

KRAFT.PATRICKJANSON.NO

Det norske kraftsystemet i omstilling

Prisvolatilitet, fleksibilitet og strategier for robusthet 2026–2050
En uavhengig analyse av lagring, oppgradering og hva Norge bør gjøre

Versjon 0.5 · 2026-08-09

AI-assistert under menneskelig ansvar

Nøkkeltall-freeze: 2026-08-09

Ikke offisiell myndighetsinformasjon — kryssjekk kritiske tall mot NVE, Statnett og SSB.

Fullstendig analyse (kapittel 1–9). Figurer (SVG) på kraft.patrickjanson.no/figurer/
Anbefalinger merket A (kan starte nå) og B (krever politisk/reguleringsmessig vilje).

Innholdsfortegnelse

Det norske kraftsystemet i omstilling 2026–2050	3
Det norske kraftsystemet i omstilling	4
Kapittel 1: Innledning	5
Kapittel 2: Det norske kraftsystemet – status quo	12
Kapittel 3: Priser, svingninger og regionale forskjeller	17
Kapittel 4: Fremtidige utfordringer og scenarier uten ekstra tiltak	22
Kapittel 5: Energilagring – hjemmebatterier og nettbaserte batterier	27
Kapittel 6: Oppgradering og modernisering av eksisterende kraftverk og nett	36
Kapittel 7: Komplementære og kreative løsninger	44
Kapittel 8: Anbefalinger – samfunn og privat	49
Kapittel 9: Konklusjon	58

Underkapitler (##) finnes i brødteksten. Figurer: se nettsiden /figurer/.

Det norske kraftsystemet i omstilling 2026–2050

Versjon: 0.5 Sammensatt: 2026-08-09 AI-assistert: ja

Det norske kraftsystemet i omstilling

Undertittel: En uavhengig analyse av lagring, oppgradering og hva Norge bør gjøre Periode: 2026–2050 Versjon: 0.5 (kap. 5–6 dybde; fullrapport/kilder/CTA; freeze 2026-08-09) Språk: Norsk

Kort AI-merknad

Dette er en uavhengig, AI-assistert analyse. Språkmodell er brukt til research-støtte, struktur og tekstutkast. Nøkkeltall er ment å være forankret i primærkilder (NVE, Statnett, SSB m.fl.). Se kapittel 1 for full transparens. Rapporten er ikke offisiell myndighetsinformasjon.

Anbefalt sitering (utkast)

> Det norske kraftsystemet i omstilling: Prisivolatilitet, fleksibilitet og strategier for robusthet 2026–2050 (2026). v0.5. AI-assistert uavhengig analyse.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning 2. Det norske kraftsystemet – status quo 3. Priser, svingninger og regionale forskjeller 4. Fremtidige utfordringer og scenarier uten ekstra tiltak 5. Energilagring – hjemmebatterier og nettbaserte batterier 6. Oppgradering og modernisering av eksisterende kraftverk og nett 7. Komplementære og kreative løsninger 8. Anbefalinger – samfunn og privat 9. Konklusjon

Research-underlag

Rå research og facts ligger i deep-research/ (én mappe per blokk, med deep-research-rapporter og facts.md).

Kapittel 1: Innledning

Executive summary

Det norske kraftsystemet er sterkt – fornybart, magasinregulert og med positiv energibalanse i normalår – men suboptimalt utnyttet i møte med prisvolatilitet, effektknapphet, tilknytningskø og forbruksvekst mot 2030–2050.

Etter priskrisen i sør 2021–2022 (NO2 213 øre/kWh) har snittprisene falt (NO2 58,2, NO4 27,0 i 2024), men ekstremtimer (>1050 øre), nord-sør-skiller (30–66 øre i 2025) og strammere balanse mot 2030 (+4 til +7 TWh) preger fortsatt bildet. Samtidig realiseres bare 5,4 GWh O/U av et teknisk-økonomisk potensial på ca. 5–6 TWh/år, og Norge har ingen frittstående kommersiell batteriflåte av betydning – mens elbilene bærer >45 GWh lager som i praksis ikke er systemressurs.

Denne rapporten er en uavhengig, AI-assistert analyse som (1) forklarer systemet, (2) kvantifiserer gapet mulig vs gjort, og (3) gir rangerte anbefalinger i kategori A (kan startes under dagens rammer) og B (krever politisk/reguleringsmessig vilje) – for samfunn og privatpersoner.

1.1 Aktualitet og problemstilling

Fra priskrise til «normal, men urolig»

Det norske kraftsystemet er i omstilling. Etter priskrisen i Sør-Norge i 2021–2022 har markedet roet seg i snitt, men ikke blitt forutsigbart:

Indikator	Verdi	År	Kilde
Spot NO2	213 øre/kWh	2022	NVE
Spot NO2 / NO4	58,2 / 27,0 øre/kWh	2024	Statnett Kraftmarkedsåret
Spot NO1 / NO3 / NO5	48,7 / 32,6 / 47,5 øre/kWh	2024	Statnett
Nasjonalt snitt spot	42,8 øre/kWh	2024	Statnett
Sør-Norge 2024 vs 2022	ca. 1/4 av 2022-nivå	2024	Statnett
Husholdning samlet pris (før støtte)	134,9 øre/kWh (–6,6 % fra 2023)	2024	SSB
Timepris topp NO2	>1050 øre/kWh	12.12.2024	Statnett
Negative priser NO1/NO2	>200 timer	2024	Statnett
Negative priser NO3–NO5	ca. 150 timer hver	2024	Statnett
Nord-sør prisdifferanse	30–66 øre (2025) vs 15–31 (2024)	2024–25	NVE 17/2026
Flaskehalsinntekter Statnett (totalt)	895 mill. EUR	2024	Statnett
... herav internt Norge	286 mill. EUR (vs 1 235 i 2022)	2024/2022	Statnett

Prisfallet fra 2022 betyr ikke at problemet er «løst». Det betyr at volatilitet, regionale skiller og ekstremtimer er blitt den nye normalen – samtidig som forbruket skal elektrifiseres og nettet er fullbooket i mange områder.

Sterk energibalanse i dag – strammere mot 2030

Indikator	Verdi	Kilde
Produksjon 2024 / 2025	157,2 / 161,8 TWh	SSB
Bruttoforbruk 2024 / 2025	138,7 / 139,0 TWh	SSB
Nettoeksport 2024 / 2025	ca. 18,4 / ca. 22,8 TWh	SSB

Overskudd 2025 (anslag)	ca. 23 TWh	NVE 17/2026
Overskudd 2030	ca. 4 TWh (status) / ca. 7 TWh (LA25)	NVE
Forbruk LA25 2030 / 2050	154 / 190 TWh	NVE LA25
Forbruk Statnett 2050	180–260 TWh	Statnett LMA
Snittpris LA25 2030 / 2050	ca. 67 / ca. 58 øre/kWh (2023-kr)	NVE

Tolking: Norge er ikke i «energifattigdom» i normalår. Utfordringen er effekt i enkelttimer, transport mellom områder, tilknytning av ny last, og realisering av tiltak som allerede er kartlagt (O/U, nettutnyttelse, fleks, lagring).

Problemstillingen

Problemstillingen er ikke bare «trenger vi mer kraft?».

Den er:

> Hvordan lukke gapet mellom det som er teknisk og økonomisk mulig – lagring, opprusting av vannkraft, bedre nettutnyttelse og fleksibilitet – og det som faktisk skjer, før effektknapphet, pristopper og tilknytningskø blir dyrere for samfunnet enn tiltakene?

Dette er en gap-problemstilling (mulig vs gjort), ikke bare en produksjonsprognose. Den krever tall, barrierer, trade-offs og anbefalinger som skiller det som kan startes nå fra det som krever politisk vilje.

