3 i Sverige vil også kunne påvirke norske kraftpriser, på en lignende måte som mer nettkapasitet fra nord til sør i Norge.

Når det gjelder **teknologiske løsninger** i eksisterende nett kan de for eksempel handle om å:

- a) Øke fysisk overføringskapasitet gjennom enkle tiltak som å installere høytemperaturledere på eksisterende master og/eller forhøye eksisterende master for å øke markfrigangen fra lederne.
- b) Senke den sikkerhetsmarginen som Statnett behøver når de setter nominell kapasitet på en ledning gjennom realtidsovervåkning av ledningstemperatur og nedheng, ofte omtalt som Dynamic Line Rating (DLR).
- c) Installere kraftflytstyrende elementer i stasjoner, fasevridningstransformatorer (PST) og back-to-back HVDC.

Av disse registrerer vi at Statnett fremhever fasevridning og back-to-back-anlegg som teknologier som kan øke utnyttelsen av det norske nettet sørover, og potensielt kan realiseres i løpet av om lag tre år [18].

Når det gjelder **drifts- eller markedsmessige tiltak** utforsker Statnett og Svenska Kraftnät flere muligheter [18]. Et planlagt tiltak er flytbasert markedskobling, som de nordiske systemoperatørene planlegger å innføre i 2023. Dette favner bredere enn akkurat nord/sør-problematikken, men forventes å også kunne påvirke dette [18].

De driftsmessige tiltakene har til felles at de søker optimering av det totale elnettet i Sverige og Norge. Tett samarbeid mellom Statnett og Svk er sentralt for å kunne utvikle og benytte nye analysemetoder som kan bidra til bedre allokering av kapasitet til markedet innenfor systemets tekniske begrensninger.

6.2. Kvantitativ analyse

Som nevnt går vi ikke eksplisitt inn på akkurat hvilke linjer som bør investeres i når eller akkurat hvilke teknologiske løsninger eller driftstiltak som kan benyttes. Vi fokuserer isteden hovedsakelig på de generelle konsekvensene av å kunne øke kapasiteten mellom prisområdene. I resten av dette kapitlet betyr «kapasitet» eller «overføringskapasitet» den kapasiteten som er gjort tilgjengelig for markedet, om ikke annet er presisert.

Vi gjør to kvantitative analyser i BID3: «økt overføringskapasitet fra nord til sør», og «økt overføringskapasitet i Norden». Disse er beskrevet under.

Økt overføringskapasitet fra nord til sør

I denne hypotetiske testen simulerer vi 2022-systemet igjen der vi øker den totale (tilgjengelige) overføringskapasiteten mellom NO3 og NO5 med 500 MW, og med ca. 400 MW fra NO1 til NO2. Vi tester dette for alle tre scenarioene for gasspriser, men kun for 2022 ettersom det er forutsatt bedre overføringskapasitet i 2030 i utgangspunktet. Figuren under viser endringene i hovedindikatorene i simuleringen.

Figur 6. Økt overføringskapasitet nord-sør

Pilene viser hvilken effekt tiltaket har for de ulike indikatorene; se kapittel 3.1 for forklaring.

År Gasspris	2022 Dagens	2022 Høyere	2022 Lavere
Region	Sør Nord	Sør Nord	Sør Nord
Årlig kraftpris (Ikke volumvektet)	↗ ↙	↗ ↙	↗ ↙
Minimum magasinfilling	↙ ↗	↙ ↘	↙ ↘
Antall timer med kraftpris over €500/MWh	↗	↗	↗
Oppnådd kraftpris variabel fornybar produksjon	↗ ↗	↗ ↗	↗ ↗
	Norge	Norge	Norge
Produsentoverskudd (PO)	↗	↗	↗
Konsumentoverskudd (KO)	↖ ↗	↖ ↗	↖ ↗
Flaskehalsinntekter (FI)	↗	↗	↗
Sum PO+KO+FI	↗	↗	↗

↗ Svak økning ↗ Middels økning ↗ Sterk økning
↙ Svak reduksjon ↙ Middels reduksjon ↙ Sterk reduksjon

Endringer mindre enn 5 % av største absolute endring for hver indikator på tvers av scenarioene er gitt et blankt felt.

De samfunnsøkonomiske indikatorene bruker samme skala, som er gitt av det største utslag i noen av indikatorene.

«Dagens gasspris» tilsvarer nivået i april 2022, rundt €95/MWh.

Som det fremgår her, øker prisene i nord betydelig. Samtidig reduseres vanntapet i nord. Prisene i sør går litt ned, men mindre enn prisene i nord øker. Dette forklares av at i referansescenarioet har de nordlige prisområdene et stort kraftoverskudd og flaskehals mot sør. Det betyr at prisen i nordområdene er svært sensitiv til endringer i overføringskapasiteten og kraftoverskuddet.¹² Prisen i de sørlige områdene er ikke tilsvarende sensitive til en større overføringskapasitet og tilførsel av kraft nordfra.

Endringen i minimum magasinfilling følger et lignende mønster som prisene, bare med motsatt fortegn. I nord gir muligheten til å overføre mer at man kan tappe magasinene lavere i enkelte perioder, og i referansescenarioet er magasininnivåene høye i simuleringene på grunn av flaskehalsen mot sør som gjør at vann hoper seg opp. I sør gir tilgangen til mer kraftoverføring nordfra motsatt effekt, men effekten er svakere.

Konsument- og produsentoverskudd følger prisutviklingen: høyere priser i nord betyr økt produsentoverskudd og redusert konsumentoverskudd, mens det i sør blir motsatt effekt. At vanntapet i nord blir redusert bidrar også til økning i produsentoverskuddet. Totalt sett for Norge går produsentoverskuddet opp og konsumentoverskuddet ned. Flaskehalsinntektene går opp fordi effekten av et større overført energivolum og mer eksport til utlandet mer enn veier opp for reduksjonen i prisforskjell.

¹² Under forholdene om sommeren i (det faktiske) 2022 kan man si at prisene i NO3 og NO4 har gått forbi dette vippepunktet og kollapset. Under andre værforhold kunne dette imidlertid vært annerledes.

Økt overføringskapasitet i Norden

Vi tester å sette overføringskapasiteten på alle forbindelser mellom prisser i Norden og Baltikum til i gjennomsnitt minst 80 % av maksimal overføringskapasitet (maksimal NTC), gitt 2022-systemet.¹³ Dette gir generelt mer tilgjengelig kapasitet til markedet i Norden sammenlignet med referansescenarioet. Her benytter vi kun 2021-nivået for gass («lavere gasspris»). Figuren under viser effektene i simuleringen.

Figur 7. Økt overføringskapasitet i Norden

Pilene viser hvilken effekt tiltaket har for de ulike indikatorene; se kapittel 3.1 for forklaring.

År Gasspris	2022 Lavere
Region	Sør Nord
Årlig kraftpris (Ikke volumvektet)	↗
Minimum magasinfylling	↗ ↘
Antall timer med kraftpris over €500/MWh	↗
Oppnådd kraftpris variabel fornybar produksjon	↗
	Norge
Produsentoverskudd (PO)	↗
Konsumentoverskudd (KO)	↘
Flaskehalsinntekter (FI)	↘
Sum PO+KO+FI	

↗ Svak økning ↗ Middels økning ↑ Sterk økning
↘ Svak reduksjon ↘ Middels reduksjon ↓ Sterk reduksjon

Endringer mindre enn 5 % av største absolute endring for hver indikator på tvers av scenarioene er gitt et blankt felt. For de samfunnsøkonomiske indikatorene brukes samme skala, som er gitt av største utslag i noen av indikatorene. «Dagens gasspris» tilsvarer nivået i april 2022, rundt €95/MWh.

Denne testen er kun gjennomført med «lavere gasspris» og gir lignende resultater på prisindikatorer, magasinfylling og samfunnsøkonomiske indikatorer som i testen av mer overføringskapasitet mellom nord og sør i Norge i tilsvarende gassprisscenario. Selv om testen fører til endringer i flyt også i de andre nordiske landene, er det effekten av høyere priser i nord og (noe) lavere priser i sør som er viktigst i å forklare retningen på de samfunnsøkonomiske indikatorene for Norge.

6.3. Diskusjon

Å bygge ut, oppgradere eller bedre utnytte nettkapasitet i Norge (eller Sverige) vil normalt ikke være i strid med gjeldende avtaler og regelverk. Tiltak som kan bedre utnyttelsen av eksisterende nett, for eksempel flytbasert markedskobling, er allerede noe systemoperatørene arbeider med. Som tidligere nevnt er det imidlertid delte meninger om Norge faktisk burde gjøre tiltak som utjevner prisforskjeller mellom prisområder, hvis det fører til

¹³ For forbindelser der den tilgjengelige kapasiteten til markedet allerede er forutsatt å være over 80 % i gjennomsnitt i referansescenarioet, gjøres ingen endring.

at prisene går mer opp i lavprisområder (nord) enn de reduseres der prisen er høy (sør).

Mer overføringskapasitet kan også ha en betydning for forsyningssikkerheten, og det er i denne sammenhengen antageligvis bred enighet om at det er et gode. Med større overføringskapasitet er det mulig å overføre mer kraft fra områder med overskudd til områder med underskudd på kritiske tidspunkter, som gjør hvert enkelt område mindre sårbart.

Spørsmålet blir da om kostnaden ved tiltaket og fordelingseffektene som følger med blir regnet som en akseptabel pris å betale.

Argumentet om forsyningssikkerhet gjelder i prinsippet både for koblinger mellom prisområder internt i Norge og mellom Norge og utlandet. Samtidig er det en forskjell, siden forbindelser mellom to land har ulike regjeringer og systemoperatører på hver sin side av forbindelsen. Dette gjør at forbindelser til utlandet kan oppfattes som mindre pålitelige og til dels avhengig av politiske forhold. Vi antar at EU-regelverket blant annet har til hensikt å motvirke ensidige tiltak som kan svekke denne tilliten. Hvis tilliten svekkes, kan det bety at hvert enkelt land ser seg nødt til å bygge ut mer innenlandsk nett og mer produksjonsreserver, noe som betyr høyere kostnader under normale forhold. Det kan ha en verdi å kunne være mer selvforsynt hvis en krise skulle oppstå, men i de aller fleste kriser står de europeiske landene sannsynligvis sterkest sammen. Felles tiltak vil ofte være mest effektive.

Med den krisen vi ser i Europa i dag, er det naturlig å anta at forsyningssikkerheten kunne vært bedre i Sør-Norge om overføringskapasiteten fra nord til sør var større. Samtidig er effektene komplekse, siden dette også antageligvis hadde ført til lavere priser i sør og kanskje mer kraftekspорт.

Koblinger til Sverige

I vurderingen av overføringskapasitet og forsyningssikkerhet er det relevant å ta med i betraktningen hvordan det norske og det svenska kraftsystemet er koblet sammen. Norge og Sverige har geografiske likheter i sine kraftsystem og flaskehals mellom nord og sør. Det finnes samtidig en forskjell i størrelsen på overføringskapasiteten, spesielt når det kommer til nettstyrke langs nord-søraksen. Sveriges sentralnett fra nord til sør er ryggraden i det svenska systemet og har vesentlig høyere overføringskapasitet enn det norske. Disse forholdene er grunnleggende for dagens situasjon der kraften gjerne flyter fra Nord- og Midt-Norge inn i Nord-Sverige, og fra Sør-Sverige (SE3) inn i Sør-Norge (NO1). Kraften velger helt enkelt minste motstands vei og tar motorveien gjennom Sverige. Under det siste året har imidlertid eksportkapasiteten fra SE3 til NO1 vært begrenset av hensyn til driftsmessige forhold i det samlede norsk-svenske transmisjonsnettet.¹⁴

¹⁴ Våren 2022 har SvK innført en sumrestriksjon mellom SE3 og Norge og Danmark, som er planlagt å være inntil flytbasert markeds kobling er implementert. Erfaringene så langt tyder på at tiltaket har forbedret eksportmuligheten fra SE3 til NO1 [18].

I kraftsystemet må systemoperatørene Statnett og Svk ta høyde for at systemet skal forbli stabilt ved alle scenarioer for bortfall eller feil på store ledninger eller kraftverk. Alle enkeltutfall leder til økning av belastningen på gjenværende elementer i nettet, og det finnes også utfall som kan skape svingninger i hele kraftsystemet. Svingningene er potensielt destabiliseringe og utgjør en trussel mot driftssikkerheten. Det er avgjørende at samarbeidet mellom Statnett og Svk er så tett og sterkt at begge parter kjenner hverandres anlegg og system godt nok til å kunne beregne og representere de dynamiske egenskapene i nettene på en så god måte at usikkerheter minimeres og sikkerhetsmarginer dermed senkes. Samarbeidet skaper også forutsetninger for rette kortsiktige tiltak for systemstabilitet og rett langsiktig utvikling av systemet, for damping av dynamiske ustabiliteter og for å sikre at ikke nye oppstår.

Deler av forklaringen på de store prisforskjellene mellom nord og sør i Norge ligger i Sverige og i Sveriges samspill med Norge, og det er derfor viktig at Statnett har god oversikt over utviklingen i det svenske kraftsystemet. Hvis man ønsker mer kapasitet til markedet på kort sikt kan kanskje noe realiseres gjennom driftstiltak der samarbeid mellom Statnett og Svk er et viktig element.

Utvikling og tiltak på lang sikt

Nettutbygging på sentralnettnivå er svært tidkrevende, først og fremst av prosesshensyn der det er viktig at fundamentale demokratiske prinsipper og rettsikkerhet etterleves. Slike tiltak er dermed ikke egnet som raske løsninger på kortsiktige prisproblemer. Det illustrerer imidlertid viktigheten av å starte rette prosesser tidlig når det er klart at ny nettkapasitet er en god langsiktig løsning.

Planleggingen av kapasitet i sentralnettet har en utfordring ved at kraftforbruk og -produksjon også utvikler seg, noen ganger i et høyere tempo enn man kan bygge ut nett. I dag er det et stort kraftoverskudd i nord i Norge og Sverige, men lave priser kan tiltrekke seg mer forbruk og hindre ny produksjon i å etablere seg. Dette kan i seg selv bidra til å utligne prisforskjellene mellom nord og sør, uavhengig av og potensielt tidligere enn nettutbyggingen. For Norges del kan man fra én synsvinkel argumentere med at det vil være mer gunstig med høyere priser i nord som følge av industrietablering enn som følge av nettetablering. Dette temaet er imidlertid et politisk fordelingsspørsmål, og er ikke noe denne rapporten tar stilling til. Det er imidlertid fortsatt viktig å legge samfunnsøkonomiske analyser til grunn i planleggingen av nettutbygging.

6.4. Oppsummering

Bedre overføringskapasitet fra nord til sør i Norge (eller i Sverige) vil antageligvis føre til en prisøkning i nord men en mer beskjeden prisnedgang i sør, alt annet likt og i forhold til dagens situasjon.

Bedre intern overføringskapasitet i Norge og Norden skaper muligheter til å utnytte fleksibiliteten i vannkraften bedre. Dette kan bedre forsyningssikkerheten sør i Norge hvis fleksibiliteten forvaltes riktig.

Nettutbyggingen er planlagt og i gang både i Norge og i Sverige, og kapasiteten mellom nord og sør forventes å blir vesentlig bedre på sikt. Samtidig kan det komme mer forbruk i nord som også bidrar til høyere priser der. Klassisk nettutbygging er tidkrevende, men systemoperatørene jobber med løsninger som kan bidra til å utnytte det eksisterende nettet bedre på kortere sikt. Mer tilgjengelig kapasitet til markedet på viktige forbindelser i Norge og Sverige har lignende effekter på prisforskjellene mellom nord og sør som å øke tildelt kapasitet internt i Norge.