1.2 Hvorfor dette arbeidet er nødvendig

Hva offentlige analyser dekker godt

NVE og Statnett leverer sterke produkter:

Produkt	Typisk innhold
NVE LA / LMA / statusrapporter	Kraftbalanse, forbruk/produksjon, priser til 2030–2050
Statnett SUP	Transmisjonsinvesteringer (150–200 mrd. over ti år), temp.oppgradering
Statnett LMA	Nordisk/europeisk markedsbilde, forbruksspenn 180–260 TWh
NVE O/U og potensial	Teknisk-økonomisk potensial for vannkraft
Riksrevisjonen Dok 3:7	Kritikk av nettkapasitet, konsesjon og inntektsinsentiver
Enova	Støtteordninger (styring, sol – ikke generisk litium-kWh)

Hull denne rapporten prioriterer

Det offentlige dekker godt	Hull denne rapporten prioriterer
Kraftbalanse og scenarioer til 2050	Gap mulig vs gjort (O/U ~5–6 TWh vs 5,4 GWh idrift 2025)
Nettinvesteringsplaner (150–200 mrd.)	Privat/prosjekt-nivå realisme, oversalgsfare og Enova-skilte
LCOE for ny kraft	At LCOE for O/U ikke er anslått av NVE – og hva det betyr
Batterier som europeisk trend (~35 GW)	Norsk stasjonær BESS-status, tariffbarrierer, elbil vs BESS
Systemperspektiv	Rangerte A/B-anbefalinger for samfunn og privat i samme produkt
Enøk-mål –10 TWh	At bare ca. 1,3 TWh mer nedgang forventes med dagens instrumenter

Hvorfor gapet haster

1. O/U: Teknisk-økonomisk ~5–6 TWh/år og ~7–8 GW, men 5,4 GWh idrift i 2025 og 1,14 TWh tillatt uten full idrift – realiseringstakt matcher ikke potensialnarrativet (kap. 6). 2. Lagring: Ingen frittstående kommersiell BESS av betydning; Sverige har bygget >600 MW batteri i reserver; elbil >45 GWh er potensial, ikke systemaktivering (kap. 5). 3. Nett: Riksrevisjonen finner fullbooket kapasitet og prosesser som ikke holder tritt; ledetid ny linje inntil ca. 14 år – derfor er utnyttelse av eksisterende nett kritisk (kap. 6). 4. 2030: Balanse strammes til +4–7 TWh; effektbehov øker mer enn tilgjengelig vintereffekt fra ny produksjon (kap. 4). 5. Tillit og forståelse: Forbrukerrådet (2023): 3 av 4 kan angi avtaletype, men 24 % vet ikke; bare 52 % kunne angi omtrentlig spotpris (opp fra 33 % i 2020). Systemet er komplekst – formidling er en del av problemet.

Uavhengighet

Denne rapporten er uavhengig: den er ikke skrevet på oppdrag fra parti, nettselskap, utbygger eller bransjeorganisasjon. Den er AI-assistert (se §1.5) og kildebasert. Den er ikke offisiell myndighetsinformasjon og erstatter ikke NVE, Statnett, RME eller Enova.

1.3 Mål og målgrupper

Mål

1. Forklare hvordan det norske kraftsystemet virker, og hvorfor prisene svinger ulikt i nord og sør. 2. Dokumentere suboptimal realisering av lagring, O/U, nettutnyttelse og fleks – med tall og kilder. 3. Anbefale konkrete tiltak, skilt i det som kan startes nå (A) og det som krever politisk/reguleringsmessig vilje (B). 4. Gi privatpersoner realistiske råd uten oversalg (styring, enøk, smart lading først; sol/batteri etter regnestykke). 5. Være transparent om AI, usikkerhet, datahull og trade-offs.

Målgrupper

Målgruppe	Hva rapporten skal gi
Beslutningstakere (Storting, OED, embetsverk)	Prioritert A/B-liste, gap-tall, hva som mangler i virkemidler
NVE / RME / Statnett / DSO	Speiling av egne tall inn i handlingskart; datahull (BESS-statistikk, O/U-LCOE)
Bransje og investorer	Hvor case finnes under dagens rammer vs. hva som krever reform
Privatpersoner og journalister	Lesbart norsk, executive summaries, advarsel mot oversalg
Forskere / studenter	Struktur, kildehierarki, usikkerhetslogg i deep-research/

Suksesskriterier (fra prosjektplanen)

Kriterium	Hvordan det følges opp
Kvantifisering	Nøkkeltall med kilde i kapitler + noekkeltall-freeze.md
Gap-analyse	Eksplisitt «dagens nivå vs potensial» i kap. 5–7
A/B-anbefalinger	Kap. 8 – hele veien merket lavhengende vs politisk vilje
Trade-offs	Ærlige begrensninger i hvert analytisk kapittel
AI-transparens	Full seksjon her + kort i frontmatter/kolofon
Nettsideklarhet	Samme innhold på kraft.patrickjanson.no

1.4 Avgrensning og disposisjon

Hva rapporten dekker

Kapittel	Tema	Rolle
1	Innledning, metode, AI	Ramme
2	Status quo	Hvor systemet er sterkt og svakt
3	Priser og volatilitet	Hvor det «gjør vondt» for folk og industri
4	Fremtid uten ekstra tiltak	BAU / basis mot 2030–2050
5	Energilagring (BESS, hjemme, elbil)	Gap 1 – prioritet
6	O/U vannkraft og nett	Gap 2 – prioritet
7	Enøk, fleks, kabler, rettferdighet	Komplementært
8	Anbefalinger samfunn + privat	Handling A/B
9	Konklusjon	Samlet budskap

Hva rapporten ikke er

- Ikke en offisiell myndighetsrapport eller vedtak - Ikke en full LCOS/CBA for hvert enkelt prosjekt - Ikke et partiprogram eller bransjelobby-dokument - Ikke investeringsråd til privatpersoner (regn selv; sjekk Enova/NVE) - Ikke en juridisk gjennomgang av all konsesjonsrett - Ikke en komplett inventarliste over alle norske batterianlegg (offisiell statistikk mangler)

Tidshorisont og geografi

- Hovedfokus: Norge 2024–2030, med utsyn til 2050. - Budområder: NO1–NO5 der pris- og flaskehalsforskjeller er sentrale. - Norden/Europa: som markeds kontekst (reserver, kabler, batterivekst) – ikke som egen landstudie.

1.5 Metode og kilder

Kildehierarki

Nivå	Type	Eksempler	Bruk
1 Primær	Offisiell / marked / peer-reviewed	NVE, Statnett, Nord Pool, SSB, OED, RME, Enova, Riksrevisjonen, Stortinget	Foretrekkes for nøkkeltall
2 Sekundær	Forskning / analyse	SINTEF, HydroCen, konsulent (kritisk), Nordic TSO	OK med kildehenvisning
3 Tertiær	Media, PR, blogg	Nyheter, selskaps-PR	Kun kontekst – ikke eneste kilde for kritiske tall
4 Egne beregninger	Avledet	Bottom-up pipeline-andeler case-sum,	Alltid merket «beregnet» med antakelser

Potensial og scenarioer

Der kildene tillater det (særlig NVE vannkraft), skiller vi:

teoretisk → teknisk → teknisk-økonomisk → økonomisk → realistisk

Viktig: Offisielle O/U-tall er teknisk-økonomiske. Realistisk potensial er ifølge NVE betydelig lavere. NVE-basisbaner bygger på vedtatte virkemidler, ikke fulle politiske klimamål. Scenarioer er ikke prediksjoner (jf. vanlig scenariopraksis).

Nøkkeltall-freeze

For å unngå at kapitlene spriker, er sentrale tall frosset i:

deep-research/08-cross-cutting/noekkeltall-freeze.md (dato: 2026-08-09)

Kjente bevisste sprik (begge siteres med kilde):

Sprik	Verdier	Håndtering
Balanse 2030	LA25 ca. +7 TWh vs status 17/2026 ca. +4 TWh	Begge – retning er «strammere»
O/U energi	«~5» vs «~5–6» TWh	Kortform vs full avrunding
Forbruk 2050	NVE 190 vs Statnett 180–260 TWh	Begge spenn

Usikkerhet og datahull

Tall oppgis med år, enhet og kilde. Der offisiell statistikk mangler – for eksempel nasjonal inventarliste for stasjonær BESS/hjemmebatteri, eller LCOE for O/U – sies det rett ut. Usikkerheter er samlet per kapittel og i kap. 9.

Research-arbeidsflyt

Underlaget ligger i deep-research/ (én mappe per blokk) med typisk:

- facts.md – verifiserte påstander med kilde - deep-research-report.md – research-pass (ofte status Partial*) - claims-to-verify.md / gaps.md – åpne punkter - sources.md – URL-logg

Regel: Tall eller kilder som bare finnes i uverifisert AI-tekst, skal ikke stå som faktum i ferdig rapport.

1.6 Transparens om AI-assistert arbeid

> Obligatorisk full seksjon (jf. prosjektplan). Rapporten er AI-assistert. Det er en styrke for tempo og struktur – og en forpliktelse til ærlighet.

Arbeidet er AI-assistert

Denne rapporten er produsert med omfattende bruk av AI (språkmodell og research-verktøy, herunder Grok Build deep-research-arbeidsflyter), under menneskelig styring og publiseringsansvar.

Hva AI ble brukt til

Aktivitet	Brukt?	Merknad
Disposisjon og problemformulering	Ja	Plan, kapittelstruktur, A/B-logikk
Research-notater og kildeorganisering	Ja	deep-research/-mapper, facts
Tekstutkast og omformulering til klart norsk	Ja	Kapittelutkast, utvidelser
Tabeller, gap-skisser, anbefalingsstruktur	Ja	Syntese av primærkilder
Nettside (Astro) og formidling	Ja	Struktur og innholdssync
Tallgenerering uten kilde	Nei	Forbudt i ferdig brødtekst
Endelig publiseringsbeslutning	Menneske	Utgiveransvar

Hva AI ikke er

- AI er ikke offisiell kilde og erstatter ikke NVE, Statnett, SSB, Nord Pool, OED, RME eller peer-reviewed litteratur. - AI vedtar ikke politikk og bærer ikke juridisk eller forvaltningsmessig ansvar. - AI kan feilsitere, forenkle eller hallusinere – derfor verifiseringsregime. - AI er ikke medforfatter i etisk forstand (jf. COPE og tilsvarende: AI listes ikke som forfatter; bruk deklarerer; menneske er ansvarlig).

Menneskelig ansvar og verifisering

- Utvelgelse av problemstillinger og normative vurderinger (hva som er «bør») - Krav om at kritiske tall har primær/sekundærkilde i facts.md / freeze - Endelige anbefalinger og publiseringsansvar hos menneskelig utgiver - Skille mellom Partial research-dekning og sterke påstander i brødtekst

Begrensninger leseren bør kjenne

1. Oppdateringsrisiko – NVE/Statnett/SSB publiserer nye tall; freeze er 2026-08-09. 2. Regulering og konsesjon er komplekse – forenklinger kan skjule detaljer. 3. RME-forslag (f.eks. sommerprosjekt batteritarriff) er ikke nødvendigvis vedtak. 4. Bransjepriser (f.eks. hjemmebatteri NOK/kWh) er sekundære intervaller, ikke offisiell serie. 5. Rapporten er analyse og handlingskart, ikke lov, forskrift eller investeringsråd.

Oppfordring

Kritiske tall som brukes i beslutninger bør kryssjekkes mot originalkilde. Bruk gjerne denne rapporten som struktur, argument og kart – ikke som eneste bevismateriale.

1.7 Leserveiledning

Raskeste veier inn

Du vil ...	Les ...
Forstå budskapet på 10–15 min	Executive brief (deliverables/executive-brief.md) + kap. 9
Forstå systemet raskt	Kap. 2 executive summary
Se «hvor det gjør vondt» for priser	Kap. 3
Se hva som skjer uten ekstra tiltak	Kap. 4
Kjerneargument lagring	Kap. 5
Kjerneargument O/U og nett	Kap. 6
Enøk, fleks, kabler, rettferdighet	Kap. 7
Handle – samfunn eller privat	Kap. 8 (A vs B)
Samlet konklusjon	Kap. 9
Metode, AI, ordliste	Dette kapitlet + appendices + /metode på nettsiden

Faste seksjoner i analytiske kapitler

Hvert analytiske kapittel (2–7) følger i hovedsak:

Dagens situasjon → Hva er mulig → Gap → Hva bør gjøres (A/B) → Kostnader/trade-offs → Usikkerheter → Kilder
Executive summary per kapittel er skrevet for å kunne stå alene på nettside.

Anbefalingsmerking (brukes gjennomgående)

Merke	Betydning
A – Lavhengende	Kan startes under dagens lov, tariff og marked
B – Politisk/reguleringsmessig vilje	Krever Storting/regjering, forskrift, RME-vedtak eller større reform
C – Hybrid	Delvis nå; full effekt krever vedtak

Nettside

Samme innhold er publisert som statisk hub:

<https://kraft.patrickjanson.no>

Kapitler under /kapitler/, anbefalinger under /anbefalinger/, metode under /metode/.

1.8 Slik bør tallene leses (kort «bruksanvisning»)

1. Snittpris ≠ timepris – 58 øre i snitt utelukker ikke >1050 øre i enkelttimer. 2. Energibalanse ≠ effektbalanse – +7 TWh i normalår utelukker ikke effektknapphet i topplast. 3. Potensial ≠ plan ≠ idrift – 5 TWh O/U er ikke 5 TWh som bygges; 400 MW BESS-plan er ikke installert. 4. Enova «energilagring» ≠ litiumstøtte – ordningen støtter styring (maks 10 000 kr). 5. Teknisk-økonomisk ≠ realistisk – særlig for O/U og enøk. 6. Norden-tall ≠ Norge-tall – f.eks. 1 800 MW batteri i Norden 2030 er regionalt.

Kilder til innledningen

Statnett Kraftmarkedsåret 2024 og systemansvar; SSB elektrisitet/priser; NVE Rapport 17/2026, LA25 (15/2025), O/U-sider, Fakta batteri 02/03/2026, kostnader kraftproduksjon; Riksrevisjonen Dok 3:7 (2024–2025); Enova privatordninger; Forbrukerrådet (2023) strømforståelse; COPE/Elsevier AI-autorship-praksis. Full research og kildehierarki: [deep-research/00-kilder-og-metode/](#). Nøkkeltall: [deep-research/08-cross-cutting/noekkeltall-freeze.md](#).

Kapittel 2: Det norske kraftsystemet – status quo

Executive summary

Norge har et vannkraftdominert, tilnærmet fornybart kraftsystem med høy magasinregulerbarhet, positiv energibalanse og god forsyningssikkerhet i normalår – men med store regionale prisforskjeller, knappe nettkapasiteter og lange køer for tilknytning.

I 2025 var produksjonen rekordhøye 161,8 TWh mot bruttoforbruk 139,0 TWh (nettoeksport ca. 22,8 TWh). Installert kapasitet ved utgangen av 2024 var 40 321 MW, med vannkraft som ryggrad (over 75 prosent av kapasiteten er regulerbar; magasin over 87 TWh). Fornybarandelen for fysisk levert strøm anslås til om lag 96 prosent (NVE klimadeklarasjon 2025).

Det som fungerer: fornybar produksjonsmiks, magasinregulering, etablert engrosmarked, positiv effektbalanse (ca. 2,6 GW). Det som fungerer dårlig: nord–sør-flaskehals (prisforskjell 30–66 øre/kWh i 2025), reservert forbruk over 8 000 MW, datasenter-kø i transmisjon i størrelsesorden 10 GW, og treg realisering av oppgradering og lagring (jf. kap. 5–6).

Dagens situasjon

Produksjon: vannkraft som ryggrad

Det norske produksjonssystemet er unikt i europeisk sammenheng. Der mange land bygger fleksibilitet ovenpå en fossil eller intermitterende base, har Norge allerede sesong- og døgnfleksibilitet innebygd i magasinene.

Teknologi	Installert 31.12.2024	Midlere årsprod.	Fysisk 2024	Fysisk 2025
Totalt	40 321 MW	156,6 TWh	157,2 TWh	161,8 TWh
Vannkraft	33 947 MW	137,6 TWh	~140 TWh (~89 %)	145,5 TWh (89,9 %)
Vind	5 082 MW	15,9 TWh	14,5 TWh (9,3 %)	13,9 TWh (8,6 %)
Termisk	525 MW	2,5 TWh	–	2,1 TWh (1,3 %)
Sol (nettilknyttet)	767 MW	0,6 TWh	0,25 TWh nettlevert	0,35 TWh nettlevert

Kilder: NVE (installert kapasitet og midlere årsproduksjon); SSB (fysisk levert produksjon).

Ved inngangen av 2026 oppgir Energifakta Norge vannkraft til 34 082 MW med normalårsproduksjon 138 TWh, vind fortsatt 5 082 MW / 15,9 TWh (64 verk, 1 390 turbiner) og sol 871 MW. Små avvik mellom NVE 31.12.2024 og Energifakta «inn 2026» skyldes cut-off-datoer og oppdateringsrunder – ikke dramatiske systemskift.

Viktig metodisk skille: Midlere eller normalårsproduksjon er værnormalisert (for vannkraft ofte tilsignsnormal 1991–2020). Fysisk produksjon svinger med hydrologi og vind. Et tørrår gir lavere vannkraftproduksjon uten at installert kapasitet endres. Derfor må 2022 (lav) og 2025 (høy) ikke leses som kapasitetsendring alene.

Magasin og regulerbarhet

Norge har ca. 1 100 vannmagasiner med samlet magasinkapasitet over 87 TWh. Over 75 prosent av produksjonskapasiteten er regulerbar (Energifakta). Magasinene er det reelle «batteriet» i det norske systemet – men de er sesong- og flerdagers lagre, ikke time-til-time peak-shaving i alle knutepunkt. Det er en av grunnene til at stasjonære batterier likevel har en rolle (kap. 5), særlig der nettet er svakt eller frekvensreserver etterspørres.