7. Makspris i engrosmarkedet

7.1. Beskrivelse

Flere politiske parti har fremmet forslag om at det settes en makspris på strøm.¹⁵ FrP og KrF og Rødt foreslår en makspris for husholdninger og næringsliv. I tillegg vil Rødt legge begrensninger på hvor høy pris produsentene kan ta.¹⁶ Makspris kan oppnås ved bruk av ulike økonomiske virkemidler. Forslagene er ikke spesifikke nok til å tydelig identifisere hvilke virkemidler som er tenkt benyttet. I dette kapittelet vil vi analysere implikasjonene ved å sette en makspris i engrosmarkedet, mens vi i det påfølgende kapittelet drøfter tiltak rettet kun mot sluttbrukermarkedet

En makspris i engrosmarkedet, slik vi tolker forslaget, innebærer at produsenter ikke kan selge strøm (legge inn bud) til en høyere pris enn en forhåndsdefinert makspris selv om det er betalingsvillighet for det i markedet. Dersom tilbuddet og etterspørselen derimot tilsier en lavere pris enn maksprisen, vil prisen være gitt ved markedsprisen. Til sammenligning vil en makspris som kun fokuserer på sluttbruk innebære at staten må kompensere produsent, leverandør eller konsument tilsvarende prisforskjellen mellom de to markedene.

Vi legger til grunn at innføringen av en makspris vil være et varig tiltak, men drøfter også eventuelle forskjeller med å kun benytte makspris i engrosmarkedet som et midlertidig tiltak.

I det videre vil vi først redegjøre for økonomisk teori knyttet til maksprisregimer. Deretter vil vi foreta en prinsipiell kvalitativ diskusjon knyttet til hvordan en makspris vil påvirke kraftmarkedet, herunder hvilke fordelings- og effektivitetseffekter en makspris i engrosmarkedet for strøm vil ha. Dette innebærer også en redegjørelse for hvordan tiltaket vil påvirke forsyningssikkerhet, ressursallokering, og markedsdynamikken i et integrert norsk kraftsystem.

¹⁵ <https://roedt.no/stromprisen> (24.06.2022), <https://www.frp.no/nyheter/frp-foreslar-50-ore-som-makspris-pa-strom> (24.06.2022), <https://krf.no/nyheter/familieokonomien-under-stort-press-krf-ber-om-hastegrep/> (24.06.2022)

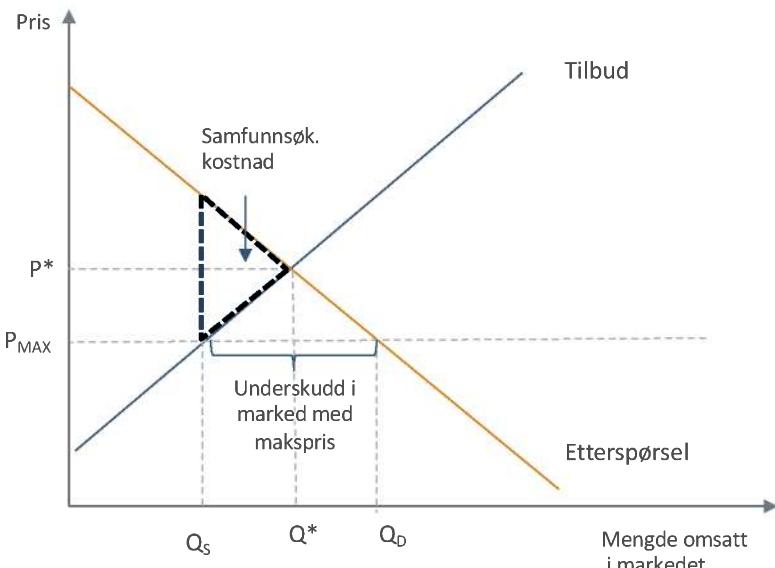
¹⁶ <https://roedt.no/blogg/derfor-er-makspris-lurt> (31.07.2022)

7.2. Økonomisk teori om maksprisregimer

For å få en ryddig drøfting av effektene av makspris i strømmarkedet, er det hensiktsmessig å ta utgangspunkt i et generisk økonomisk rammeverk for denne typen tiltak.

Figur 8 viser markedslikevekt med og uten makspris. I et fritt marked (uten makspris) bestemmes likevektsprisen der mengden av varer eller tjenester som er etterspurt av forbrukere er lik mengden med varer og tjenester som produseres. Likevektsprisen i et marked finnes der produsentene får dekket produksjonskostnaden, mens forbrukerne betaler det de mener varen er verdt. Mer spesifikt vil markedsprisen og omsatt mengde finnes der marginalkostnaden (det det koster å produsere en ekstra enhet av en vare) er lik marginal betalingsvilje (det forbrukeren er villig til å betale for å kjøpe en ekstra enhet av varen). Dersom prisen settes lavere, vil forbrukerne ønske å kjøpe mer, men produsentene vil produsere mindre.

Figur 8. Generisk rammeverk for et marked med maksprisregulering



Det generelle rammeverket viser at en makspris som er lavere enn likevektsprisen P^* vil påvirke både etterspørselen og tilbuddet av en vare: Forbrukerne vil ønske å kjøpe mer enn før (Q_D), mens produsentene vil produsere mindre enn før (Q_S). Dette skaper et underskudd i markedet ($Q_D - Q_S$). Den regulerte prisen reflekterer imidlertid ikke den reelle verdien av varene og tjenestene som omsettes¹⁷.

¹⁷ Avgifter som regulerer markedet for å kontrollere for negative eller positive eksternaliteter, slik man eksempelvis gjør for å internalisere utslippskostnader, vil derimot bidra til at prisen/marginalkostnaden reflekterer den faktiske samfunnsøkonomiske kostnaden ved produksjonen.

Ved P^{MAX} finnes det både forbrukere som er villig til å betale en høyere pris for å øke konsumet og produsenter som vil være villig til å øke produksjonen tilsvarende. Makspris medfører derfor at vi får underskudd i markedet og et samfunnsøkonomisk velferdstap. Dette er markert i figuren. Det er her viktig å påpeke at «produksjonsspørsmålet» for magasinkraftverk handler om *når* man produserer, og ikke *om* man skal produsere. Dette følger av at ressursmengden er gitt (over en viss tidsperiode), og marginalkostnaden er svært lav. Videre må det alltid være balanse mellom tilbud og etterspørsel i kraftsystemet. Hvordan dette og andre særtrekk påvirker effekten av en makspris går vi nærmere inn på under.

7.3. Effekten av makspris på det norske strømmarkedet

For den videre utredningen er det hensiktsmessig å tilpasse det generelle økonomiske rammeverket presentert ovenfor til å inkludere noen sentrale karakteristika ved det norske kraftmarkedet som vil påvirke hvilke effekter vi kan forvente av en makspris på strøm i Norge.

Vi vil her spesielt fokusere på tre karakteristika ved det norske strømmarkedet som er sentrale for å vurdere effekten på kraftmarkedet:

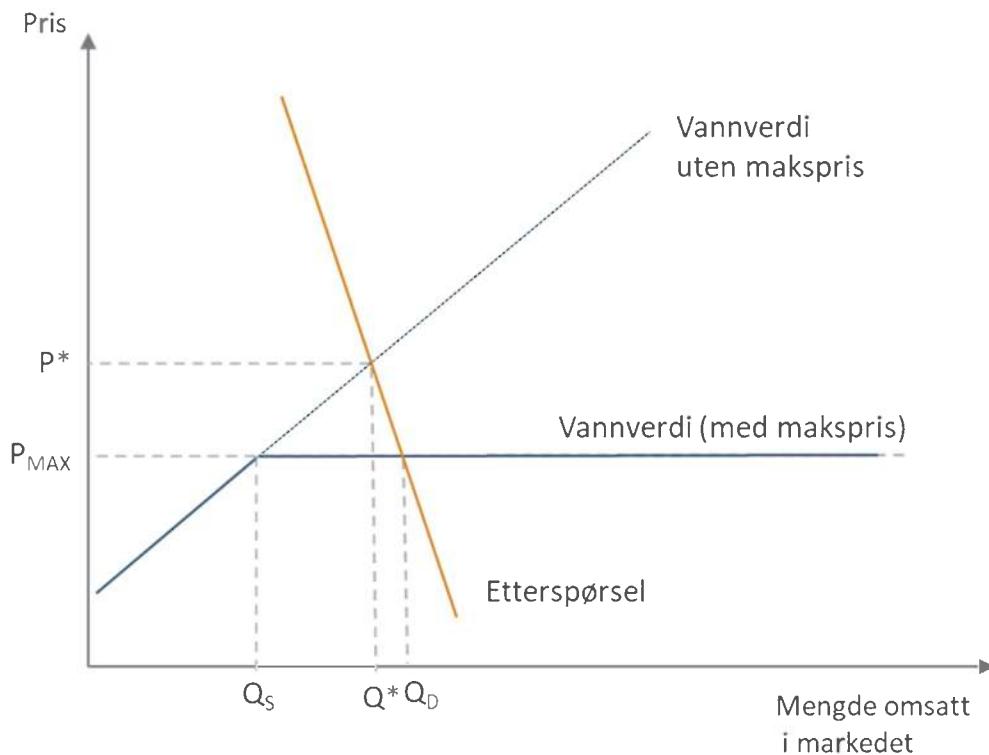
- Produksjonskostnaden i norske magasinkraftverk er svært lav og ressurstilgangen i all hovedsak gitt. Produsentenes markedstilpasning handler derfor i stor grad om hvordan man best mulig tilpasser seg den gjeldende markedssituasjonen. Tilbudscurven dannes derfor av «vannverdier» som reflekterer produsentenes forventninger til prisnivå fremover i tid (verdien av å spare på vannet), noe som igjen er tett koblet til forventninger til innenlands ressurstilgang og ikke minst kostnaden ved å importere kraft fra landene rundt oss¹⁸.
- Det norske kraftsystemet er tett koblet til våre naboland gjennom mellomlandsforbindelser. Vanndisponeringen påvirkes derfor ikke bare av innenlandske forhold, men også markedssituasjon i landene rundt oss. Videre vil endringer i markedsprisen i Norge slå direkte inn i flyten i krafthandelen med våre naboland.
- Etterspørselen er, i det minste på kort sikt, mindre priselastisk enn i tradisjonelle markeder for forbruksvarer. Muligheten til å investere i energieffektiviseringstiltak øker imidlertid elastisiteten på lengre sikt.
- I kraftsystemet er man avhengig av at det til enhver tid er balanse mellom tilbud og etterspørsel. Et underskudd i markedet vil derfor innebære svikt i forsyningssikkerheten, noe som vil ha alvorlige konsekvenser på samfunnsnivå. Om engromarkedet ikke gir balanse vil man søke å utnytte regulererkraftmarkedet. Dette vil eventuelt øke systemkostnadene betydelig. Om man imidlertid ikke har tilstrekkelig effekt tilgjengelig i disse markedene vil man ikke kunne opprettholde forsyningen.

¹⁸ Det er viktig å påpeke at det er store forskjeller i magasinkapasitet og derfor hvor lenge man kan spare på vannet. Dette gir forskjeller i vannverdi og bidrar til en stigende tilbudscurve mht. kvantum etterspurt. For en nærmere beskrivelse se:
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/>.

Disse egenskapene endrer tilpasningen basert på det generelle økonomiske rammeverket vist i figuren over. I det følgende vil vi redegjøre for effekten av makspris når vi tar hensyn til disse karakteristika.

Prismekanismene i kraftmarkedet er helt sentrale for å sikre en effektiv allokering av ressurser og balansere markedet både på kort og lang sikt. Kraftprisene gir signaler om den underliggende ressursbalansen og sørger for at det investeres tilstrekkelig i ny produksjonskapasitet, relativt til den øvrige utvikling i kraftsystemet. Videre bidrar markedet med å løpende balansere produksjon, forbruk og overføring av strøm på kort sikt. En relativt sett høy strømpris reflekterer en knapphet på energi og at vannet i norske magasiner har en høy verdi for kraftsystemet, både i dag og fremover i tid.

En bindende makspris fjerner koblingen mellom markedsprisen og kraftforsyningens fysiske egenskaper (overføringskapasitet og ressurstilgangen over tid) som er det som i stor grad setter vannverdien i en gitt periode. Siden prisen aldri vil overstige maksprisen vil vannverdien (forventet verdi/pris fremover i tid) også være begrenset av maksprisen. Som konsekvens har produsenter incentiver til å maksimere produksjonen så snart man når maksprisen (eventuell også enda tidligere). Tilbudskurven og vannverdien flater derfor ut når prisen nærmer seg taket i maksprisregimet. Samtidig øker etterspørselen etter strøm ettersom en bindende makspris reduserer strømkundenes incentiv til å spare strøm, eksempelvis ved å bruke ved til oppvarming, redusere innetemperaturen eller redusere bruken av varmtvann. Dette er vist i figuren under. Det er viktig å påpeke at hvor stor effekten på innenlands konsum vil være på kort sikt avhenger av priselastisiteten på etterspørrelssiden samt nivået på maksprisen, noe vi diskuterer nærmere i kapittel 3.2. Selv med lav effekt på innenlands konsum vil krafthandel gi betydelige vridningseffekter om våre handelspartnere ikke har tilsvarende prisregime. Dette kommer vi tilbake til i neste delkapittel.

Figur 9: Kortsiktig markedstilpasning med makspris i et vannkraftsystem


Redegjørelsen over viser at utfordringen, på kort sikt, ikke er knyttet til at man får mangel i markedet slik som det generelle rammeverket viser. I kraftmarkedet ville heller ikke dette vært mulig ettersom man er avhengig av en konstant balanse for å opprettholde forsyningen. Problemet er at økt produksjon i magasinkraftverk «i dag», drevet av en kunstig lav makspris, kan gi store utfordringer for forsyningssikkerheten på sikt. Ressurstillgangen for norske vannkraftverk er relativt uelastisk over en viss tidshorisont. En «kunstig» høy produksjon i en periode innebærer mindre produksjonskapasitet fremover i tid. Dette bidrar til at vannverdiene vil øke ytterligere.¹⁹ Knappheten vil imidlertid ikke reflekteres i prisen aktørene står overfor, jamfør den flate tilbudskurven i figuren over. Produsentene vil derfor ikke ha incentiv til å redusere produksjonen. I en stram situasjon kan man derfor komme i en «ond sirkel», med stadig svekket ressursbalanse. Konsumentene vil også, over tid, ha svake(re) incentiv til å investere i energieffektive løsninger som eksempelvis varmepumper, miljøeffektive boliger, nye vedovner, samt lokal energiproduksjon som solkraft på tak, enn de ville hatt om de sto overfor markedsprisen. Effekten på investeringer på forbrukssiden vil imidlertid avhenge av husholdningenes preferanser og nivået på maksprisen. Sistnevnte fordi det er rimelig å anta at effekten på investeringsbeslutningen avtar med prisnivået, fordi stadig flere energieffektiviseringstiltak vil bli lønnsomme.

¹⁹ I figuren vil dette innebære at hele tilbudskurven flyttes mot venstre, noe som øker likevektsprisen uten makspris.