Sol: to statistikkserier

Solkraft er i rask vekst fra lav base, men statistikken er krevende å lese:

- Per 31.12.2024: 32 419 solanlegg og 767 MW installert (NVE). - Estimert normalårsproduksjon ca. 579 GWh; estimert total produksjon ca. 516 GWh. - Nettlevert til nettet var bare 251 GWh i 2024 (SSB/Elhub-logikk) – fordi egenforbruk bak måler ikke fanges fullt.

Når media eller bransje siterer «solproduksjon», må det spesifiseres om tallet er installert MW, estimert total GWh eller nettlevert GWh. Uten det blir trender misvisende.

Forbruk og energibalanse

Størrelse	2024	2025
Bruttoforbruk	138,7 TWh	139,0 TWh
Nettoforbruk	129,3 TWh	130,1 TWh
Eksport	33,1 TWh	34,3 TWh
Import	14,7 TWh	11,5 TWh
Nettoeksport	~18,4 TWh	~22,8 TWh

Kilde: SSB elektrisitetsstatistikk.

Differansen mellom brutto- og nettoforbruk (typisk 7–8 TWh) omfatter nettap, pumpekraft og statistisk differanse. Når NVE/Statnett omtaler «forbruk» i scenarioer, kan definisjonen avvike fra SSB netto – det er viktig ved krysslesing mot kap. 4.

Sektorfordeling (nettoforbruk 2024, SSB)

Sektor	TWh	Andel (ca.)
Husholdninger	40,9	~32 %
Sekundærnæringer	60,3	~47 %
– herav kraftintensiv industri	36,3	
– herav utvinning olje/gass	11,5	
Tertiærnæringer	25,6	~20 %
– herav transport og lagring	2,3	
Primærnæringer	2,5	~2 %

Kraftintensiv industri og petroleumssektorens elektrifisering er systemtunge laster: de er store, ofte mer forutsigbare enn husholdning, og politisk sensitive (konkurranseevne, CO₂-kompensasjon, elavgift – kap. 3).

Datasentre og transport – datahull og definisjoner

Datasentre er ikke en egen SSB-forbruksgruppe. To parallelle tall finnes:

- NVE anslår ca. 2,1 TWh i 2024 og økning til ca. 3 TWh i 2025. - Elhub under NACE 63.100 måler 1,64 TWh (2024) og 2,79 TWh (2025) – et gulv, fordi manglende/feil næringskoder undervurderer.

I tilknytningskøen er bildet mer dramatisk: NVE peker på ca. 10 GW datasenter reservert/køst i transmisjonsnettet. Om alt ble realisert, ville energibehovet bli mange ganger dagens datasenterforbruk – men de fleste prosjekter får ikke nett innen få år (kap. 4).

Transport: SSB «transport og lagring» viser 2,3 TWh (2024) / 2,5 TWh (2025) elektrisitet. NVE anslår ca. 4,0 TWh (2024) under en bredere definisjon. Tallene er ikke direkte sammenlignbare, og de dekker bare strøm – ikke total transportenergi (olje, biodrivstoff).

Nettstruktur og prisområder NO1–NO5

Kraftsystemet er delt i fem budområder fordi begrenset overføringskapasitet kan gi regionalt overskudd/underskudd og ulike priser:

Område	Navn	Karakter (forenklet)
NO1	Øst-Norge	Stor last, knutepunkt
NO2	Sør-Norge	Koblet mot kontinent/UK; ofte høyere priser

NO3	Midt-Norge	Overgangssone; flaskehals mot sør
NO4	Nord-Norge	Ofte overskudd og lave priser
NO5	Vest-Norge	Vannkrafttungt; koblet til sør/øst

Grensene følger elektriske snitt (navngitte 132–420 kV-ledninger), ikke fylkesgrenser. Det betyr at «Sør-Norge» i dagligtale (NO1/NO2/NO5) er en pris- og systemkategori, ikke bare geografi.

Eierskap og lag

- Transmisjon (typisk 300–420 kV) og alle utenlandsforbindelser: Statnett eier og drifter. - Regional- og distribusjonsnett: hovedsakelig kommunale/fylkeskommunale nettselskap, noe privat eierskap, lavere spenningsnivå.

Operasjonelle overføringsgrenser (NTC / flytbasert domene) er ikke faste tall – de endres med topologi, utfall og driftskriterier. Derfor er prissignalene i budområdene ofte den mest tilgjengelige «termometeret» på flaskehalser for allmennheten (kap. 3).

Markedsdesign og systemdrift

Engrosmarkedet er lagdelt:

1. Day-ahead (Nord Pool) – hovedmarkedet for volum dagen før drift; i Norden med flytbasert markedskobling fra 29. oktober 2024 (første leveringsdag 30.10.2024). Det erstattet mer statisk tildeling av sonekapasitet med dynamisk kapasitet basert på reelle flytmønstre. 2. Intradag (Nord Pool) – justering fram mot driftstimen. 3. Reservemarkeder (Statnett) – FFR, FCR (primær), aFRR (sekundær), mFRR (tertiær), aktivert for å holde 50 Hz.

Statnett er sertifisert TSO og systemansvarlig: holder momentan balanse mellom produksjon og forbruk, driver balansemarkedene og er under tilsyn av RME. For batterier er prekvalifisering til reserver en nøkkel til inntekt – men volumene i Norge er lave sammenlignet med Sverige (kap. 5).

Regulatorisk rammeverk

Bygging, eie og drift av nettanlegg krever konsesjon etter energiloven. Reguleringen kombinerer direkte krav i konsesjoner og insentivbasert inntektsrammeregulering. NVE-RME er tilsynsmyndighet.

Nettselskapene er naturlige monopoler. De får en årlig individuell inntektsramme og tillatt inntekt ment å dekke drift, avskrivninger og rimelig avkastning ved effektiv drift. Nettleien skal over tid ikke overstige tillatt nivå. Samlet inntektsramme for 2025 er vedtatt til 41 mrd. kroner (herav Statnett og NordLink 15,9 mrd.).

Konsesjonstid etter at sak er tatt til behandling anslås av NVE fra normalt 3 måneder (hurtigspor) til 2–4 år (saker med melding/KU). Det er ikke det samme som total ledetid fra idé til idrift – som for nye transmisjonsledninger kan nærme seg 14 år (kap. 6).

Hva er mulig – og hva som fungerer godt

Sterke sider i status quo

1. Fornybar base. Om lag 96 prosent fornybar for fysisk levert strøm i 2025 (NVE: ca. 85 % vann, 10 % vind, 1 % sol i klimadeklarasjonen). Innenlandsk produksjonsmiks er enda mer fornybardominert; deklarasjonen inkluderer importblanding. 2. Magasin og regulerbarhet. Over 87 TWh magasin og >75 % regulerbar kapasitet gir evne til å flytte energi over tid som få land har. 3. Positiv effektbalanse i dag. Ca. 2,6 GW positiv effektbalanse (NVE status 2025–2030) – men trenden mot 2030 er strammere (kap. 4). 4. Forsyningssikkerhet. Statnett vurderte forsyningssikkerheten som god gjennom 2024 tross ekstremvær. 5. Markedsintegrasjon. Flytbasert kobling og kabler gir handel og backup – med trade-offs for priser (kap. 3 og 7). 6. Institusjonell modenhet. Tydelige roller for Statnett, NVE/RME, Nord Pool og nettselskap.

Hva «mulig» betyr her

Status quo er ikke statistisk. «Hva er mulig» uten store nybygg inkluderer:

- mer energi og effekt fra eksisterende vannkraft (O/U, kap. 6), - mer kapasitet fra eksisterende nett (temperaturoppgradering, 300→420 kV-reinvestering), - mer fleksibilitet fra forbruk og elbil (kap. 5 og 7), - bedre utnyttelse av reservemarkeder med batterier der business case finnes.

Det er nettopp her gapet åpner seg: det teknisk-økonomiske potensialet er kjent, men realiseringstakten er lav.