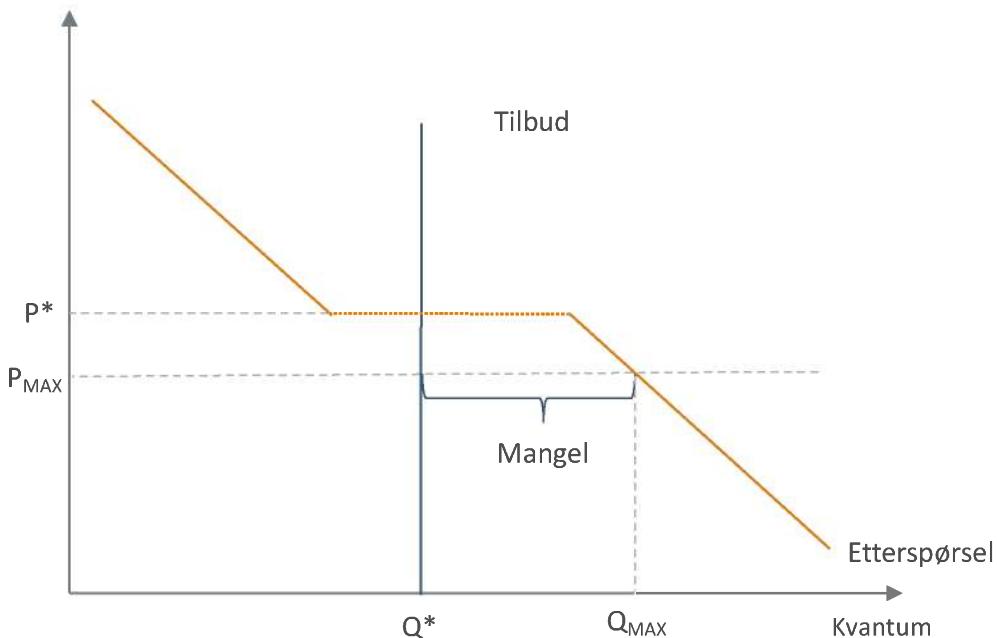
Integrasjon til omliggende markeder uten tilsvarende prisregime øker vridningseffektene betydelig

Et sentralt usikkerhetsmoment knyttet til den samlede effekten på markeds-tilpasningen i diskusjonen over er hvor mye etterspørselssiden vil respondere når maksprisen binder, både på kort og mellomlang sikt. Produksjonen kan ikke øke mer enn forbruket ettersom man alltid er avhengig av balanse mellom tilbud og etterspørsel. Vridningseffektene på etterspørselssiden styrkes imidlertid betydelig av integrasjon mot andre markeder uten tilsvarende maksprisregimer, spesielt i anstrengte situasjoner. Om man forutsetter at norsk eksport i liten grad påvirker prisnivået hos våre handelspartner, vil man kunne få følgende scenarioer²⁰:

- Med en bindende makspris som ligger under prisen hos våre handelspartner vil Norge komme i en eksportsituasjon uavhengig av den nasjonale ressurssituasjonen.
- Om Norge har behov for å sikre forsyningssikkerheten gjennom import, vil ikke dette være mulig om den norske maksprisen ligger under prisen hos våre handelspartner, uten ytterligere tiltak. Dette vil være spesielt utfordrende i en situasjon med knapphet både her hjemme og hos våre handelspartner, slik vi ser i dagens marked.
- Selv i en periode med kraftoverskudd vil man kunne komme i en situasjon hvor man får nasjonal rasjonering om ressurssituasjonen er stram i våre naboland, om vannverdien ligger over taket i maksprisregimet.

Handelseffektene kan avbøtes med eksportrestriksjoner, men dette kan igjen få store konsekvenser for forsyningssikkerheten i et væravhengig system, om det bidrar til at naboland samtidig reduserer deres eksportkapasitet til Norge. Uavhengig av motreaksjoner vil et maksprisregime innebære at vi ikke vil kunne sikre forsyningssikkerhet gjennom handel (ex ante), uten ytterligere tiltak som bidrar til at Norge «manuelt» kan styre flyten på overføringskablene.

²⁰ Dette er en grov antagelse om man ser på mindre kraftmarkeder som eksempelvis Danmark hvor det er en betydelig overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Jylland. I sum (om man ser på alle handelspartnerne og deres overføringskapasitet til andre land) vil imidlertid norsk eksport ha en begrenset effekt.

Figur 10: Illustrasjon av knapphetssituasjon i et integrert vannkraftsystem


Figuren over viser en forenklet versjon av markedstilpasningen i et integrert vannkraftsystem hvor man i utgangspunktet ligger i balanse med en positiv kraftbalanse, og netto-eksport mot utlandet basert på de reelle vannverdiene i markedet. Tilbudscurven er helt horisontal for å illustrere markedsstilpasningen i en periode som er tilstrekkelig lang til at den samlede ressurstilgangen er gitt av nedbørsmengde og vindforhold, men for kort til å investere i ny produksjonskapasitet. Etterspørselskurven (innenlands) er imidlertid mer elastisk enn i figuren for kortsiktig tilpasning, noe som reflekterer at man i denne tidshorisonten har mulighet til å investere i energieffektivisering og lokal produksjon.

Videre har vi inkludert en alternativ markedstilpasning hvor maksprisen bidrar til å øke prisforskjellen sammenlignet med nivået hos våre handelspartner. Dette gjør at nettoeksporten og innenlands etterspørsel øker utover den opprinnelige tilpasningen²¹. Etterspørselen via krafthandel er representert ved den stiplete oransje linjen som binder sammen etterspørselskurven.

Som figuren viser vil man i en slik situasjon, over tid, få et underskudd av kraft, på samme måte som i det generiske rammeverket vi startet med. Dette til tross for at man i utgangspunktet hadde en positiv kraftbalanse. Som nevnt tidligere er man imidlertid helt avhengig av at det til enhver tid er balanse mellom tilbud og etterspørsel i kraftsystemet. For å opprettholde kraftforsyningen vil man i et slikt scenario være helt avhengig av å

²¹ Eksporten kan øke enten øke fordi Norge eksporterer oftere, eller fordi handel med enkeltland «snur» i perioder hvor man opprinnelig har en «transitfunksjon», med eksempelvis import fra våre nordiske naboer, men eksport på de øvrige forbindelsene.

detaljstyre produksjon og handel. Selv om man skulle lykkes med en slik detaljstyring vil systemkostnadene (administrative kostnader og kjøp/salg av balansering) etter all sannsynlighet øke betydelig både på kort og mellomlang sikt. Det er viktig å påpeke at markedssignalene også er viktig for å sikre flyten mellom prisområder i Norge. Uten et dynamisk prissignal vil også innenlands balansering bli utfordrende, og i det minste bidra til å øke systemkostnaden ytterligere.

7.4. Langsiktige effekter og regelverksvurdering

I diskusjonen over har vi ikke skilt mellom innføringen av en makspris som et midlertidig eller varig tiltak. På kort og mellomlang sikt²² vil konklusjonene være like. På lang sikt kommer det to nye dimensjoner inn.

For det første, om maksprisen bidrar til kunstig lave priser, vil man implisitt subsidiere kraftforbruket i eksempelvis industrien. Om norske strømpriser ligger lavere enn i det øvrige Europa vil industrielle aktører (hvor kraft er en sentral innsatsfaktor) ha insentiv til å relokalisere og/eller etablere seg i Norge. Alt annet likt vil dette øke kraftteterspørseren i Norge over tid. En slik konkurransevridning basert på et markedsinngrep vil imidlertid høyst sannsynlig komme i konflikt med statsstøtteregelverket, og ikke være mulig å gjennomføre i praksis.

For det andre vil en makspris som ligger lavere enn «break-even-kostnaden» for ny kraftproduksjon bidra til at det ikke vil bli lønnsomt å utvide produksjonskapasiteten. Det er her viktig å påpeke at selv om maksprisen kun binder når prisene er unormalt høye (maksprisen settes relativt høyt), vil lønnsomheten for ny produksjon svekkes. Dette fordi produsentene ikke vil kunne kapitalisere på høyprisperioder. Effekten av slike «market caps» gjelder for alle markeder, og er nærmere diskutert i Menons utredning knyttet til regulering av private utenlandskabler²³. Man vil derfor være avhengig av en subsidiert utbygging for å sikre den langsiktige kraftbalansen. Her vil man igjen støte på utfordringer med statsstøtteregelverket. Hvorvidt en slik markedsintervensjon vil kunne gjennomføres med utgangspunkt i regelverket knyttet til energimarkeder er også høyst usikkert ettersom det vil gi store effektivitetseffekter både internt og eksternt hos våre handelspartnerne.

7.5. Samlet vurdering

En makspris i engromarkedet for strøm vil kunne gi lavere priser for forbrukerne på kort sikt, i henhold til formålet med tiltaket. Det vil imidlertid gi store utfordringer for forsyningssikkerheten over tid. I en anstrengt situasjon (hjemme og/eller ute) vil effekten på forsyningssikkerheten bli spesielt utfordrende. Uten en detaljstyring av magasindisponering og handel vil man med stor sannsynlighet kunne havne i en rasjoneringsituasjon.

²² Mellomlang sikt her defineres som at tidshorisonten er lang nok til at ressurssituasjonen er bindende, men for kort til å investere i ny produksjon.

²³ Se: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201101044/2998362>

Tiltaket vil med andre ord forsterke utfordringene man står overfor i dag, uten ytterligere tiltak.

Utfordringene med å sette et pristak i engromarkedet er knyttet til at en bindende makspris fjerner koblingen mellom markedsprisen og kraftforsyningens fysiske egenskaper. Produsentenes incentiv til å spare på vannet forsvinner når markedsprisen nærmer seg «pristaket». Sagt på en annen måte: En produsent vil ha incentiv til å maksimere produksjonen når maksprisen binder. Videre vil de maksprisnivåene som er foreslått redusere konsumentenes incentiv til strømsparing og investering i energieffektiviserende tiltak. Vel så viktig er det faktum at et maksprisregime innebærer at vi ikke vil kunne sikre forsyningssikkerhet gjennom handel, ex ante. Norge er en del av et integrert nordisk kraftsystem med betydelig overføringskapasitet til det øvrige Europa. Om maksprisen ligger under prisen hos våre handelspartner vil Norge komme i en eksportsituasjon uavhengig av ressurssituasjonen her hjemme. Tiltaket fjerner allokerings- og effektivitetsgevinstene i kraftmarkedet, noe som vil øke systemkostnadene betydelig men uten å sikre forbrukernes tilgang til (rimelig) strøm over tid.



8. Tiltak i sluttbrukermarkedet

Det har vært fremmet flere forslag til hvordan strømkundene kan kompenseres for dagens høye strømpriser. Forslagene vi drøfter i det følgende er makspriser på strøm for husholdninger og næringsliv, innføring av todelt prissystem der normalforbruk er billigere enn luksusforbruk, og et fond som utbetaler en kontantbetaling til strømkundene uavhengig av faktisk strømforbruk. Alle tiltakene vil kunne bidra til å avhjelpe den økonomiske belastningen strømkundene står overfor, men varierer med hensyn til styrings- og kostnadseffektivitet.

Sluttbrukermarkedet for strøm omfatter husholdninger og næringskunder som handler strøm via en leverandør eller gjennom en megler. Vi har i samråd med oppdragsgiver fokusert på tiltak rettet mot husholdningene, og ikke eksplisitt analysert en prisregulering for bedrifter. Implementeringen for sistnevnte vil være mer kompleks. Dette både med hensyn til den økonomiske innretningen og eventuelle avgrensinger, og fordi man kan komme i konflikt med statsstøtteregelverket. Regelverksutfordringer vil være spesielt utfordrende om tiltakene skal innføres permanent. De prinsipielle vurderingene knyttet til markedsdynamikken vil imidlertid i stor grad være overførbare mellom de to kundegruppene.

Figuren under viser fordeling av nettoforbruk av kraft mellom ulike deler av den norske økonomien i 2021. Som vi ser sto husholdninger og fritidsboliger for 32 prosent av forbruket, kraftintensiv industri for 30 prosent, mens tjenesteytende næring og øvrig industri sto for 24 prosent til sammen.

Figur 11: Fordeling av nettoforbruk av strøm i Norge i 2021. Totalt 132 TWh



*Forsyning og renovasjon 2 % **Transport og lagring 2 % ***Jordbruk 2 % **** Bygg og anlegg 1 %

8.1. Tiltak 5a: Makspris i sluttbrukermarkedet

Flere politiske parti har fremmet forslag om at det settes en makspris på strøm.²⁴ Både FrP og KrF foreslår en makspris på 50 øre per kWh for husholdninger og næringsliv, mens Rødt foreslår en makspris på 35 øre per kWh. Dagens strømstøtteordning minner om et midlertidig maksprisregime, med den forskjell at man ikke skjermer hele forbruket, og at den ikke gjelder for fritidsboliger. Frem til nå har heller ikke næringslivet vært omfattet, men regjeringen har nå signalisert at også bedrifter vil inkluderes.

Makspris på strøm vil være den prisen strømkundene betaler når markedsprisen på strøm overgår nivået maksprisen er satt til. En sentral forskjell fra tiltak rettet mot hvor mye produsenter kan selge strømmen for, er at dynamikken i engromarkedet kun blir påvirket via endringer på forbruksiden, slik at prissignalene opprettholdes. En makspris kan derfor analyseres som en subsidie hvor staten dekker mellomlegget mellom maks- og markedspris. Strømkundene betaler da maksprisen når strømprisen er høye, og kraftprodusentene får betalt maksprisen fra strømkunden, samt en subsidie enten direkte eller via eksempelvis kraftleverandørene. Vi har tatt utgangspunkt i at en slik makspris innføres permanent, men diskuterer også hvordan en midlertidig ordning vil kunne påvirke de relevante vurderingsparametene.

I det videre vil vi først redegjøre for økonomisk teori om subsidier. Deretter vil vi foreta en prinsipiell kvalitativ diskusjon basert på økonomisk teori av hvilke fordelingseffekter og velferdseffekter en makspris på strøm til strømkunder vil ha i det norske strømmarkedet, herunder effekter på forsyningssikkerhet, kostnader for forbrukerne, forutsigbarhet i strømutgiftene, tilpasning og inntjening for norske produsenter, lønnsomhet ved ny kraftproduksjon og effektivitet i kraftmarkedet.

Økonomisk teori om subsidier

Som et utgangspunkt for drøftingen av effektene av makspris i sluttbrukermarkedet, har vi tatt utgangspunkt i økonomiske teori knyttet til subsidier.

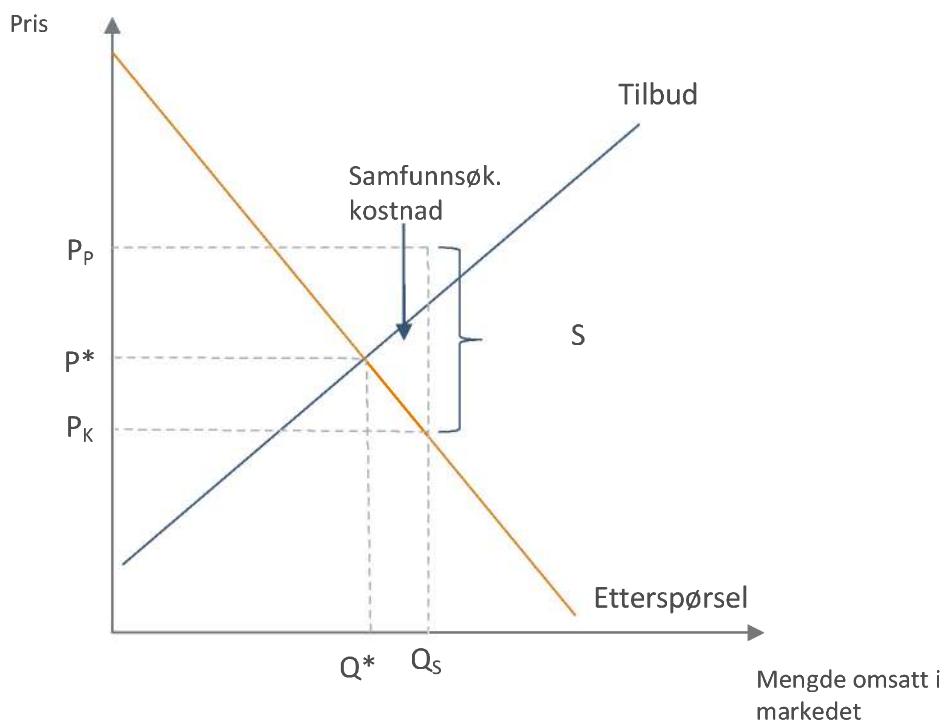
En subsidie er en utbetaling som enten forbrukerne eller produsentene får for hver enhet kjøpt eller solgt og dekker gapet mellom prisen produsentene får betalt og prisen forbrukerne betaler.

En subsidie vil påvirke likevekten i et marked. Markedsprisen i et marked finnes der produsentene får dekket produksjonskostnaden, mens forbrukerne betaler det de mener varen er verdt. Mer spesifikt vil markedsprisen og omsatt mengde finnes der marginalkostnaden – det det koster å produsere en ekstra enhet av en vare – er lik marginal betalingsvilje, det vil si det forbrukeren er villig til å betale for å kjøpe en ekstra enhet av varen. Dersom prisen settes høyere vil produsentene ønske å selge mer, men forbrukerne

²⁴ <https://roedt.no/stromprisen> (24.06.2022), <https://www.frp.no/nyheter/frp-foreslar-50-ore-som-makspris-pa-strom> (24.06.2022), <https://krf.no/nyheter/familieokonomien-under-stort-press-krf-ber-om-hastegrep/> (24.06.2022)

vil kjøpe mindre. Dersom prisen settes lavere, vil forbrukerne ønske å kjøpe mer, men produsentene vil produsere mindre. Med en subsidie vil markedslikevekten endres slik at prisen produsenten får ikke er prisen forbrukeren betaler, men prisen forbrukeren betaler pluss subsidien, og omsatt mengde i markedet vil øke.

Figur 12: Generisk rammeverk for markedslikevekt med og uten subsidie



Figur 12 viser markedslikevekt med og uten subsidie. Uten subsidie vil markedslikevekten være der tilbudscurven krysser etterspørselscurven. Markedsprisen som både forbrukerne betaler og produsentene står overfor vil være P^* . Omsatt mengde i markedet vil være Q^* . Merk at tilbudscurven er stigende – det reflekterer at marginalkostnaden er stigende i økt produksjon. Etterspørselscurven er fallende – det reflekterer at nytten forbrukeren har av varen synker med økt forbruk. De «faktiske» tilbuds- og etterspørselskurvene vil avhenge av det aktuelle markedet.

Med subsidie vil markedslikevekten være der prisen til produsentene (P_p) gitt produsentenes tilbudscurve, tilsvarer prisen forbrukerne betaler (P_k) gitt forbrukernes etterspørselscurve, pluss subsidien (S). Omsatt mengde i markedet vil da være Q_s . Merk at prisen forbrukerne betaler med subsidie (P_k) er lavere enn markedsprisen uten subsidie (P^*). Ved en lavere pris vil forbrukerne ønske å kjøpe mer. For å være villige til å selge den mengden forbrukerne da ønsker må produsentene få betalt (P_p), som er høyere enn markedsprisen uten subsidie (P^*).

Kostnaden ved subsidien som må finansieres er gitt ved størrelsen på subsidien (S) ganger omsatt mengde subsidien betales for (Q_s). Videre vil både overskuddet til forbrukerne (den ekstra nytten de får av varen utover

prisen de betaler for den) og overskuddet til produsentene (pris over marginalkostnad) øke som følge av subsidien. Det koster imidlertid mer å finansiere subsidien enn det subsidien medfører av økt overskudd til forbrukerne og produsentene. Dette fordi man nå konsumerer mer enn man har betalingsvillighet for, gitt den gjeldende markedssituasjonen. Subsidien medfører derfor at det samfunnsøkonomiske overskuddet i det aktuelle markedet faller. Subsidien medfører derfor at vi får et samfunnsøkonomisk tap. I Figur 12 tilsvarer dette tapet trianglet merket «Samfunnsøk. kostnad».

Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at de samfunnsøkonomiske effektene avhenger av helningen på etterspørsels- og tilbudskurvene. Eksempelvis vil vridningseffektene i markedet blir lavere jo mindre prisfølsomme forbrukerne er. Selv om det er usikkerhet knyttet til størrelsesordenen er det, jamfør kapittel 3.2, bred konsensus om at prisnivå påvirker kraftbruken, både på kort og lang sikt. Nylig publiserte tall fra NVE viser også at kraftbruken har gått ned i områder som har opplevd betydelig oppgang, men opp i de øvrige.

Dette økonomiske rammeverket belyser flere relevante effekter vi kan forvente av en makspris på strøm til strømkundene:

- Strømkundene vil betale en lavere pris pr kWh.
- Med en lavere pris vil forbruket av strøm øke, men økningen avhenger av etterspørselselastisiteten.
- For å være villige til å selge den økte mengden strøm som etterspørres, må strømprodusentene få betalt en høyere pris per kWh.
- Det vil skje en omfordeling fra den eller de som finansierer maksprisen til strømkundene og kraftprodusentene.
- Makspris fører til en ineffektiv ressursutnyttelse fordi forbrukerne relativt sett konsumerer mer enn man har betalingsvillighet for, med utgangspunkt i verdien kraften har i markedet og gitt de forutsetninger som foreligger.
- Effektene blir de samme uavhengig av om subsidien per kWh utbetales til strømkundene, kraftleverandørene eller kraftprodusentene.

Størrelsen på disse effektene avhenger imidlertid av de faktiske forhold i strømmarkedet. I det videre vil vi kvalitativt drøfte sannsynlige effekter på de ulike kriteriene og vurdere størrelsene på disse utfra relevante karakteristika ved strømmarkedet.

Effekter av makspris i sluttbrukermarkedet for strøm

Makspris på strøm vil både ha fordelingseffekter – dvs. noen aktører i samfunnet tjener på bekostning av andre – og effektivitetseffekter ved at ressursallokeringen (produksjon og forbruk) påvirkes, samt implikasjoner for forsyningssikkerhet. I det følgende drøftes disse tre punktene.

Fordelingseffekter

En makspris i sluttbrukermarkedet bidrar til å sikre rimeligere og mer forutsigbare strømutgifter for husholdninger og eventuelt næringsliv om det inkluderes. Tiltaket er derfor svært styringseffektivt med hensyn til formålet.

Økonomisk teori predikerer at **konsumentoverskuddet** (den ekstra nytten strømkundene får av varen utover prisen de betaler for den) vil øke som følge av makspris i de tidsrom prisene er høye. Isolert sett øker det nytten til strømkundene. Når strømprisene er høye, vil strømkundene vite at de vil kompenseres ved at de betaler en gitt lavere pris enn det markedsprisen skulle tilsi. Historisk sett er kraftprisene høyest i vintermånedene når strømforbruket er høyt. Strømutgifter utgjør en stor andel av inntekten til lavinntektshusholdninger, og høye strømpriser kan medføre at økonomien til både husholdninger med vanlige og lave inntekter svekkes kraftig, det være seg enslige, eldre og småbarnsfamilier. Slik sett vil en makspris på strøm innfri tiltakets målsetninger om forutsigbare og rimeligere strømpriser, samt bedre økonomien både for husholdninger og næringsliv.²⁵ For husholdninger med høyere inntekt vil i utgangspunktet den relative effekten være lavere. Samtidig vil det være en korrelasjon mellom forbruk og inntekt fordi man kan investere i større boliger og eventuelt mer energiintensive goder. SSB sin utredning for OED [10] viser en tydelig sammenheng mellom inntektsnivå og strømforbruk. Ettersom en makspris i utgangspunktet ikke skiller mellom disse gruppene vil man derfor kunne ende opp med å kompensere de med høy kjøpekraft mer, i absolutt verdi, enn de med lavere inntekt.

Den økonomiske teorien peker også mot at **produsentoverskuddet** vil øke som følge av makspris i de tidsrom prisene er høye. Isolert sett øker det inntjeningen til strømprodusentene. Hvor mye produsentoverskuddet øker, avhenger imidlertid av hvor elastisk både tilbuddet og etterspørselen er. Som det vil fremgå i neste delkapittel om effektivitetseffekter, viser empirien at økte priser øker strømkundenes insentiv til å spare strøm (på kort sikt) og investere i energieffektive løsninger. Dette støttes blant annet av SSB sin gjennomgang av husholdningenes tilpasning det siste året [10]. Følgelig vil etterspørselen etter strøm øke, samt overskuddet til strømprodusentene.

Den siste fordelingseffekten innebærer en omfordeling fra den eller de som finansierer makspris til strømkundene og strømprodusentene. Dersom makspris finansieres over skatteseddelen, vil det ha en kostnad for skatteinntekterne. Skatteinntekterne består både av husholdninger og næringsliv som i sin tur er strømkunder. Merk imidlertid at den totale kostnaden for å finansiere makspris vil være større enn overskuddet strømkundene får, både fordi en del av overskuddet går til strømprodusentene, og fordi det koster mer å finansiere makspris enn det samlede overskuddet makspris fører til i markedet. Dette fordi makspris fører til ineffektiv ressursutnyttelse. Det er samtidig viktig å påpeke at om lag 90 prosent av produksjonskapasiteten i Norge er offentlig eid [21]. Slik sett vil en betydelig del av merinntekten som produsenten får overføres tilbake til det offentlige²⁶. Følgelig vil noe av overskuddet til produsentene tilfalle det norske folk i form av økte inntekter til staten.

²⁵ Forutsatt at husholdninger og næringsliv ikke opplever en skatteøkning for å finansiere makspris som utligner fordelen de oppnår ved makspris.

²⁶ Inntektene på kommunenivå vil fordele seg etter hvor de aktuelle produksjonsanleggene er lokalisert.

Effektivitetseffekter

Som diskutert over tilsier økonomisk teori at en makspris vil medføre økt forbruk av strøm sammenlignet med det forbruket ville vært dersom strømkundene ikke ble kompensert. Grunnen er at makspris fører til at strømmen blir billigere enn den ellers ville vært. Det har som sagt en **kortsiktig effekt** på strømkundenes insentiv til å spare strøm, eksempelvis ved å bruke ved til oppvarming, redusere innetemperaturen eller redusere bruken av varmtvann. SSBs gjennomgang [10] viser en klar sammenheng mellom prisutvikling og strømforbruk på kort sikt.

Tilsvarende vil man få en effektivitetseffekt på **mellomlang sikt**. En bindende makspris vil redusere strømkundenes insentiv til å investere i energieffektive løsninger som eksempelvis varmepumper, miljøeffektive boliger, nye vedovner, samt lokal energiproduksjon som solkraft på tak. Dette fordi man ikke vil oppnå tilsvarende besparelser i perioder hvor prisen ville ligget over maksprisen. Denne typen tiltak kan realiseres betydelig raskere enn ny (storskala) kraftproduksjon, og potensielt bidra til å avlaste en presset ressurssituasjon. I kapittel 3.2 viser vi blant annet til en betydelig økning i investering i lokal solkraftproduksjon i 2022. Data fra NVE viser også en tydelig sammenheng mellom prisnivå og konsum om man sammenligner vinteren 20/21 med 21/22. I hvilken grad sistnevnte skyldes investeringer i energieffektivisering kontra økt sparing er imidlertid usikkert.

Både økonomiske teori og empiri tyder på at de makspris som er foreslått vil bidra til at man konsumerer mer strøm enn man har betalingsvillighet for, både på kort og mellomlang sikt, med utgangspunkt i verdien kraften har i markedet, gitt de forutsetningen som foreligger. Sagt på en annen måte så «vrir» man tilpasningen i markedet vekk fra tiltak på forbrukersiden. Det gir et effektivitetstap (en kostnad) som må veies opp imot gevinstene knyttet til å tilby «rimeligere og mer forutsigbare priser».

Det er her viktig å påpeke at priselastisiteten både på kort og mellomlang sikt vil variere med prisnivået²⁷. Det vil si at effekten av en ytterligere prisøkning avtar jo høyere prisen er. Jo lavere man setter maksprisen jo mer vil man da påvirke forbrukeradferden, mens en høy makspris har mindre effekt. De nivåene som er foreslått fra politiske parti (35 øre/kWh til 50 øre/kWh) ligger i denne sammenhengen lavt om man også ser på historiske priser, i år hvor ressurssituasjonen her hjemme har vært presset.

Om makspris innføres som et varig tiltak, vil også en kunstig høy etterspørsel gjøre ny kraftproduksjon mer lønnsom enn tilfellet ville vært uten makspris. Utfordringen ligger i at man vrir investeringene mot produksjonssiden på bekostning av forbruksrelaterte investeringer. Alt annet likt vil investeringer i kraftproduksjon som ikke ville vært lønnsomme i fraværet av en politisk bestemt makspris innebære en suboptimal ressursallokering, og gi et effektivitetstap også på lang sikt. Om man derimot kun innfører makspris som et midlertidig tiltak vil effekten på investeringer i energieffektiviserende tiltak være mindre. Samtidig vil et midlertidig tiltak signalisere at man også i fremtiden vil kunne bruke et slikt

²⁷ Se kapittel 3.2 for en nærmere diskusjon av konsumentens tilpasning.

virkemiddel, slik at «forsikringseffekten» mot fremtidige ekstremesituasjoner blir lavere.

Forsyningssikkerhet

Over diskuterte vi hvordan ressursallokeringen påvirkes med utgangspunkt i effektivitetseffekter. En annen viktig effekt relatert til sluttbrukernes reduserte incentiv til spare på strøm (kort sikt) og reduserte investeringer i energieffektivisering (mellomlang sikt) er knyttet til forsyningssikkerhet. Ettersom man ikke påvirker dynamikken i engromarkedet direkte vil vi argumentere for at effekten på forsyningssikkerhet vil være svært begrenset (uavhengig av priselastisitet), gitt at det er mulig å importere strøm via overføringsforbindelser til væruavhengige system. Alt annet likt vil enten eksporten reduseres eller importen øke når innenlandsetterspørrelse øker.

I en situasjon hvor der er fare for rasjonering vil imidlertid risikoen for å havne i en svært anstrengt situasjon øke, på marginen. En slik situasjon kan oppstå fordi man enten ikke har tilstrekkelig overføringskapasitet til å dekke innenlands underskudd, eller fordi tilgangen på energi er begrenset hos våre handelspartner, uten at produsentene selv tar tilstrekkelig høyde for en slik situasjon i sin disponering. Vi har ikke vurdert sannsynligheten for et slik scenario²⁸.

Samlet vurdering

Makspris i sluttbrukermarkedet sikrer rimeligere og mer forutsigbare strømutgifter til strømkundene, og er således svært styringseffektivt med utgangspunkt i tiltakets målsetning om å korrigere for fordelingsvirkningene som følger av høye kraftpriser. En kobling mot faktisk forbruk vil imidlertid også innebære at høyinntekts-husholdninger i gjennomsnitt får en større overføring enn lavinntektshusholdninger. SSB sin utredning for energiutvalget viser en klar sammenheng mellom inntektsnivå og strømforbruk.

Det å øke konsumentenes forutsigbarhet ved bruk av et pristak har også effektivitetskostnader som må veies opp imot de fordelingsmessige gevinstene. Maksprisnivåene som er foreslått vil redusere incentivene til strømsparing, samt investeringer i energieffektivisering. Kostnaden knyttet til disse vridningseffektene øker med tidshorisonten. Som et varig tiltak vil man få en permanent vridning mot økt produksjon på bekostning av tiltak på forbrukssiden. Til forskjell fra en makspris i engromarkedet opprettholdes imidlertid allokeringsmekanismene på tilbudssiden. Produsentenes tilpasning påvirkes kun indirekte via konsumeffekter. Ettersom prissignalene i engromarkedet opprettholdes vil også forsyningssikkerheten i mindre grad påvirkes, gitt at det er tilstrekkelig tilgjengelig handelskapasitet og tilgang på regulerbar energi i Norge og hos våre handelspartner. I en svært anstrengt situasjon, som vi i dag er vitne til, kan imidlertid sannsynligheten for rasjonering øke. Hvorvidt man velger å gjennomføre et slikt tiltak avhenger av hvordan man vektlegger effektene vi redegjør for over, samt tilgangen på alternative tiltak. Sistnevnte både innenfor og utenfor strømmarkedet.

²⁸ Statnett har uttalt at «Stor usikkerhet i de europeiske energimarkedene kan påvirke forsyningssikkerheten for kraft i Norge», og at de følger situasjonen tett.

8.2. Tiltak 5b: To-prissystem der normalforbruk er billigere enn luksusforbruk

Både SV og Rødt har fremmet forslag om å innføre et to-prissystem på strøm.²⁹ SV ber regjeringen utrede et toprissystem på strøm der «luksusforbruk skal være dyrere enn normalforbruk». Rødt vil «innføre et regulert to-prissystem, der vanlig forbruk er rimelig og luksusforbruk koster mer». Det vil ifølge Rødt «skåne folk flest for høye strømregninger, mens de som bruker altfor mye strøm må betale mer». Hvordan det er tenkt å definere normalt eller vanlig forbruk kontra luksusforbruk er imidlertid ikke spesifisert. I praksis er dagens strømstøtteordning et to-prissystem ettersom fritidsboliger er holdt utenfor, samt at næringslivet per august 2022 ikke er inkludert. Vår analyse fokuserer på prinsipielle vurderinger knyttet til et to-prissystem, og avgrenses derfor til å diskutere ulike utforminger og eventuelle utfordringer knyttet til å skille mellom de to og hvilke fordelingseffekter dette kan gi.