Gap-analyse: fungerer dårlig i dag

Problem	Tall / beskrivelse	Hvorfor det er et gap	Kilde
Nord-sør prisforskjell	30–66 øre/kWh (2025) vs 15–31 (2024)	Samme land, svært ulike vilkår	NVE 17/2026
Snittpris midt/nord vs sør 2025	ca. 25 og ca. 10 vs ca. 55–77 øre/kWh	Fordeling og politikkpress	NVE
Reservert forbruk / produksjon	>8 000 / >7 000 MW (mars 2025)	Kø demper elektrifisering	Statnett
Datasenter i transmisjonskø	ca. 10 GW	Stort gap mot realisert ~3 TWh	NVE
Konsesjonstid	3 mnd – 2–4 år etter tildeling	Trege tilpasninger	NVE
Stasjonær BESS	Ingen betydelig frittstående kommersiell	Europa ~35 GW; SE >600 MW i reserver	NVE Fakta 03
O/U-realisering	5,4 GWh idrift 2025 vs ca. 5 TWh potensial	Kartlagt mulig ≠ gjort	NVE
Enøk i bygg	Mål –10 TWh til 2030; forbruk nesten flatt 2015–25	Instrumentene treffer ikke	NVE (kap. 7)

Tolkningsramme: tre «systemer» i ett

1. Energisystemet i normalår – overskudd, eksport, god forsyningssikkerhet. 2. Effektsystemet i stramme timer – flaskehalser, importbehov, pristopper. 3. Tilknytningssystemet – kø, reservert kapasitet, ledetider som bremser omstilling.

Status quo kan være «god» i (1) og samtidig «dårlig» i (2) og (3). Debatter som bare snakker om årlig TWh-overskudd misser poenget.

Hva bør gjøres

Konkrete tiltak er rangert i kap. 8. Status quo tilsier likevel en klar prioritetsrekkefølge:

A – Kan starte under dagens rammer

- Temperaturoppgradering og bedre utnyttelse av eksisterende nett (kap. 6). - O/U og løpehjulsskifte der konsesjon allerede tillater det (kap. 6). - Smart lading av elbiler og pris-/effektstyring (kap. 5 og 7). - Enøk i næringsbygg – største del av 13 TWh-potensialet (kap. 7). - Tilknytning på vilkår og realisering av tillatte prosjekter i pipeline.

B – Krever politisk/reguleringsmessig vilje

- Raskere konsesjon og mer forutsigbar tilknytning (Riksrevisjonen). - Tariff og stacking for batterier (RME). - Insentiver som gjør O/U bedriftsøkonomisk i stor skala. - Enøk-virkemidler som faktisk lukker gapet mot 10 TWh-målet.

Kostnader, nytte og trade-offs

Nytte ved dagens modell

- Lav klimabelastning per kWh i forbruk (høy fornybarandel). - Høy forsyningssikkerhet i normalår. - Eksportinntekter og integrasjon med Norden/Europa. - Flaskehalsinntekter som delvis reduserer nettleie (kap. 3).

Kostnader og skjevheter

- Regionale prisforskjeller gir ulik konkurranseevne og husholdningsbelastning. - Kø for tilknytning betyr tapt eller forskjøvet verdiskaping (datasenter, industri, elektrifisering). - Inntektsrammeregulering kan ifølge Riksrevisjonen gi insentiv til å utsette investeringer – et klassisk regime-trade-off mellom effektivitetsinsentiv og kapasitetsutbygging. - Import/eksport stabiliserer energi, men kan importere prisvolatilitet til sør.

Trade-off: mer kraft vs mer fleks

Mange debatter handler bare om «mer TWh». Status quo viser at effekt, nett og realiseringsevne er like bindende. Et ekstra TWh vannkraft uten nettkapasitet eller uten effekt der det trengs, løser ikke flaskehalsen i NO2 en mørk desembertime.

Nøkkeltall og figurer

[Figur: FIG-S-05 Reservert nettkapasitet] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

ID	Figur	Status
FIG-S-05	Reservert MW forbruk/produksjon/datasenter	generert
FIG-S-01-04	Produksjonsmiiks, forbruk sektor, kart	ikke generert

Usikkerheter

- Full tidsserie 2015–2023 for installert MW per teknologi er ikke tabellført i denne research-pakken (SSB StatBank kan fylle). - Datasenterstatistikk er ufullstendig og definisjonsavhengig. - Operasjonelle overføringsgrenser endres fortløpende. - Fornybarandel 96 % er klimadeklarasjon for levert strøm – ikke identisk med ren innenlandsk produksjonsandel. - Referanserente og detaljer i inntektsrammen endres årlig.

Kilder

NVE (kraftproduksjon, solkraft, statusrapport 17/2026, klimadeklarasjon); SSB elektrisitet (tabell 7 og 9, artikler 2024/2025); Energifakta Norge (kraftforsyning, nett, marked); Statnett (budområder, flytbasert markedskobling, tilknytningsstatistikk); RME (inntektsrammer 2025); Elhub (datasenter). Full research: deep-research/01-status-quo/.

Kapittel 3: Priser, svingninger og regionale forskjeller

Executive summary

Fra 2021 til 2022 gikk Norge – særlig Sør-Norge – inn i en priskrise. Deretter falt årsnivåene kraftig, men regionale skiller, ekstremtimer og negativpriser er blitt en del av det nye normalen.

År	Norge	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
2021	61	76	76	42	36	76
2022	134	194	213	43	25	193
2023	64	76	90	44	34	76
2024	42,8	48,7	58,2	32,6	27,0	47,5

Spot, øre/kWh, ikke KPI-justert. 2021–2023: NVE; 2024: Statnett Kraftmarkedsåret.

I 2024 var NO2 mer enn dobbelt så dyrt som NO4. 12. desember 2024 oversteg NO2 1050 øre/kWh i én time. Samtidig hadde NO1/NO2 over 200 timer med negative priser.

Hoveddriverne for 2021–22-krisen var europeisk gass- og CO₂-pris og lite tilsig i sør – ikke kablene alene. Statnett anslår at NordLink og North Sea Link sto for om lag 10 prosent av de svært høye sørprisene den gangen (langtidseffekt ca. 3–4 øre/kWh).

For husholdninger demper strømsøtte og Norgespris totalprisen kraftig. For laveste inntektsdesil i Sør-Norge vinteren 2021–22 utgjorde kraft (uten nettleie) 11 prosent av budsjettet uten støtte og 7,7 prosent med. Kraftintensiv industri er i stor grad skjermet via kontrakter, elavgift og CO₂-kompensasjon.

Så hva? Prisproblemet er ikke bare «høyt snitt», men volatilitet + geografi + fordeling. Tiltak som bare senker årssnittet uten å dempe topper eller lukke flaskehalser, treffer feil.

Dagens situasjon

Historisk utvikling 2021–2024

Fra krise til «lavere, men urolig»

Norges 2023-snitt (64 øre/kWh) var under halvparten av 2022-nivået (134). Sørnorske 2024-snitt lå om lag på en fjerdedel av 2022-krisenivåene. Lavere 2024-nivåer knyttes til bedre magasinifilling, vind og lavere kontinentalpriser (Statnett Kraftmarkedsåret 2024).

Det betyr ikke at husholdninger og bedrifter «er ferdige med krisen»:

1. Nivået er lavere, men 2. forskjellene mellom soner er store, og 3. timetoppene kan fortsatt være ekstreme.

Ekstremtimer og negativpriser

Hendelse	Verdi	Kilde
Høyeste time NO2 12.12.2024	>1050 øre/kWh	Statnett
Laveste time NO1/NO2 uke 32/2024	–71 øre/kWh	NVE
Negative timer NO1/NO2 2024	>200	Statnett
Negative timer NO3–NO5 2024	~150 hver	Statnett
Negative timer 2023 (4 av 5 soner)	>350	NVE/Statnett

Månedsmatrisen for 2023 (NVE) viste sterke sesong- og soneutslag: januar i sør rundt 127–129 øre/kWh, mens september ga 1 øre/kWh i NO1 og NO5 mot 58 i NO2. Det illustrerer at «årssnitt» skjuler dramatiske innad-år-variasjoner.

Drive bak prissvingningene

1. Flaskehalser og budområder

Begrenset overføringskapasitet skaper surplus i nord og smitte fra Europa i sør. Derfor er landet delt i NO1–NO5 (kap. 2). De største interne prisforskjellene har særlig knyttet seg til snittet mellom NO3 og NO1/NO5.

2. Europeisk gass, CO₂ og dunkelflaute

Hoveddriveren i 2021–22-krisen var mangedoblet europeisk gasspris, høyere CO₂-kvotepris og lite tilsig til sørnorske magasiner. Gasskraft er fortsatt viktig i perioder med lite sol og vind på kontinentet (dunkelflaute). Når kontinentet er dyrt, drar Sør-Norge mer enn Nord-Norge – fordi sør er sterkere koblet via kabler og snitt.

3. Kabler: del av bildet, ikke hele forklaringen

Statnett (mars 2022) vurderte at NordLink og North Sea Link sto for rundt 10 prosent av de svært høye sørprisene i krisen, med anslått langtidseffekt ca. 3–4 øre/kWh. Det er politisk viktig: kablene er hverken «uskyldige» eller «hovedskurken». De gir handel, forsyningssikkerhet og samfunnsøkonomisk nytte (kap. 7) og prissmitte.