Kort om hvordan et to-prissystem fungerer

Et to-prissystem på strøm kan utformes på flere måter. En måte er å innføre en makspris som kun gjelder for normalforbruk. Alternativt kan man innføre et prosentvis avslag på prisen for normalforbruk. Vi vurderer det imidlertid slik at en makspris vil være mest aktuelt sett i lys av målet om å sikre «forutsigbare priser» og har valgt å ta utgangspunkt i en slik løsning. De grunnleggende økonomiske effektene vil uansett gjelde for både makspris og prosentvist avslag (stk-pris-subsidie), selv om sistnevnte kan gi noe mindre vridningseffekter i markedet.

En makspris som gjelder for normalforbruk, men ikke for luksusforbruk, vil føre til at normalforbruk er rimeligere enn luksusforbruk i de periodene maksprisen binder. For å oppnå at normalforbruk alltid er rimeligere enn luksusforbruk, kan makspris på normalforbruk kombineres med minimumspris på luksusforbruk.

I det følgende vil vi først drøfte mulige definisjoner av normal- og luksusforbruk. Deretter vil vi drøfte implikasjonene av at en makspris kun skal gjelde normalforbruk, samt implikasjonene av at man i tillegg innfører en minimumspris for luksusforbruk.

Definisjon av normalforbruk og luksusforbruk

For å i praksis kunne innføre en makspris på normalforbruk, må normalforbruk defineres både for husholdninger og eventuelt næringsliv.

En aktuell fremgangsmåte er å definere alt strømforbruk opp til et visst nivå som normalforbruk. Eksempelvis kan man ha makspris på strøm opp til en gitt mengde kWh per måned, og forbruk utover dette defineres som luksusforbruk og er ikke underlagt makspris. Ifølge SSB er gjennomsnittlig strømforbruk for husholdninger 1333 kWh i måneden. Strømstøtteordningen

²⁹ <https://www.sv.no/blog/2022/01/14/strommen-er-folkets-eiendom-vi-vil-ta-tilbake-kontrollen/> (16.06.2022) og <https://roedt.no/stromprisen> (27.06.2022)

i dag kompenserer strømkundene opp til 5000 kWh i måneden. Hva som er «riktig» nivå for normalforbruk vil imidlertid være krevende å vurdere og faktisk utforming vil kunne ha betydelig for hvordan støtten fordeler seg mellom ulike grupper i samfunnet.

Hva som er «riktig» definisjon eller nivå for normalforbruk vil kunne variere på tvers av type husholdninger og/eller årstid etc. For eksempel kan det være rimelig å legge til grunn at normalforbrukskostnaden vil variere avhengig av størrelsen på husholdningen/firmaet. Det er nærliggende å legge til grunn at strømforbrukskostnaden øker jo flere personer som er i samme husholdning, og jo flere ansatte det er i samme firma. En løsning er å differensiere mellom husholdningsstørrelser, og øke nivået for normalforbruk utfra antall personer i husholdningen, men at økningen ikke nødvendigvis er proporsjonal. Eksempelvis kan normalforbrukskostnaden øke med 50 prosent for person nummer to i husholdningen og 25 prosent for øvrige familiemedlemmer.³⁰ Videre vil forbrukskostnaden avhenge av årstid, og følgelig vil det kunne være hensiktsmessig å tillate at normalforbrukskostnaden er høyere på vinteren når det er stort oppvarmingsbehov sammenlignet med om sommeren. Strømforbrukskostnaden er også avhengig av type bolig og boligstørrelse og eventuell elbillading. Det er imidlertid utfordrende å skille mellom boliger av relativt lav standard som er energikrevende å varme opp, og energieffektive boliger hvor husholdningen har et høyt strømforbruk fordi de nettopp har «luksusgoder» som eksempelvis boblebad og sauna etc. Å differensiere normalforbruk utfra bolig kan derfor medføre at høyinntektsfamilier får mer støtte enn lavinntektsfamilier fordi de har større og/eller mer luksuriøse boliger.

En mulighet er også å kun holde fritidseiendommer utenfor normalforbrukskostnaden slik at alt strømforbruk på fritidseiendommer defineres som luksusforbruk, slik man i praksis har i dagens strømstøtteordning.

En annen problemstilling er hvorvidt normalforbrukskostnaden skal gjelde per strømkunde (målepunkt), per person/organisasjonsnummer, per bolig etc. Ved valg av enhet er det viktig å vurdere hvorvidt strømkundene kan øke nivået på normalforbrukskostnaden ved for eksempel å installere flere målepunkter, seksjonere boligen opp i flere enheter eller lignende.

Makspris kun for normalforbruk

Ved at makspris kun gjelder for normalforbruk og ikke luksusforbruk, vil man sikre at luksusforbruk er dyrere enn normalforbruk for strømkundene i de perioder strømprisen er høye og maksprisen på normalforbruk binder.

Effektene av makspris som redegjort for over vil derfor, i et to-prissystem, kun påvirke normalforbrukskostnaden. Jo mindre som omfattes av normalforbrukskostnaden, jo lavere blir effektene av makspris – både de positive og de negative. To-prissystemet vil dempe effekten på konsumet relativt til en makspris som gjelder alt forbruk, men samtidig reduseres forutsigbarheten og gevinsten hos strømkundene. Dette fordi ikke alt forbruk vil være dekket av maksprisregimet.

³⁰ Tilsvarende kan normalforbrukskostnaden øke med antall ansatte eller antall kvadratmeter kontorplass for næringslivsstrømkunder.

I tillegg til effekten fra maksprisen på forbruket som omfattes av normalforbruket, vil et to-prissystem medføre ytterligere fordelings- og effektivitetseffekter knyttet til luksusforbruk. Det skyldes at det på produksjonssiden ikke er mulig å skille mellom strøm som selges til normalforbruk fra strøm som selges til luksusforbruk. Med andre ord produseres det ikke egen strøm til luksusforbruk. Økt etterspørsel fra normalforbruket vil øke presset i engrosmarkedet, slik at prisen for luksusforbruk, som ikke subsidieres, blir dyrere³¹. Implikasjonene av dette er at prisene på luksusforbruk vil bli høyere enn opprinnelig markedspris når maksprisen binder. Det vil si at når maksprisen binder vil strømkundene betale mindre enn markedspris for normalforbruk og mer enn markedspris for luksusforbruk.

Med en bindende makspris vil man derfor ha to ulike effekter med hensyn til strømforbruket. Kunstig høye priser på luksusforbruk gir incentiver til å redusere luksusforbruket. Samtidig vil en bindende makspris på normalforbruk ha motsatt effekt, og redusere incentivene til å investere i energieffektivisering og andre strømsparende tiltak. Totaleffekt på den samlede etterspørselen (normalforbruk og luksusforbruk) er avhengig av innretningen på to-prissystemet, herunder definisjonen av normalforbruk. Følgelig er også totaleffekten på forsningssikkerhet og effektivitetseffektene avhengig av innretningen på to-prissystemet.

Merk imidlertid at det uansett vil være et effektivitetstap ved et to-prissystem. Dette knytter seg til at når maksprisen binder, vil noe luksusforbruk som ellers ville funnet sted vike og for dette luksusforbruket er betalingsvilligheten høyere enn for det normalforbruket som tilgodeses. Samtidig er verdien (og den reelle markedsprisen) av den strømmen som selges lik for begge grupper. Dette gir en ineffektiv allokering, men man får også den vridningen tiltaket er ment å skape.

Makspris på normalforbruk og minimumspris på luksusforbruk

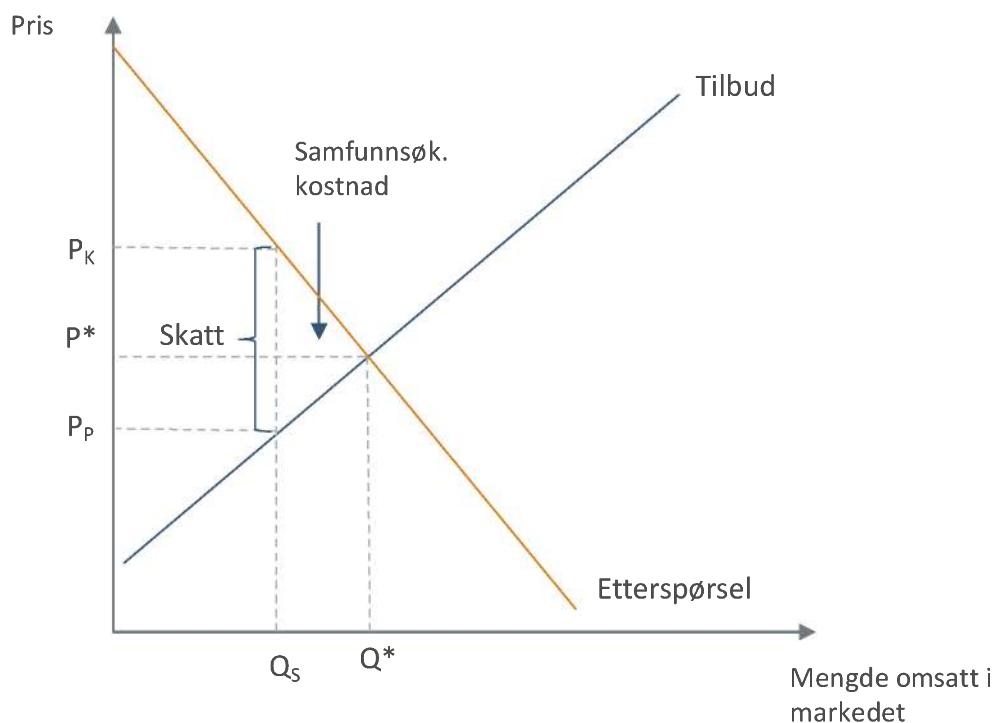
Når prisen på normalforbruk ligger under den valgte maksprisen vil det ikke være forskjeller mellom de to forbrukskategoriene. Enkelte politiske partier stadfester at det *skal* være en forskjell. Dette kan oppnås ved at en setter minimumspris på luksusforbruk i kombinasjon med en makspris på normalforbruk. En minimumspris på luksusforbruk vil være den strømprisen strømkundene betaler for luksusforbruk når markedsprisen på strøm er lavere enn nivået minimumsprisen er satt til. Minimumspris vil ha samme effekter som en skatt som pålegges strømkundene for luksusforbruk.

En skatt har i praksis motsatt effekt som maksprisen vi redegjorde for i forrige kapittel. Prisen kundene står overfor vil være høyere enn marginalkostnaden i markedet (og vannverdien). En skatt (eller minimumspris) fører til en ineffektiv ressursutnyttelse gjennom at nytten og betalingsvilligheten strømkundene får av luksusforbruket av strøm er høyere

³¹ Man kan i prinsippet sette et nivå på normalforbruk, en tilstrekkelig lav maksgrense for eksempel, slik man ikke kan påvirke hvor mye forbruk som vil bli «omfattet» av maksprisen. En slik innretning vil imidlertid innebære at forbrukerne får overført en fast sum hver måned. En slik innretning vil imidlertid i praksis innebære en kontantoverføring uavhengig av faktisk forbruk som vi vurderer i neste delkapittel.

enn de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å produsere strømmen³². Dette gir en ineffektiv allokering. Figur 13 viser en generisk markedslikevekt med og uten en skatt, samt det samfunnsøkonomiske tapet som oppstår. Det er viktig å påpeke at effektene i stor grad vil avhenge av priselastisiteten på etterspørselssiden.

Figur 13: Generisk markedslikevekt med og uten en skatt



Når det gjelder fordelingseffekter, vil det skje en omfordeling fra strømkunder for luksusforbruk og strømprodusenter til den eller de som mottar skatten når minimumsprisen binder. Det vil si at overskuddet til strømkundene og inntjeningen til kraftprodusentene reduseres.

Dersom både makspris på normalforbruk og minimumspris på luksusforbruk binder samtidig, vil totaleffekt på samlet etterspørsel og følgelig totaleffekten på strømsparing og investeringer i energieffektive løsninger etc. og ressursforbruk være avhengig av innretningen på to-prissystemet. Merk at det uansett vil være et effektivitetstap som knytter seg til ineffektiv fordeling av luksus- og normalforbruk, slik vi redegjorde for tidligere.

Samlet vurdering

To-prissystem kan sikre forutsigbare strømutgifter for normalforbruk og at denne typen forbruk alltid er rimeligere enn luksusforbruk. Et to-prissystem

³² Hvorvidt markedsprisen i utgangspunktet reflekterer alle negative og positive eksternaliteter er imidlertid usikkert.

gir med andre ord fleksibilitet med hensyn til inntektsfordeling og sosial profil, men er langt mer krevende å etablere enn en makspris, særlig med hensyn til å definere hva som er normalforbruk. Dagens strømstøtteordning kan tolkes som en forenklet utgave hvor kun fritidsboliger defineres utenfor støtteordningen.

Et to-prissystem reduserer både de positive og de negative effektene av en prisregulering. Relativt til en makspris som gjelder alt forbruk, vil et to-prissystem ha mindre vridningseffekter med hensyn til konsumentenes adferd, men også redusere forutsigbarheten og effekten på kjøpekraften hos strømkundene. Hvor stort forskjellen mellom de to prisregimene blir, avhenger av innretningen. Det vil imidlertid også være ytterligere fordelings- og effektivitetseffekter knyttet til luksusforbruk, uavhengig av om man innfører eget tiltak rettet mot denne konsumkategorien for å sikre at luksusforbruk *alltid* ligger over normalforbruk prismessig eller ikke.

Tiltaket vil gi motstridende effekter med hensyn til konsumeffekter, ettersom luksusforbruk blir dyrere og normalforbruk blir billigere. Totale konsumeffekter vil derfor avhenge av definisjon på normalforbruk, og hvor mye som dekkes av maksprisregimet.

8.3. Tiltak 7: Fond som utbetaler kontantbetaling

Beskrivelse av tiltak

Energi Norge foreslår at det opprettes et fond som utbetaler en «*slags vannkraftbonus som kan utbetales kontant til husholdningene i fremtidige vintre med unormalt høye strømpriser.*»³³ Slik vi forstår det innebærer dette tiltaket at alle strømkunder får en kontantbetaling fra fondet når det er unormalt høye strømpriser, via en såkalt «lump-sum-utbetaling». Det vil si at kontantutbetalingen er uavhengig av «*den enkeltes husholdnings faktiske strømforbruk*». Også MDG vil innføre en kontantutbetaling som er uavhengig av faktisk strømforbruk: «*Vi går inn for en fast, automatisk ordning som gir alle personer i Norge samme sum støtte når prisene blir høye.*»³⁴ SV ønsker at det utredes et «*sikringsfond som skal gå til strømkundene i form av priskompensasjon når strømprisene er høye.*»³⁵ SVs forslag kan praksis også utformes som en kontantutbetaling som er uavhengig av strømforbruk. Et fond som utbetaler en kontantbetaling til strømkundene uavhengig av strømforbruk vil øke forbrukerens kjøpekraft, men uten å gjøre strømmen billigere relativt til andre varer og tjenester (som er tilfelle med makspris, eller andre subsidier på strøm til sluttbruker).

I det videre vil vi først redegjøre for økonomisk teori om kontantutbetalinger. Deretter vil vi foreta en prinsipiell kvalitativ diskusjon basert på økonomisk teori av hvilke fordelingseffekter og velferdseffekter en kontantbetaling til strømkundene vil ha i strømmarkedet, herunder effekter av makspris på forsyningssikkerhet, kostnader for forbrukerne, forutsigbarhet i strømutgiftene, tilpasning og inntjening for norske produsenter, lønnsomhet

³³ <https://www.energinorge.no/nyheter/2022/foreslar-vannkraftbonus-til-husholdningene/> (22.06.2022)

³⁴ https://www.mdg.no/strom_og_energipolitikk (21.07.2022)

³⁵ <https://www.sv.no/blog/a-aa/strom/> (21.07.2022)

ved ny kraftproduksjon og effektivitet i kraftmarkedet. Til slutt vil vi kort redegjøre for at man kan strukturere kontantutbetalingen for å sikre forutsigbarhet for strømkunder, samt oppnå økt omfordeling ved eksempelvis å gjøre kontantbetalingene avhengig parametere som inntekt, husholdningsstørrelse, geografi etc.