North Sea Link har dessuten operativ kapasitet som kan være lavere enn navneplate: fra mars 2023 satt Statnett maksimal kapasitet til 1100 MW (ned fra installert 1400 MW) i begge retninger, blant annet begrunnet i presset forsyningssituasjon i Sør-Norge i 2022.

4. Hydrologi

Lite tilsig i sør forsterket krisen. God magasinfylling senket prisene i 2024. Hydrologi er situasjonsavhengig år for år – den forklarer ikke alene det strukturelle nord–sør-s skillet, men den forsterker det.

5. Flaskehalsinntekter – fordelingsventil

År	Flaskehalsinntekter	Merknad
2021	5,3 mrd. NOK	
2022	21,7 mrd. NOK (~12 mrd. innenlands, >9 mrd. utenlands)	Rekord; ~11 mrd. tilbake til nettkunder via inntektsramme
2024	895 mill. EUR totalt (2022: 2 168 mill. EUR)	Statnett systemansvar

Flaskehalsinntekter demper nettleie, men er ikke en treffsikker kompensasjon til den enkelte husholdning i dyre timer. De er en systemventil, ikke en personlig forsikring.

Regionale forskjeller: Sør vs. Nord

Mekanisme

Høy utvekslingskapasitet fra NO2 mot utlandet, der prisene ofte er høyere, kombinert med utilstrekkelig innføring av kraft inn til NO2, holder sørvestprisen oppe. Sørlege områder trekkes mer mot europeiske prisnivåer; Nord-Norge hadde i 2025 den laveste gjennomsnittsprisen på kraft i Europa (NVE statusrapport).

Forventning framover

NVE forventer reduserte nord–sør-forskjeller fra ca. 2030 ved nettforsterkninger og fallende nordlig kraftbalanse, men Nord-Norge forblir noe billigere (illustrativt ca. 62 mot landssnitt ca. 67 øre/kWh i 2030, normalår i LA25). Norge ventes fortsatt i snitt billigere og mer stabilt enn de fleste europeiske land takket være regulerbar vannkraft – men værårsspenntet kan være stort (ca. 40–100 øre/kWh rundt 2030).

Viktig: «Billigere i snitt enn Europa» er en dårlig trøst for en husholdning i NO2 en desemberkveld med 10 kr/kWh.

Husholdninger: totalpris, støtte og fordeling

Spotpris er bare én del av regningen. Forbrukeren betaler kraft + nettleie + avgifter, eventuelt minus støtte.

Periode	Total før støtte	Kraft	Nettleie	Avgifter	Etter støtte	Støtte
2025 (år)	141,7	66,2	36,3	39,2	125,1	16,5
1. kv. 2026	195,1	119,8	32,6	42,7	122,0	73,1

øre/kWh, SSB elektrisitetspriser.

Nettleien i 2025 var det høyeste registrerte i statistikken. Myndighetsstøtten steg fra 7,4 øre/kWh i 2024 til 16,5 i 2025.

Norgespris (fra 1. oktober 2025)

- Fast 50 øre/kWh inkl. mva (40 øre uten mva i Nordland/Troms/Finnmark) før påslag, nettleie og øvrige avgifter. - Månedlig tak 5 000 kWh (husholdning) / 1 000 kWh (hytte). - Binding til 31.12.2026; kan ikke kombineres med ordinær strømstøtte på samme måler. - Tidlig februar 2026: ca. 55 prosent av husholdningsforbruket nasjonalt (høyest i NO2 ca. 79 %, nær null i NO4).

I 1. kvartal 2026 dempet Norgespris mer enn ordinær støtte for dem som sto på ordningen (illustrativt 102,1 vs 40,5 øre/kWh i SSBs sammenligning av ordningseffekter).

Utbetalt husholdningsstøtte

26,4 → 16,4 → 3,7 mrd. kroner (2022–2024). Fallet speiler lavere spot, ikke nødvendigvis at sårbarheten er borte.

«Hvor dårlig for vanlige folk» – det beste desiltall vi har

For Sør-Norge vinteren 2021–22 var budsjetandelen til kraft (inkl. mva, uten nettleie/andre avgifter):

Inntektsgruppe	Uten støtte	Med støtte
Laveste desil	11 %	7,7 %
Høyeste desil	2,5 %	1,8 %

Kilde: SSB 2022. Merk: høyeste desil fikk mer støtte i kroner fordi forbruket stiger med inntekt.

Datahull: Oppdatert desilfordeling etter Norgespris (2025–26) finnes ikke i research-pakken. Betalingsproblemer og enøk-adopsjon er heller ikke tallfestet her.

Industri og kraftintensiv virksomhet

1. kvartal 2026:

Gruppe	Kraftpris ekskl. avgifter
Kraftintensiv industri	48,1 øre/kWh
Øvrig industri	110,3 øre/kWh

Spot-tilknyttede kontrakter for kraftintensiv lå på 113,2 øre/kWh, men utgjorde en langt lavere andel av omsatt kvantum enn i øvrig industri. Mye KII kjøpes på langsiktige fastpriskontrakter; derfor brukes nasjonal gjennomsnittspris (ikke områdespot) i mange sjokkanalyser.

Elavgift 2026 (Skatteetaten):

- Alminnelig sats: 7,13 øre/kWh - Redusert sats industri/bergverk: 0,60 øre/kWh - Fritak for kjemisk reduksjon, elektrolyse og visse metallurgiske/mineralogiske prosesser

CO₂-kompensasjon (Miljødirektoratet) er statsstøtte for å motvirke karbonlekkasje ved å dekke deler av strømprisøkningen knyttet til EUs kvotesystem.

Industrien er altså delvis skjermet – i motsetning til husholdninger som i spotmarkedet ser mer av den rå prisvolatiliteten, før støtteordninger.

Hva er mulig

Dempe volatilitet uten å «lukke Norge»

1. Mer overføringskapasitet nord–sør – reduserer prisforskjeller (NVE forventer bedring fra ca. 2030). 2. Fleksibilitet og lagring i sør – peak shaving og reserver (kap. 5). 3. Forbruksfleks og smart lading – reduserer topplast og nettleiepress (kap. 7). 4. O/U med effektøkning – mer regulerbar effekt der det trengs (kap. 6).

Trade-off: skjerming vs prissignal

- Sterk skjerming (Norgespris/støtte) beskytter sårbare, men svekker insentiv til enøk, sol, batteri og forbruksflytting.
- Rått prissignal gir effektivitet, men kan gi uakseptabel fordeling og politisk bakslag.

En robust strategi kombinerer målrettet skjerming med bevarte prissignaler for fleksibilitet – ikke det ene eller det andre alene.

Gap-analyse

Dimensjon	Dagens situasjon	Mulig forbedring	Gap	Hovedbarriere
Regional prisulikhet	NO2 >2× NO4 (2024)	Lavere gap etter 2030-nett	Stort nå	Flaskehalser, europeisk smitte
Timevolatilitet	>1050 øre topper; negative priser	Lagring/fleks demper	Stort	Lite stasjonær fleks i sør
Husholdningsrisiko	11 % budsjett laveste desil i krise	Bedre treffsikkerhet	Middels–stort	Støtte vs signal
Industri vs husholdning	KII langt lavere effektiv eksponering	Mer like vilkår?	Politisk	Kontrakter, avgift, kompensasjon
Data for «vanlige folk»	Ufullstendig Norgespris etter	Oppdatert desilstatistikk	Datahull	Manglende offisiell serie

Hva bør gjøres

A – Kan starte raskt

- Temperaturoppgradering og prioritert transportkanal-kapasitet (kap. 6).
- Smart lading og forbruksfleks for å unngå unødige topper.
- Transparent informasjon om totalpris (kraft+nett+avgift±støtte), ikke bare spot.
- Privat: vurder Norgespris vs spot for din profil; styr last (Enova-ordning).

B – Krever politisk/reguleringsmessig vilje

- Langsiktig avklaring av husholdningsskjerming etter 2026 som ikke dreper fleksinvesteringer.
- Nettførsterkninger nord–sør der samfunnsøkonomisk lønnsomt.
- Batteritariff/stacking slik at lagring kan dempe pristopper (kap. 5).
- Kabelpolitikk med eksplisitt fordelingsanalyse (forbruker/produsent, nord/sør).