Økonomisk teori om kontantutbetalinger

En kontantutbetaling til norske husholdninger øker forbrukernes disponible inntekt. Økt inntekt medfører at forbrukerne får bedre råd og kan øke sitt samlede forbruk av varer og tjenester, herunder strøm.

Det er imidlertid viktig å påpeke at mens en subsidie (uavhengig av utforming) medfører at en vare blir relativt billigere både i absolutt og relativ forstand, vil en kontantutbetaling ikke påvirke de relative prisene på varer og tjenester. Følgelig vil ikke en kontantutbetaling gi forbrukerne insentiv til å konsumere mer av en spesifikk vare. En kontantutbetaling er derfor mer effektiv i den forstand at forbrukerne vil oppnå samme nytte ved en relativt sett lavere kontantbetaling enn subsidieutbetaling. Grunnen er at med en kontantbetaling står forbrukerne fritt til selv å bestemme hvilke varer og tjenester de vil kjøpe avhengig av sine egne preferanser. Det øker forbrukernes nytte sammenlignet med en subsidie som vrir forbruket mot en spesifikk vare, ettersom de kun nyter godt av tiltaket i den grad de forbruker strøm. Siden kontantutbetalingen ikke medfører noen vridning i forbrukernes valg, vil det heller ikke oppstå noe samfunnsøkonomisk velferdstap som følge av en kontantutbeting, slik vi så for makspris og to-prissystem.³⁶ Den eneste samfunnsøkonomiske kostnaden vil komme via finansieringen, som vil innebære en skatteinansieringskostnad³⁷.

Dette økonomiske rammeverket belyser flere relevante effekter vi kan forvente av et fond som utbetaler en kontantbeting til strømkunder uavhengig av faktisk forbruk:

- Forbruk av alle varer og tjenester vil øke, inkludert strøm, fordi strømkundene vil få økt kjøpekraft. Men økningen er mindre enn ved makspris fordi strøm ikke vil bli billigere relativt til andre varer og tjenester.
- Strømkundene vil betale markedspris og strømprodusentene vil få markedspris, og dermed opprettholdes prissignalene i markedet og optimal tilpasning med hensyn til produksjon (allokering av vann) og forbruk (sparing/investeringer i energieffektivisering).
- Det vil skje en omfordeling fra de som finansierer fondet til strømkundene og produsenter av alle varer og tjenester strømkundene kjøper mer av.

³⁶ Om man ser bort fra skatteinansieringskostnader. Denne er i Finansdepartementets føringer for samfunnsøkonomiske analyser satt til 20 %. Merk at også subsidier og skatter vil medføre skatteinansieringskostnader, så dette er ikke spesielt for kontantutbetalinger.

³⁷ Eventuelle merinntekter til staten fra høye strømpriser vil alltid ha en alternativ anvendelse. Alt annet likt vil derfor et slikt tiltak innebære en skatteinansieringskostnad, jf. Finansdepartementets rundskriv for samfunnsøkonomiske analyser.

- Ressurser vil benyttes effektivt fordi strømkundenes betalingsvillighet tilsvarer strømprodusentenes kostnader gitt den rådende ressurs- og markedssituasjonen.

Effekter av kontantutbetalingar

I det følgende drøfter vi fordelings- og velferdseffekter av kontantutbetalingar som er uavhengig av faktisk strømforbruk, samt implikasjoner for forsyningssikkerhet.

Fordelingseffekter

Nytten til strømkundene vil øke som følge av kontantutbetalingar fordi de får økt kjøpekraft.

Videre vil kontantutbetalingar øke strømkundenes inntekt i de perioder strømutgiftene er høye. Hvor effektiv kontaktutbetalingen er til å avbøte utfordringer knyttet til strømutgifter, avhenger imidlertid både av hvor høy markedsprisen på strøm faktisk er, noe som er usikkert, og størrelsen på kontantutbetalingene. Kontantutbetaling sikrer ikke kompensasjon for faktisk strømbruk. Slik sett sikrer en makspris mer forutsigbarhet i strømutgiftene enn en kontantutbetaling, men innebærer også redusert effektivitet i allokeringen. En kontantutbetaling kan imidlertid også gjøres relativt forutsigbar ved at nivået på utbetalingen endres i takt med endringer i markedsprisene. Dette diskuterer vi nærmere senere i kapittelet.

Økt kjøpekraft som følge av kontantutbetalingar vil føre til økt etterspørsel etter alle varer og tjenester. Produsenter av alle varer og tjenester strømkundene kjøper mer av som følge av kontantutbetalingene vil dermed få økt sin inntjening. Det vil videre skje en omfordeling fra den eller de som finansierer fondet til strømkundene og produsenter av varer og tjenester det etterspørres mer av. Dersom fondet finansieres over skatteseddelen, vil det ha en kostnad for strømkunder som også er skatteinntakere.

Effektivitetseffekter

Siden en kontantutbetaling ikke påvirker strømprisen direkte, vil den ikke føre til en vridning mot mer bruk av strøm relativt til andre varer og tjenester. Strømkundene vil ved en kontantutbetaling fortsatt spare like mye ved å redusere strømforbruket som uten kontantutbetalingen. Dermed vil strømkundenes insentiv til å redusere strømforbruk, samt investere i energieffektive løsninger som eksempelvis varmepumper, energieffektivisering, nye vedovner og lokal produksjon opprettholdes.

Videre vil forbruket av strøm optimaliseres med utgangspunkt i de underliggende prisene i strømmarkedet. Med andre ord vil strømkundene betale markedspris og strømprodusentene få markedspris. Det at strømprodusentene får markedspris vil medføre at vannressursene allokeres på effektiv måte (gitt tilstrekkelig risikovurdering hos produsenter), samt at det importeres eller eksporteres det det reelt sett er betalingsvillighet for.

Forsyningssikkerhet

En kontantutbetaling vil ikke påvirke forsyningssikkerheten. Ettersom både forbrukere og produsenter står overfor samme markedspris, vil dynamikken i markedet videreføres. Forbrukernes insentiv til å spare på strøm

opprettholdes, og produsentetens allokeringsignaler består. Strømkundenes økte kjøpekraft som følge av kontantutbetalingen vil kunne øke forbruket av strøm noe, slik at det i en anstrengt ressurssituasjon kan bli noe mer anstrengt enn i en situasjon uten kontantoverføring. Vi vurderer imidlertid denne effekten å være relativt begrenset, siden man vil kunne spare like mye ved å gjennomføre sparetiltak som uten tiltaket.

På sikt vil eventuelt relativt sett periodevisere høyere priser øke incentiver til investeringer og gjøre kraftproduksjon mer lønnsomt enn tilfelle ville vært uten kontantutbetaling. Dette gir kraftprodusentene isolert sett et incentiv til å investere mer i kraftproduksjon. Merk imidlertid at i motsetning til for makspris, reflekterer den økte investeringen den reelle verdien av ny kraftproduksjon. Vi får derfor ikke noen overinvestering i kraftmarkedet. Følgelig vil økte investeringer i kraftproduksjon på sikt kunne opprettholde forsyningssikkerheten.

Hvordan strukturere kontantutbetaling for å oppnå forutsigbarhet for strømkunder og økt omfordeling.

En kontantbetaling kan utformes på mange måter, avhengig av hvilke effekter man er mest opptatt av.

En av måtene en kontaktutbetaling kan gjøres mer forutsigbar på, er å endre nivået på utbetalingen i takt med endringer i markedsprisene. Eksempelvis kan kontantutbetalingene baseres på realiserte strømpriser inneværende måned. Kontantutbetalinger kan også betinges på historisk faktisk forbruk. Det vil imidlertid kunne ha fordelingsmessige konsekvenser ved at husholdninger med store boliger og høy inntekt får relativt sett en høyere utbetaling, slik vi redegjorde for under maksprisregimet. Det samme gjelder en innretning som tar utgangspunkt i boligtype (enebolig eller leilighet) og boligstørrelse. Dette er parametere som påvirker strømforbruket, men som også er korrelert med inntekt. Videre vil man kunne påvirke utbetalingerne ved eksempelvis å utvide boarealet sitt.

De man særlig ønsker å støtte i en situasjon med unormalt høye priser, er strømkunder med lav inntekt og høye strømkostnader. En flat kontaktutbetaling som er lik for alle husholdninger vil kunne gi en relativt sett større inntektsøkning for husholdninger med lav inntekt sammenlignet med husholdninger med høy inntekt. Dette kan gi mer treffsikker omfordeling enn en støtte som er knyttet til forbruk, men vil samtidig gjøre at enkelte vil underkompenseres. Risikoen for underkompensasjon vil være størst for lavinntektsfamilier i boliger med relativt sett dårlig isolering. For disse vil også konsekvensen være størst. Mellomløsninger som eksempelvis gjennomsnittsforbruk per boligtype vil ha samme utfordring, men i mindre grad innebære risiko for overkompensasjon til husholdninger med stor kjøpekraft.

Å gjøre et tiltak som øker kjøpekraften til forbrukere treffsikkert, er spesielt viktig i en periode med høyt inflasjonspress i økonomien. En mulighet for å sikre nettopp dette (uavhengig av valgt løsning) er å behovsprøve kontantutbetalingen og bevilge den til kvalifiserte søkerne. Det vil imidlertid være relativt ressurskrevende. Løsninger som er mindre ressurskrevende er å sette en inntektsgrense for å motta kontantutbetalingen og/eller inkludere kontantutbetalingen som del av skattbar inntekt. Disse løsningene treffer

husholdninger med lav inntekt, men har ingen ytterligere fordelingseffekt knyttet til høye strømkostnader.

Det er også stor geografisk forskjell i strømprisene som det kan være hensiktsmessig å justere for, både for å minimere finansieringskostnaden og sikre seg mot overkompensasjon³⁸. Dersom kontantbetalingene kobles til realiserte strømpriser forrige måned, vil man kunne hensynta geografiske forskjeller og gi høyere kontantutbetalinger til de som bor i områder med høyere strømpriser.

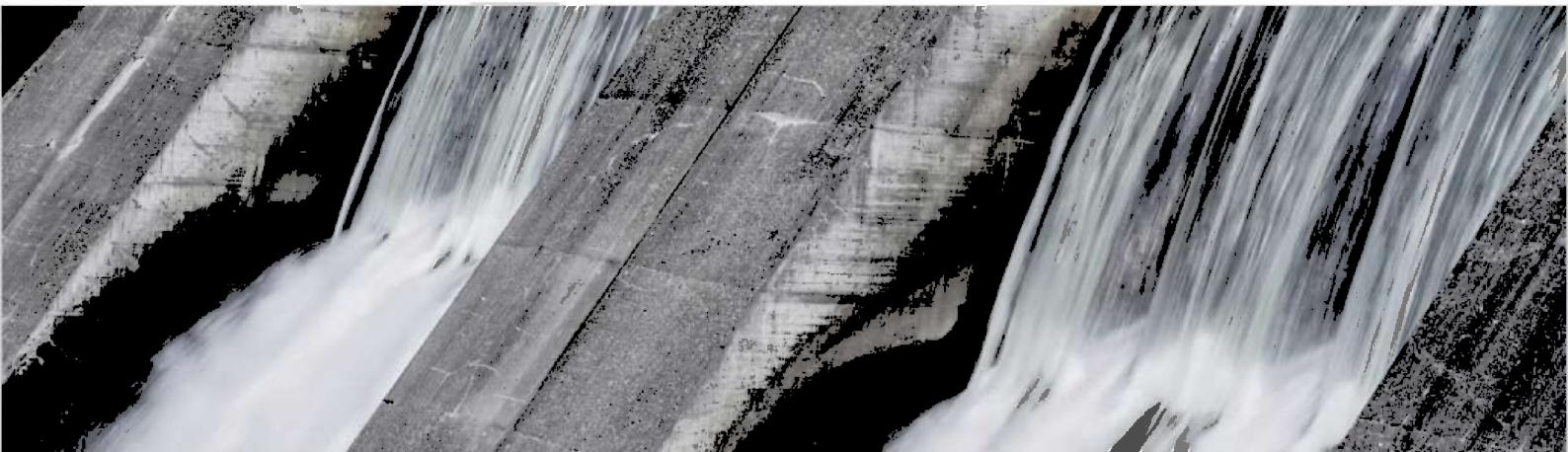
Samlet vurdering

Kontantutbetaling uavhengig av faktisk strømforbruk kan øke kjøpekraften i de periodene der strømutgiftene er høye. Kontantutbetalinger er noe mindre styringseffektive om man ønsker å sikre *hele* det faktiske strømforbruket mot høye priser for *alle* husholdninger. Dette må imidlertid veies opp mot at kontantutbetalinger sikrer en mer effektiv ressursbruk og at man opprettholder incentivet til å spare strøm og investere i energieffektivisering i perioder hvor eksempelvis de foreslalte maksprisnivåene ville begrenset prissignalene.

Vi peker samtidig på at det er et betydelig handlingsrom i innretningen, som gir fleksibilitet både med hensyn til fordelingsmessige utfordringer og at en «smart» utforming kan gi relativt god forutsigbarhet med hensyn til faktiske utgifter. På den ene siden kan utbetalingerne endres i takt med utviklingen i markedsprisene for strøm, og eventuelt kobles opp imot historisk forbruk. Som for makspris vil imidlertid sistnevnte innebære en fare for å overkompensere de som i utgangspunktet har god økonomi. På den andre siden kan man behovsprøve utbetalingen for å sikre at man treffer de som trenger den mest. En flat utbetalning er også mulig, samt at man kan gjøre overføringen til en del av skattbar inntekt.

Om man ønsker å begrense ekstremprisenes fordelingseffekter i økonomien, er kontantoverføring det mest hensiktsmessige tiltaket av de vi har analysert, fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dette følger av at tiltaket gir betydelig handlingsrom i innretningen og har minimale vridningseffekter med hensyn til produsent- og konsumenttilpasningen.

³⁸ En flat utbetalning ville eksempelvis innebære at kunder i lavprisområder vil kompenseres selv om de i nåværende periode har lavere strømpriser enn normalt.



9. Statseid kraftleverandør

9.1. Beskrivelse

I denne analysen vil vi vurdere hvordan innføringen av en statseid kraftleverandør kan påvirke sluttbrukermarkedet. Hovedfokuset vil ligge på at foretaket går inn og konkurrerer med eksisterende leverandører.

Det har ved flere anledninger vært foreslått å etablere et statlig strømselskap som skal selge strøm direkte til forbrukerne, og da spesielt gjennom å tilby fastprisavtaler. SV har blant annet foreslått: «*Staten tar på seg rollen som leverandør av strømmen, for eksempel gjennom et statlig selskap som kjøper inn strøm og selger den videre til folk og næringsliv gjennom langsiktige avtaler.*»

I det videre vil det bli tatt utgangspunkt i en statlig kraftleverandør som skal selge strøm i sluttbrukermarkedet, både gjennom fastpris- og spotprisavtaler. Det vil først tas utgangspunkt i at det etableres en statlig kraftleverandør i dagens marked, hvor eksisterende kraftleverandører kan videreføre sin drift i konkurransen med det statlige selskapet. For å være kompatibel med EUs regelverk for statsstøtte legger vi til grunn at selskapet over tid ikke kan være avhengig av overføringer fra staten, og at selskapet således til en viss grad vil måtte operere basert på kommersielle prinsipper slik at det dekker sine egne kostnader.³⁹

Per i dag er staten aktiv i produksjon av strøm gjennom Statkraft, i tillegg er en rekke kommuner også eiere av kraftselskaper. Nettselskapene som er ansvarlig for leveransen av strøm til kundene er også kommunalt eid, men ofte gjennom sammenslutninger av kommuner. Selve kraftleverandørene som selger til og fakturerer sluttkunden var tidligere i flere tilfeller eid av kommunene gjennom nettselskapene, men det er nå hovedsakelig private aktører på eiersiden etter nedsalg fra kommunene.

³⁹ Dersom man også ønsker å bruke et slikt selskap som et aktivt støttetiltak, kan det ses på som en kombinasjon av dette tiltaket og andre tiltak drøftet i denne rapporten.

9.2. Sluttbrukeravtaler

Strømmarkedet oppfattes av mange som uoversiktig og det eksisterer en rekke ulike avtaletyper og -tilbydere. Avtalene kan klassifiseres i tre hovedtyper: Spotpris, fastpris og variable avtaler. I tillegg til hovedavtalen finnes det en rekke tilleggstjenester som pristak og prissikring. Det har også vært introdusert produkter som er ment å jevne fakturaene til forbruker ut over tid, men disse har vært kritisert av både NVE og Forbrukerrådet, og er antatt ulovlige.⁴⁰ Noen av kraftleverandørene tilbyr også tilleggstjenester løsrevet fra selve strømproduktet, som telefoni, fordelsprogrammer og andre tilleggstjenester. Avtalene kan også inneholde bindingstid. I tillegg kan kraftleverandørene tilby ulike velkomsttilbud eller andre typer kontrakter til nye kunder.

På oppdrag for NVE identifiserte Oslo Economics [22] følgende hovedutfordringer for kundene i sluttbrukermarkedet for strøm:

1. Kunden har i utgangspunktet begrenset interesse og bevissthet om produktet og prisen. Årsaker til det er at fakturering av strøm er et homogent abonnementsprodukt, at underliggende engrospris varierer betydelig og at kunden kan ha lite kunnskap om eget strømforbruk og skillet mellom nettjenester og strømleveranse. Kvaliteten på strømmen (herunder fravær av avbrudd) er noe de fleste kunder er meget opptatt av, men dette ansvaret ligger hos nettselskapet, ikke kraftleverandøren.
2. Videre kan det være vanskelig for kunden å orientere seg blant mange kraftleverandører og avtaletyper. Standardbegreper som benyttes for å skille avtaletyper kan være ukjente for kunden, og brukes ikke nødvendigvis enhetlig i markedsføring.
3. Det er også utfordrende for kundene å sammenlikne priser og avtalevilkår, selv innenfor en avtaletype. Avtalene kan ha flere ulike priselementer, tilleggstjenester og -produkter, samt andre typer avtalevilkår. Ulike kraftleveringsavtaler kan også markedsføres under nær likelydende navn.
4. Det er vanskelig for kunden å forutse priser og vilkår på lengre sikt, og dermed utfordrende å finne en avtale som er god over tid, for kunder som ønsker det. Dette følger av utstrakt bruk av kampanjetilbud, og at avtaler og avtalevilkår kan endres kort tid etter avtaleinngåelse. På kjøpstidspunktet er det ikke alltid opplagt for kunden om det er inngått en avtale med kort eller lang varighet.
5. Det kan også være vanskelig å få med seg endringer i avtalevilkår, noe som forsterker utfordringen over. Årsaken til dette er særlig dagens praksis for varsling av endringer i vilkår.
6. Det er også utstrakt bruk av salgskanaler som gir kunden begrenset informasjon og dokumentasjon på kjøpstidspunktet, som telefonsalg, salg på stands, mersalg ved kjøp av andre produkter og salg ved boligovertakelse.
7. Til slutt har den offentlige prissammenlikningstjenesten ikke fungert optimalt. I et marked med mange avtaler og avtaletyper kan en slik

⁴⁰ Se blant annet RMEs vedtak ang. Trøndelagkrafts «Full Kontroll», tilgjengelig fra: <https://einnsyn.no/api/v2/fil?iri=http://data.einnsyn.no/noark4/e203dc28-5f5a-4c21-a80b-5a3fcfd070e0>

tjeneste spille en viktig rolle ved å tilby kunden sammenliknbar prisinformasjon. Utformingen av strømprisportalen har imidlertid også bidratt til fremvekst av mange kortsigte avtaler og at kunder har fått dårlige råd.

De fleste problemene knytter seg til asymmetrisk informasjon mellom kundene og aktørene, hvor priser og vilkår er uoversiktlig for kundene på lengre sikt. Dette fører igjen til at konkurransen om kundene ikke er optimal, og det kan oppstå markedssvikt. I etterkant av rapporten innførte næringen selv i 2021 sertifiseringsordningen «Trygg Strømhandel» i samarbeid med DNV GL. Denne adresserer noen av de identifiserte problemene.

Sertifiseringen setter krav til blant annet markedsføringen, navngivingen av avtalene som tilbys og hvordan endringer i vilkår skal varsles. Det ble i mai 2022 også sendt på høring forslag til endringer i prisopplysningsforskriften og forskrift om kraftomsetning og nettjenester som adresserer disse problemene ved blant annet å i større grad standardisere prisopplysninger i fakturering og i markedsføring.

Spotprisavtaler

Avtalene i spotprismarkedet bygger hovedsakelig på strukturen spotpris pluss et fast månedsbeløp og/eller et påslag per kWh⁴¹. Ulike kombinasjoner av faste månedsbeløp og påslag kan dermed være gunstigere for gitte kunder ut ifra forventet forbruk. En statlig kraftleverandør vil kunne forplikte seg til å tilby oversiktlig avtaler, spesielt i spotprismarkedet hvor de kan tilby enkle avtaler med spotpris pluss et fast påslag. Dette vil kunne fungere som et sammenligningsgrunnlag for kundene og de andre markedsaktørene.

Priser og avtalevilkår kan være skiftende over tid, og noen kontrakter kan dermed forverres over tid, samtidig som endrede avtalevilkår hos konkurrentene kan gjøre det lønnsomt å skifte leverandør. Det oppstår dermed en søkekostnad for kundene å ikke bare finne billigste strømavtale på et gitt tidspunkt, men å overvåke avtaler over tid for å sikre at de gode vilkårene vedvarer. Flere aktører bruker kampanjetilbud hvor vilkårene er tidsbegrenset, og hvor kundene blir flyttet over på dyrere avtaler etter en avgrenset tidsperiode.

Byttekostnadene ved skifte av strømleverandør virker å være relativt lave, og de rent faktiske byttekostnadene med unntak av søkerkostnader knytter seg til opprettelse av nye faktureringsavtaler. For nyere avtaler som inkluderer både maskinvare og programvare for strømstyring kan derimot byttekostnadene øke på sikt ved manglende interoperabilitet. Statistikk fra NVE viser at husholdningskundene gjennomførte 660 791 bytter av strømleverandør i 2021, noe som tilsvarer 21,1 prosent av målepunktene. Andelen leverandørbytter ser ut til å være stigende over tid.

En statlig kraftleverandør kan dermed tenkes å tilby troverdige, gode avtaler over tid, som vil redusere søkerkostnader for kunder. Ulike kunder har typisk ulike preferanser for å søke etter «gode tilbud», og for gitte kundegrupper kan dette dermed ha positive effekter. Dette bygger likevel på at det er en markedssvikt i utgangspunktet og at ingen aktører tilby varige slike avtaler i

⁴¹ Påslaget skal også dekke el-sertifikater.

dag. Det er ikke utenkelig at noen selskaper vil ønske å etablere seg som et langsiktig stabilt alternativ i markedet og på den måten vinne markedsandeler over tid. Det har blant annet blitt startet en non-profit kraftleverandør som tar sikte på å sikre rimelige og oversiktlige avtaler hvor vilkår er garantert over en lengre periode.⁴² En statlig kraftleverandør vil likevel trolig lettere kunne signalisere overfor kundene at de opptrer med nøytrale og forutberegnelige vilkår og dermed løse troverdighetsproblemet overfor kundene.

For at en statlig kraftleverandør eventuelt skal gi noen gevinst, avhenger det derfor av to forutsetninger: At det per i dag eksisterer en markedssvikt ved at ingen aktører kan eller ønsker å tilby tilsvarende produkt og at den statlige kraftleverandøren opererer effektivt nok til at den i praksis kan tilby et produkt som er konkurransedyktig sett opp mot de alternative tilbyderne i markedet.

Alternativt til en statlig kraftleverandør kan det reguleres hvilke avtaler som er tillat å benytte overfor sluttkunde. Det eksisterer per i dag også reguleringer som setter begrensninger i hvilke avtaler som kan tilbys.⁴³ Samtidig kan andre typer kontrakter enn rent lineære tilby en merverdi for kunder eller kundegrupper, og stramme reguleringer av avtalene kan i ytterste konsekvens hemme innovasjon i markedet. Begrensninger i avtalefriheten kan dermed også føre til ulemper for forbrukerne.

Strøm var tidligere distribuert gjennom nettselskapene, men har vært deregulert i lengre tid. Det er dermed trolig mulig å hente inn data for gjennomsnittlig betalt påslag over tid for å avdekke om selskapenes kostnader og marginer over tid har falt eller økt. Noen selskaper har også spesialisert seg på å tilby andre tjenester som strømstyring og overvåking, hvor påslaget for selve strømforbruket er lavt.⁴⁴ Oslo Economics estimerte i 2020 at de 40 største kraftleverandørene hadde en vektet avanse mellom 4 og 6 øre per KWh i perioden 2013-2019.⁴⁵

Det finnes aktører som i dag tilbyr langsiktige rimelige avtaler. For eksempel tilbyr en aktør per i dag 0 kroner i fastpris og 0 kroner i påslag med 3 års prisgaranti, mens en annen tilbyr 19 kroner i fastpris og 1 krone i påslag med en prisgaranti på 1000 måneder.⁴⁶

Fastprisavtaler

Fastprisavtaler er begrenset i tid og både kunden og selskapet er bundet til å betale og akseptere en fast pris per KWh gjennom avtaleperioden. Perioden er typisk mellom 3 måneder og 3 år. Som kunde betaler man da overpris i perioder med lavere priser, men underpris i perioder med høye strømpriser. Fastprisavtaler er typisk dyrere over tid enn spotprisavtaler fordi dette overfører risiko fra kunden til kraftleverandøren, og stimulerer til å bruke

⁴² <https://www.motkraft.no/om-oss>

⁴³ Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. (FOR-1999-03-11-301)

⁴⁴ Se eksempelvis <https://vibb.no/strom/> og <https://tibber.com/no/smart-stromavtale>

⁴⁵ Avanse er definert som inntekter fra salg og kraft, fratrukket kostnadene ved kjøp av kraft.

⁴⁶ Priser hentet 23. August fra: <https://www.strompris.no/sammenlign-avtaler>

ekstra mye strøm når fastprisen er lavere enn spotprisen og mindre strøm når fastprisen er høyere enn spotprisen. Det tas dermed en risikopremie ved fastprisavtaler for å sikre seg over tid mot svingninger i strømmarkedet. Grunnen til at slike avtaler likevel er attraktive for kunden er nettopp overføringen av risiko fra kunde til kraftleverandør, som innebærer mer forutsigbare strømpriser for sluttbrukeren.

Informasjonsasymmetriene mellom selskap og kunde vil være betydelig høyere for fastprisavtaler. Strømprisene varierer naturlig over tid, i tillegg til eksogene sjokk basert på spesielle værår o.l. For å vurdere om en fastprisavtale er god må kunden i utgangspunktet kunne vurdere sannsynligheten for at ulike strømpriser inntreffer over den gitte perioden, noe en kraftleverandør naturligvis har bedre forutsetninger for å estimere og forutse. Risikoen for kunden er også høy da den er bundet til leverandøren over hele den avtalte perioden, og således ikke kan skifte dersom den kommer over et bedre tilbud uten å betale et bruddgebyr.⁴⁷

I en normalsituasjon i et konkurranseutsatt marked vil man likevel forvente at denne asymmetrien utlignes ved at ulike leverandører underbyr hverandre ned mot deres forventede prisbane for å kapre kunder.

Den senere tids svingninger i strømprisen har gjort at strømleverandørene har vært restriktive med å inngå nye fastprisavtaler grunnet høy risiko. Selskapene kan typisk inngå fremtidige avtaler om leveranse eller prissikring for å redusere risiko, men det kan være utfordrende for selskapene å sikre seg mot all risiko. I Storbritannia har en rekke leverandører gått konkurs som en konsekvens av økningene i strøm- og gasspriser den siste tiden [23].

Det er per dags dato ute en høring angående forskriftsendringer for beskatning av strøm levert til fastprisavtaler som har som mål å gjøre det mer gunstig å tilby fastprisavtaler [24]. Denne endringen kan på sikt gjøre det mer attraktivt å tilby fastprisavtaler og dermed øke tilgangen i markedet på gunstigere fastprisavtaler.

En statlig kraftleverandør kan tenkes være villig å ta på seg større risiko og dermed også kunne tilby fastprisavtaler selv i volatile perioder. Selskapet kan likevel over tid ikke tape større beløp på fastprisavtaler da dette vil være en subsidiering av fastpriskunder. En slik subsidiering må enten innebære en subsidiering av hele selskapet eller kryss-subsidiering fra spotpriskundene. Derfor vil selskapet i volatile perioder måtte kreve høye risikopremier for å sikre balanse i prisingen over tid i likhet med andre selskaper.

Det kan også være utfordrende politisk for et statlig selskap å binde seg til å sette en høyere pris en spotprisen over lengre perioder, særlig om prisforskjellene blir betydelige, selv om dette er strengt nødvendig for å sikre en «aktuaris nøytral» pris.

For å sikre seg mot konkurser blant kraftleverandørene kunne staten alternativt innført regler for soliditet for selskapene som tilbyr fastprisavtaler, etter modell fra finansbransjen. Et slikt regelverk vil øke kapitalkravet for bedriftene som ville innebære høyere priser på fastprisavtaler.

⁴⁷ Fastprisavtaler kan riktig nok ikke direkte sammenlignes på ulike tidspunkt da perioden fastprisen er avtalt over vil variere.

Fastprisavtaler generelt kan også skape ineffektivitet i strømmarkedet ved at prissignaler elimineres. Ved variable priser har forbrukerne incentiver for å redusere forbruket i perioder hvor prisen er høy, som oppstår når tilbuddet er lavt eller etterspørselen er høy. Ved utjevnede årspriser vil ikke kundene ha incentiv til å endre forbruket i slike perioder og dette legger ekstra press på strømmarkedet som igjen fører til at innkjøpsprisen for selskapet ville steget. Det er derfor ikke nødvendigvis optimalt at en betydelig andel av markedet benytter fastprisavtaler.

Det blir også per i dag tilbuddt avtaler som baserer seg på fremtidig prissikring utover fastprisavtaler.⁴⁸ Disse avtalene tar sikte på å sikre priser under spotpris, men kan i perioder også være høyere enn spotpris tilsvarende som for fastprisavtaler.

Gjennom å inngå langsiktige avtaler om kjøp av strøm kan man i teorien øke incentivet for etablering ved at investorene er sikret å selge strømmen enten til en gitt pris eller til en minstepris ved bruk av såkalte differansekontrakter. Det er likevel ikke åpenbart at dette best er organisert gjennom en statlig distributør fremfor andre ordninger.

9.3. Statlig monopolist

Uten kilder til markedssvikt i markedet følger det av økonomisk teori at markedet selv sikrer et effektivt utfall. Et alternativ er likevel at det innføres et lovregulert statlig monopol, slik at staten opererer som monopolist uavhengig av vilkårene den setter ut mot sluttkunde. Å nasjonalisere strømsalg vil åpenbart by på regulatoriske utfordringer, særlig knyttet opp mot EØS-regelverket. Selve lovligheten og eventuell implementering av noe slikt vil ikke videre drøftes i dette notatet.

Selv om staten skulle inntatt posisjonen som monopolist må det legges til grunn at staten gjennom eierstyring vil forplikte seg til å ikke maksimere profitt, men ta sikte på lav til ingen avkastning ved å prise etter selvkostprinsippet. I et dynamisk perspektiv kan en slik monopolisering få konsekvenser for kostnadsutviklingen og innovasjon over tid. Gitt at det ikke er trussel om etablering vil ikke monopolisten ha incentiver til å innovere, utvikle nye produkter og tjenester, redusere kostnader eller øke kvaliteten.