Kostnader, nytte og trade-offs

Tiltakstype	Nytte	Kostnad / risiko
Kabler	Handel, forsyning, samfunnsøkonomi	Prissmitte, politisk konflikt
Støtte/Norgespris	Beskytter husholdninger	Skatteseddel, svekket enøk/sol-signal
Nett nord–sør	Lavere prisforskjeller	Ledetid, natur, kapital
Lagring/fleks	Demper topper	Tariffbarrierer, CAPEX
Flaskehalsinntekter	Demper nettleie	Ujevn treffsikkerhet

Nøkkeltall og figurer

[Figur: FIG-P-01 Spotpriser NO1–NO5 2024 og NO2 2022] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

ID	Figur	Status
FIG-P-01	Spot NO1–NO5 2024 + NO2 2022	generert
FIG-P-02–05	Histogram, husholdning total, Norgespris, KII	ikke generert

Usikkerheter

- Fullstendige sonevise årssnitt for 2025 og 2026 forelå ikke som ferdige serier i research-pakken. - NVE-dashbord (EPEX + valutakurser) kan avvike fra Nord Pool-serier. - Desilfordeling etter Norgespris mangler. - Betalingsproblemer og enøk-adopsjon er ikke tallfestet her. - Enhetskonvensjoner (øre/kWh vs NOK/MWh, mva) varierer mellom kilder.

Kilder

NVE kraftsituasjon 2023 og ukerapporter; Statnett Kraftmarkedsåret 2024 og kabler 2022; SSB elektrisitetspriser og artikkel om husholdningsøkonomi 2022; NVE/RME Norgespris og husholdningskostnader 2024; NVE LA25 og rapport 17/2026; Skatteetaten elavgift; Miljødirektoratet CO₂-kompensasjon. Full research: deep-research/02-priser-volatilitet/.

Kapittel 4: Fremtidige utfordringer og scenarier uten ekstra tiltak

Executive summary

Uten ekstra satsing på lagring, O/U, nett og fleksibilitet går Norge mot strammere kraftbalanse rundt 2030, økende effektknapphet og høyere prisvolatilitet – selv om normalårs-energibalansen i NVE-basis forblir positiv.

I NVE LA25-basisbanen stiger forbruket fra 134 TWh (2023) til 154 (2030), 172 (2040) og 190 (2050). Produksjonen stiger til 161 / 205 TWh; balansen svekkes til +7 TWh i 2030 og er +15 TWh i 2050. Statnett spenner forbruket i 2050 til 180–260 TWh. Uten mer ny produksjon enn det som er under utvikling begrenses veksten praktisk av priser til anslagsvis 25–30 TWh.

Effekt: i dag ca. 0,5 GW overskudd i strammeste timer; mot 2030 kan behovet øke 2–6 GW mens vintereffekt fra produksjon bare øker ca. 0,6 GW. Snittpris i basis ca. 67 øre/kWh i 2030 og 58 i 2050 (2023-kroner), med værårsspenn 40–100 rundt 2030.

BAU-konsekvens: dyrere og mer uforutsigbare timer, vedvarende tilknytningskø, risiko for at ny industri utkonkurrerer eksisterende, og at enøk- og fleksmål ikke nås. Kap. 5–8 er svarene på dette bildet.

Dagens situasjon (utgangspunkt for scenarioene)

Før vi ser framover, er utgangspunktet (kap. 2):

- Produksjon 2025: 161,8 TWh; bruttoforbruk 139 TWh; nettoeksport ca. 23 TWh. - NVE statusrapport 2025–2030: overskudd ca. 23 TWh (2025) → ca. 4 TWh (2030) i den banen. - NVE LA25: overskudd +7 TWh i 2030.

Begge peker samme vei: svekkelse mot 2030. Forskjellen 4 vs 7 TWh er metode- og antakelsesavhengig – ikke et tegn på at «alt er greit» i den ene banen.

Reservert nettkapasitet: ca. 8 000 MW forbruk pluss ca. 8 000 MW i kapasitetskø (Statnett/LMA-kontekst). Datasenter alene: ca. 10 GW i transmisjonskø/reservert – mens realisert forbruk er bare ca. 3 TWh i 2025. Gapet mellom ønsket og tilknyttet last er allerede et BAU-problem.

Hva er mulig – og hva basisbanene antar

Metode: hva «basis» og «BAU» betyr

Begrep	Betydning i denne rapporten
NVE LA25-basis	Vedtatte virkemidler og kjente drivere – ikke fulle politiske klimamål
Statnett Lav/Medium/Høy	Forbruksbaner med forutsatt mer balansert produksjonsvekst
BAU / uten ekstra tiltak	Fortsettelse uten forsterket lagring, O/U-satsing og fleks utover det som allerede ligger i offisielle baner

Ingen offisiell kilde merker et scenario eksplisitt «uten all ekstra lagring og O/U». Vi tolker derfor BAU via basis + sensitiviteter (lite fleks/lagring, forsinket nett, høy last).

Forbruksvekst til 2030–2050

NVE LA25 basisbane (TWh, normalår, temperaturkorrigert)

År	Total	Transport	KII	Datasenter	H ₂	Petroleum	Hush/tjen
2023	134	4	36	2	0	11	62

2030	154	8	40	6	1	16	61
2040	172	16	44	10	5	14	60
2050	190	22	49	13	9	13	57

Kilde: NVE Rapport 15/2025 (LA25).

Drivere: elektrifisering av transport, kraftintensiv industri, datasentre, hydrogen og petroleum. Husholdninger og tjenesteyting faller noe – effektivisering og bygningsmasse trekker ned, mens elbil og varmepumper trekker opp innenfor husholdningssegmentet.

Nedjustering: LA25 er ca. 18 TWh lavere enn LA23, særlig pga. lavere forventninger til hydrogen og batterifabrikker. Det er et signal om stor usikkerhet i «ny grønn industri».

Klimascenarioer over basis (NVE 24/2025):

Scenario	+TWh 2030	+TWh 2035	Priseffekt (øre/kWh, illustrativt)
Klimaplan	+3	+4	+2–3 (2030) / +4–5 (2035)
Klimatiltak	+8	+17	+7–9 (2030) / +16–21 (2035)

Disse holder produksjon og Europa delvis fast (ceteris paribus) – reelle effekter dempes hvis produksjon og enøk justerer.

Statnett LMA 2024–2050

Scenario	Forbruk 2050
Lav	180 TWh
Medium	220 TWh
Høy	260 TWh

Høy-scenarior: ca. +60 TWh til 2035 og +120 TWh til 2050, med mer vekst forskjøvet etter 2040. Uten mer ny produksjon enn prosjekter under utvikling begrenses forbruksveksten ifølge Statnett til anslagsvis 25–30 TWh av høy pris – en «prisventil» som bremser omstilling.

Produksjon og energibalanse

NVE LA25

År	Produksjon	Forbruk	Kraftbalanse
2023	156	134	+22
2030	161	154	+7
2035	181	162	+19
2040	192	172	+20
2050	205	190	+15

Produksjonsvekst mot 2050 (LA25):

Teknologi	Utvikling
Landvind	ca. +17 TWh til ca. 33 TWh i 2050
Havvind	ca. 17 TWh totalt i 2050
Vannkraft	ca. 137 → 147 TWh (+~10)
Sol	ca. 0,4 → 10 TWh (+~10)
Vannkraft effekt	under 5 GW økning til 2050

Statnett Medium – ny produksjon til 2050 (illustrativt)

Teknologi	Energi	Effekt
Sol	14,5 TWh	16 GW
Vannkraft	9 TWh	5 GW
Landvind	10 TWh	3 GW
Havvind	25 TWh	5,8 GW

Statnett forutsetter balansert vekst slik at energibalansen over tid er rundt null i Lav/Medium/Høy – et annet designvalg enn NVEs varige overskudd.

Effektbalanse og forsyningssikkerhet

Her ligger det mest underkommuniserte BAU-problemet.

Indikator	Verdi	Kilde
Effektoverskudd i strammeste timer i dag	ca. 0,5 GW	NVE 20/2022
Økt effektbehov mot 2030	+2–6 GW	NVE 20/2022
Økt tilgjengelig vintereffekt fra produksjon	ca. +0,6 GW	NVE 20/2022
Importbehov ved moderat vekst	inntil ca. 1,2 GW	NVE 20/2022
Statnett: behov vannkrafteffekt til 2050	ca. 5–6 GW for positiv effektbalanse	Statnett LMA
Ubalanser vs norske regulerkraftreserver	ubalanse > 3 000 MW kan overstige reserver ca. 1 800 MW	NVE 20/2022

Tolking:

1. Energi i tørrår er mindre skremmende enn før – importkapasitet gir backup. 2. Effekt i enkelttimer blir flaskehalsen. 3. Uten usikre investeringer i regulerbar vannkrafteffekt (og fleks) kan Norge få negativ effektbalanse innen få år, særlig i Medium/Høy forbruk.