Til tross for at strøm er et homogent gode har det den senere tid blitt utviklet nye tilleggstjenester til kundene som bidrar til smartere strømstyring for husholdningene, særlig i forbindelse med innføringen av nye strømmålere og ny modell for nettleie. Muligheten for å innovere innen strømstyring og tilknyttede tjenester bør som et minimum opprettholdes ved å tilby datadeling og systemintegrasjon. Dette kan likevel være komplisert i praksis, og Elhub har tidligere blitt klaget inn for å ikke gi tilstrekkelig tilgang til strømdata.⁴⁹ Videre vil selskapet ha et redusert incentiv til å investere i

⁴⁸ Se: eksempelvis: <https://www.fjordkraft.no/strom/stromavtale/spot-med-forvaltning/?hash=U2FsdGVkX19DoNdigIVbaBbwYwUHMzIGNQVDv3P8SIE=>

⁴⁹ Brev til Konkurransetilsynet fra Huseiernes landsforbund med fler, tilgjengelig fra: <https://www.huseierne.no/contentassets/0d32383232bd447da65300e932b02121/21.06.01.-konjurransetilsynet---brudd-pa-konjurranseloven-elhub.pdf>

kostnadsreduserende tiltak eller effektivisere driften ettersom selskapet vil drives tilnærmet etter selvkostprinsippet.

Et statlig monopol kan også oppstå dynamisk ved at de tar betydelige markedsandeler over tid. Dersom kundenes oppfatning av en eventuelt statlig kraftleverandør er at det mer troverdig vil sette lave priser over tid, eller selskapet har et lavere kapitalavkastningskrav og således kan sette lavere priser i markedet enn private aktører, kan det operere med lavere priser ut til kunde over tid, gitt at selskapene er like kostnadseffektive. På sikt kan det dermed utkonkurrere de eksisterende aktørene.

Dersom monopolet ikke er lovregulert, men utvikler seg over tid, vil effektene på innovasjon og kostnadsreduksjon begrenses. Nye selskaper vil fremdeles ha mulighet til å etablere seg dersom de kan tilby et konkuransedyktig produkt. Samtidig kan trusselen om etablering disciplinere monopolisten, slik at man opprettholder et visst incentiv for å innovere og investere i kostnadsreduserende tiltak.

9.4. Samlet vurdering

Det er flere utfordringer knyttet til dagens sluttbrukermarked og mange kunder opplever at det er vanskelig å orientere seg blant kraftleverandører og avtaletyper. Et statlig selskap kan troverdig tilby mer transparente avtaler, noe som kan redusere kostnadene for «ikke-søkende kunder» og bli en benchmark for kunder og konkurrenter. Likevel vurderes tiltaket som helhet som lite hensiktsmessig sett opp mot dagens utfordringer, og ut ifra den pågående utviklingen i sluttbrukermarkedet.

Økt oppmerksomhet rundt strømmarkedet generelt, kombinert med et nytt regelverk for prisopplysning og markedsføring, vil trolig øke transparensen og gjøre markedet mer effektivt ved at flere kundebytter vil finne sted. Ved behov vil også alternative former for inngripen gjennom strengere regulering mest sannsynlig kunne oppnå de ønskede effektene, og være mindre omfattende enn å opprette og innføre et (konkurranseutsatt) statlig selskap i markedet. En eventuell innføring av en monopolordning innebærer betydelig juridisk risiko, og ikke minst en risiko for samfunnsøkonomisk ineffektivitet på sikt, og anbefales ikke.

Til tross for at det er utfordringer knyttet til abonnementsstrukturer etc. ser vi ingen klare tegn på betydelig markedssvikt i spotprismarkedet. Det finnes markedsaktører som tilbyr relativt enkle avtaler i form av oversiktlige og forutsigbare påslag. Prisnivået hos de markedsledende avtalene er videre såpass lavt at det ikke er tydelig at et statlig selskap vil kunne tilby bedre vilkår enn det markedet allerede leverer. For fastprisavtaler kan det derimot sies at det er en betydelig markedssvikt, men dette er tett knyttet til den ekstremesituasjonen vi nå står i. Mangelen på tilbud skyldes i stor grad at det er en enorm risiko knyttet til markedsutviklingen fremover i tid. En statlig aktør vil kunne pålegges å tilby fastprisavtaler også i en ekstremt volatil periode, men dette vil igjen stille store krav til kapital, medføre en stor risiko og kreve en betydelig risikopremie om man antar at selskapet ikke kan være avhengig av overføringer fra staten, og således måtte operere basert på kommersielle prinsipper. Det er videre forventet at utbudet av fastprisavtaler vil ta seg opp i takt med at strømprisen stabiliserer seg.

9.5. Vurdering mot regelverk og avtaler

En implementering som innebærer en monopolisering av markedet, eller vedvarende subsidiering av selskapet, forventes å være klart i strid med Norges forpliktelser i EØS-avtalen. En ordning hvor selskapet opererer basert på vanlig forretningsdrift etter selvkostprinsippet antas å kunne gjennomføres innenfor dagens regelverk. Selvkost inkluderer her at kapitalen får en normal avkastning [25].

10. Referanser

- [1] Teknisk Ukeblad, «EU advarer Norge mot kutt i krafteksporten,» 31 08 2022. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/eu-advarer-norge-mot-kutt-i-krafteksporten/521908>.
- [2] NVE, «Kraftprodusentene har spart vann i sommer,» 17 August 2022. [Internett]. Available: <https://kommunikasjon.ntb.no>.
- [3] E24. [Internett]. Available: <https://e24.no/naeringsliv/i/L58Av9/vedprodusenter-melder-om-brennhett-salg-det-ringer-og-ringer?referer=https%3A%2F%2Fwww.vg.no>.
- [4] X. Labandeira, J. M. Labeaga og X. López-Otero, «A meta-analysis on the price elasticity of energy demand,» *Energy policy*, pp. 549-568, 102 2017.
- [5] T. Bye og H. P. V., «How do spot prices affect aggregate demand?,» Research Department, Statistics Norway, 2008.
- [6] M. Holstad og F. E. L., «Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris?.,» *Økonomiske Anal*, pp. 27-31, 2 2011.
- [7] M. Hofmann og K. B. Lindberg, «Price elasticity of electricity demand in metropolitan areas—Case of Oslo.,» i *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019.
- [8] Statnett, «Sluttrapport iFlex,» 2019. [Internett]. Available: https://www.statnett.no/contentassets/3013e4d906594f25a2ca3f9c976e3688/ifleks_sluttrapport.pdf.
- [9] B. Harstad, 2022. [Internett]. Available: <https://www.dn.no/fredagskronikken/stromstotte/strompriser/rasjonering/kronikk-stott-energisparing-ikke-stromforbruk/2-1-1272199>.
- [10] SSB, «Samfunnsøkonomiske konsekvenser av høye kraftpriser og strømstønad,» SSB, 2022.
- [11] VG, 2022. [Internett]. Available: <https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/mrwLnO/alle-elektrikere-som-kan-solcellerer-ute-og-skrur>.
- [12] NRK, 2022. [Internett]. Available: <https://www.nrk.no/norge/hoge-straumprisar-forte-til-lagare-forbruk-1.16080506>.
- [13] G. Doorman, «En målrettet avgift kan hindre for rask tömming av vannmagasinene,» 9 Januar 2022. [Internett]. Available: <https://energiteknikk.net/2022/01/en-malrettet-avgift-kan-hindre-for-rask-tomming-av-vannmagasinene/>.
- [14] NVE, «Svar på oppdrag - Handlingsrom for tiltak knyttet til overføring av kraft til utlandet,» Norges vassdrags- og energidirektorat. Tilgjengelig fra Energi Norge: <https://www.energinorge.no/nyheter/2022/nve-advarer-mot-eksportbegrensninger-av-hensyn-til-strompris/>, 2022.
- [15] OED, «St.meld.nr. 18. Om forsyningssikkerheten for strøm mv.,» Olje- og energidepartementet, 2003.
- [16] NVE, «Magasinstatistikk,» 2022. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>.
- [17] Statnett, «Nettutviklingsplan 2021,» 2021.
- [18] Statnett, «Prisforskjeller og kapasitet nord-sør,» 2022.
- [19] Statnett, «Analyse av transportkanaler, Norge 2021-2040,» 2021.
- [20] Svenska Kraftnät, «Systemutvecklingsplan 2022-2031,» 2022.
- [21] OED, 2022. [Internett]. Available: <https://energifaktanorge.no/om-energisektoren/eierskap-i-kraftsektoren/>.
- [22] Oslo Economics, «Tiltak for et effektivt sluttbrukermarked for strøm,» 2020.
- [23] Ofge, 2021. [Internett]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/information-consumers/energy-advice-households/what-happens-if-your-energy-supplier-goes-bust>.

- [24] Finansdepartementet, «Høringsnotat – Kontraktunntak i grunnrenteskatten knyttet til fastprisavtaler for strøm,» 2022.
- [25] Regjeringen, 2019. [Internett]. Available: Veileder offentlig støtte, kapittel. 12.6.2, tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/nfd/dokumenter/veiledninger/veileder_offentlig-støtte.pdf.



Vedlegg: Internasjonale forpliktelser og regelverk

Denne delen gir en oversikt over det handels- og markedsregelverket som kan begrense myndighetenes handlefrihet i forhold til tiltak som begrenser konsekvensene av høye kraftpriser. Beskrivelsene og vurderingene som gjøres er ikke ment å representere noen juridisk tolkning av regelverket, men peke på sannsynlige rammer for hvilken handlefrihet norske myndigheter har for innføring av tiltak.

Norges utenlandshandel med kraft er bundet av WTO-reglene, men som deltaker i EUs indre kraftmarked er vi dessuten bundet av EØS-reglene for handel, som er strengere enn WTO-reglene, særlig gjelder dette et svært strengt regime for statsstøtte. Men, siden EØS ikke er en tollunion, står vi etter Brexit friere i forhold til Storbritannia.

EØS-reglene for statsstøtte er tatt inn i norsk lov, og begrenser myndighetenes handlefrihet i forhold til næringer som står i en internasjonal konkurranse.

EU-regelverket for kraftmarkedet gir en detaljert beskrivelse av hvordan det skal organiseres, og begrenser dermed mulighetene for inngrep.

A.1 Handelsregler

WTO har et generelt forbud mot eksportrestriksjoner⁵⁰ for å hindre at et land favoriserer egen foredlingsindustri. Regelverket inneholder flere unntak, bl.a. knyttet til formålet med restriksjonene. Spesielt er det verdt å legge merke til at artikkel XI gir unntak for tiltak ved midlertidig kritisk varemangel. Det betyr bl.a. at permanente tiltak som gir lavere engrospriser på kraft kan være i strid med WTO-reglene, mens midlertidige tiltak som sikrer forsyningssikkerheten neppe er det.

Kvantitative eksportrestriksjoner er forbudt etter EØS-avtalens Artikkel 12. Dette vil mest sannsynlig ramme alle restriksjoner på kraftekspорт, og unntaket i Artikkel 13 for sikkerhet vil nok bare kunne anvendes for målrettede tiltak hvis forsyningssikkerheten står på spill.

⁵⁰ Eksportrestriksjoner: Regler som begrenser mengden ved forbud eller kvoter, som stiller betingelser (f.eks. minstepriser) eller som pålegger eksportavgifter.

A.2 Regelverk for kraftmarkedet

Det europeiske regelverket for kraftmarkedet er i utgangspunktet veldig stramt. Nye styringsdokumenter utvikles av europeiske organisasjoner og institusjoner og gjøres til europeisk lov av kommisjonen, rådet og parlamentet. En del må eksplisitt innføres som nasjonal lov, mens en stor del gjelder automatisk for alle land.

Den europeiske kraftmarkedsordningen er en videreutviklet versjon av det norske og senere nordiske markedet. Hittil har derfor de fleste delene av regelverket allerede vært innført i Norden. Framover ligger det en stor mengde andre ordninger som er klar til å bli innført, og vi regne med at vi må gjøre det samtidig med andre. Disse nye reglene ble imidlertid vedtatt for flere år siden og tar i liten grad fatt i de problemstillingene som er diskutert ovenfor.

En omlegging av det europeiske kraftmarkedet for å møte alle utfordringene i en utslippsfri sektor vil ta lang tid. Det må settes i gang en ny prosess, og vi kan ikke gjøre løsningen av akutte problemer avhengig av det. Innføring av markeds koblingen i døgnmarkedet tok for eksempel over ti år fra løsningen var funnet. Spørsmålet blir da hvilket spillerom vi har til å lage lokale markedsløsninger og midlertidige sikkerhetsventiler.

A.3 Statsstøtte

Med visse unntak forbryr artikkel 61(1) i EØS-avtalen⁵¹ «støtte gitt av statsmidler i enhver form, som vrir eller truer med å vri konkurransen». Forenklet sett vil det anses som statsstøtte hvis følgende vilkår er oppfylt:

- Mottaker er et foretak som driver økonomisk aktivitet,
- Støtten er offentlige midler, dvs. direkte eller indirekte gitt av det offentlige,
- Den gir en fordel som ikke kunne oppnås i markedet,
- Den er selektiv, dvs. gis til enkelte foretak eller bransjer,
- Den vrir eller truer med å vri konkurransen,
- Den påvirker eller kan påvirke samhandelen i EØS.

Definisjonen av offentlige midler er vid, det er for eksempel ofte nok at det gjøres et vedtak som «noen» pålegges å betale for eller at et foretak gis gunstig finansiering.

Statsstøtte er i utgangspunktet forbudt, men det er laget et omfattende regelverk som gir unntak der støtte til visse formål er lovlig hvis den er gitt på en viss måte. Dette er nøye kontrollert av konkurransemyndighetene. Ingen av disse unntakene synes å kunne brukes i forhold til de tiltakene som vurderes her, og en må derfor forholde seg til hovedregelen i listen ovenfor.

I forbindelse med krigen i Ukraina har kommisjonen EU gitt signaler om en åpen tolkning av statsstøttereglene for støtte for krisetiltak som normalt ville bli regnet som ulovlig statsstøtte⁵². Hjemmelen er en fullmakt kommisjonen har til å erklære at et bestemt

⁵¹ Tatt inn i norsk lovverk gjennom Lov om offentlig støtte (LOV-1992-11-27-117)

⁵² Brussels, 23.3.2022 C(2022) 1890 final COMMUNICATION FROM THE COMMISSION Temporary Crisis Framework for State Aid measures to support the economy following the aggression against Ukraine by Russia

formål er forenlig med det indre markedet⁵³. Dette gir bl.a. mulighet for å gi strømstøtte til bedrifter, men er på ingen måte en åpen mulighet for å gi slik støtte. Den er begrenset til EUR 400 000 per bedrift og må gis før utløpet av dette året. EU åpner også for en videre kompensasjon for høye energikostnader på opptil 30%, med spesielt henblikk på energiintensiv industri.

A.4 Storbritannia

Storbritannia (England, Skottland og Wales) er nå ikke lenger en del av det indre markedet, og Norge står da friere i organiseringen av handelen med Storbritannia. I forbindelse med Brexit har North Sea Link blitt tatt ut av markeds koblingen i døgnmarkedet. Hjemmelen for dette kan diskuteres, men det sikrer på den andre siden handlingsrom i utforming av reglene for handel på kabelen.

Etter bilaterale forhandlinger står Norge altså fritt til å utforme regler som kan gi en avlastning i tilsvarende situasjoner som sist vinter, for eksempel reduksjon i eksportkapasiteten når magasinkapasiteten i Sør-Norge har nådd ekstra lave nivåer sammenlignet med normalen osv. Tilsvarende tiltak mot EU ville trolig bli sett på som en kvantitativ handelsrestriksjon og være forbudt etter EU-lovgivningen hvis det ikke kan begrunnes som et tiltak for å sikre mot varemangel.

⁵³ Article 107(3)(b) TFEU: The following may be considered to be compatible with the internal market:
... (b) aid to promote the execution of an important project of common European interest or to remedy a serious disturbance in the economy of a Member State.



ÅF and Pöyry have come together as AFRY. We don't care much about making history.

We care about making future.