Norden har allerede effektunderskudd som ventes å forsterkes mot 2030 (maksimalt effektbehov i størrelsesorden +6 GW i nordisk bilde – NVE 20/2022).

Klimarisiko for vannkraft

Under RCP8.5 (NVE rapport 50/2019):

Horisont	Energitilsig	Produksjon (dagens system)
Midt-århundre (2031–2060)	ca. +4 %	–
Slutt-århundre (2071–2100)	ca. +7 %	ca. +8 TWh/år

- Modelspredning: ca. –2 % til +15 %. - Vintertilsg år-til-år: spenn ca. 26 → 46 TWh. - Bretilsg kan øke midt i århundret og falle når isbreene smelter (f.eks. Svartisen-regionen).

Poeng for BAU: Klima gir ikke automatisk «mer gratis kraft som løser alt». Variabilitet kan øke, og produksjonsgevinsten er modellert med dagens system uendret – verk, nett og systembehov vil endre seg.

Gap-analyse: hva skjer hvis vi fortsetter som i dag

Dimensjon	Med planlagt politikk (basis)	Uten ekstra lagring/O/U/fleks	Konsekvens
Energibalanse 2030	+4 til +7 TWh	Strammere ved høy forbruk	Høyere priser, mindre rom for ny last
Effekt 2030	Risiko underskuddstimer	Forsterket	Importavhengighet i topplast

Pris 2030	~67 øre snitt; 40–100 værår	Flere topper/nullpriser	Husholdning + industri
Tilknytning	8+8 GW reservert/kø	Forblir flaskehals	Tapt verdiskaping
Enøk-mål 10 TWh	–	Bare ~1,3 TWh mer nedgang forventet	Mål nås ikke
Forbruksvekst	Opp mot 190–260 TWh	Prisbegrenset ~25–30 TWh	Omstilling bremser

Prisbilde i BAU (NVE/Statnett)

Indikator	Verdi
Norsk snittkraftpris 2030 (LA25, 2023-kr)	ca. 67 øre/kWh
Norsk snittkraftpris 2050	ca. 58 øre/kWh
Værårsspenn ~2030	ca. 40–100 øre/kWh
Statnett Basis fra 2040	ca. 50–55 €/MWh snitt i alle soner (utfallsrom ca. 35–70)
Sensitivitet: mindre termisk/batteri i Europa 2035	ca. +20 €/MWh vintersnitt i Sør-Norge

Statnett Basis antar for lite fleksibilitet/lagring til å fange opp fornybarveksten frem mot 2040: mange nullpriser, energitap, høy kortsiktig prisvariasjon.

Tilknytning og industri

Uten tilstrekkelig ny produksjon og nett:

- forbruksveksten begrenses av priser (25–30 TWh), - ny industri kan utkonkurrere eksisterende om de samme MW, - «vanlig forbruk» skal politisk skjermes fra tilknytningskø – men da presses annen last hardere.

Hva bør gjøres (peker frem til kap. 5–8)

BAU-analysen er argumentet for:

A – Start under dagens rammer

- O/U og løpehjul (kap. 6) - Temperaturoppgradering og 300→420 kV-reinvestering (kap. 6) - Smart lading og enøk (kap. 5 og 7) - Realisere tillatt pipeline

B – Krever politisk vilje

- Tariff/stacking for batterier - Raskere konsesjon - O/U-insentiver - Enøk-virkemidler som treffer 2030-målet - Disiplinert prioritering av datasenter/H₂ mot systemkapasitet

Uten A+B blir 2030 et stramt tiår selv med positiv normalårsbalanse.

Kostnader, nytte og trade-offs

Valg	Nytte	Risiko
Høy forbruksvekst uten fleks	Rask elektrifisering	Pristopper, kø, konflikt
Lav vekst via priser	Mindre press på nett	Tapt klima- og industriomstilling
Mer import i topplast	Billigere enn all ny effekt	Avhengighet, smitte av europeiske topper
Mer havvind/landvind	Energi	Aksept, nett, kannibalisering uten lagring
Mer H ₂ /datasenter	Verdiskaping	Fortrenger annen last

Nøkkeltall og figurer

[Figur: FIG-F-01 Forbruk LA25 vs Statnett] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-F-02 LA25 produksjon, forbruk og balanse] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-F-03 Effektbehov vs produksjon mot 2030] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

ID	Figur	Status
FIG-F-01	Forbruk LA25 vs Statnett L/M/H til 2050	generert
FIG-F-02	Energi balanse +22 → +7 → +15 TWh	generert
FIG-F-03	Effekt: +2–6 GW behov vs +0,6 GW produksjon	generert
FIG-F-04 / F-05	Pris-spenn, datasenter-kø	se FIG-P-01 / FIG-S-05

Usikkerheter

- Stort spenn NVE vs Statnett forbruk 2050 (190 vs 180–260). - Datasenter: 10 GW reservert kan i teorien implisere titalls TWh – de fleste får ikke nett innen 2030. - Havvind, H₂ og geopolitikk er jokere etter 2030. - Klimamodellspredning for tilsig (–2 til +15 %). - «Uten ekstra tiltak» er delvis tolket – ikke et offisielt merket scenario. - NVE 2022 understreker stor usikkerhet i kvantitative effektbalanse-resultater.

Kilder

NVE Rapport 15/2025 (LA25), 24/2025 (scenarioer), 17/2026 (status 2025–2030), 20/2022 (effektbalanse), 50/2019 (klimatilsig); Statnett LMA 2024–2050; SUP 2025. Full research: [deep-research/03-fremtid-scenarier/](#).

Kapittel 5: Energilagring – hjemmebatterier og nettbaserte batterier

Executive summary

Norge har verdensledende batterivolum i elbiler (over 900 000 personbiler og anslagsvis over 45 GWh samlet lagringskapasitet ved utgangen av 2025), men nesten ingen stasjonær, markedsdeltagende batteriflåte. NVE slår fast at det per 2026 ikke finnes frittstående kommersielle batterianlegg av betydelig størrelse, mens Europa allerede hadde om lag 35 GW installert batterikapasitet i 2024 og Sverige har bygget opp over 600 MW batteri i reservemarkedene fra 2020 til 2025.

Gapet er dermed både kapasitetsmessig (case- og pilotnivå versus europeisk utility-scale) og markedsmessig (begrenset value stacking, tariff-usikkerhet og DSO-eierskapsbegrensninger). Enova støtter privatpersoner primært gjennom pris- og effektstyrt energilagringssystem (25 prosent, maks 10 000 kroner) – det vil si styring av varmtvann, gulvvarme og elbil – ikke et dedikert kWh-tilskudd til stasjonært litiumbatteri. For bedrifter kan rene investeringer i konvensjonelle strømbatterier ikke støttes under Enovas fleksibilitetsprogram.

Hva bør gjøres: (A) realisere kommersielle BESS der business case finnes, standardisere nettilknytning, utnytte smart lading av elbilflåten; (B) reformere tariff og stacking-regler, avklare hybrid kundekategorier og vurdere systemnyttig støtte utover ren privatøkonomi.

Så hva? Uten lagring og forbruksfleks blir pristopper, reservebehov og flaskehalser i sør dyrere å håndtere – og elbilenes 45 GWh forblir et potensial, ikke en systemressurs.

Dagens situasjon

Stasjonær lagring: case, ikke flåte

Ifølge NVE Fakta 03/2026 finnes det ingen frittstående kommersielle batterianlegg av betydelig størrelse i Norge, og batteriers deltakelse i kraftmarkedet har vært lavere enn i nabolandene. Det skyldes i stor grad den regulerbare vannkraften, som demper kortsiktige prissvingninger og dermed investeringsinsentivene for ren arbitrasje. Allerede i 2024 beskrev NVE batterilagring som lite utbredt, med høy investeringskostnad og begrenset systemerfaring.

Det som finnes, er nisje- og nettformål – ikke en skalerbar kommersiell flåte:

Anlegg / case	Størrelse	Formål	Status	Kilde
Longyearbyen	8,8 MW / 9,2 MWh (2023)	Forsyning/stabilitet (Svalbard)	Idrift	NVE Fakta 04/2026
Smart Senja	2+0,8 MW / tilsvarende MWh (2021)	Spenning, øydrift	Idrift (pilot)	NVE Fakta 04/2026
Lierne	1 MW / 1 MWh (2023)	Nettkapasitet (~+30 %)	Idrift	NVE Fakta 04/2026
Future of The Fjords	2,4 MWh landbatteri (2018)	Ferge-lading i svakt nett	Idrift	NVE Fakta 04/2026
Måkaknuten (vind)	11,2 MW / 22,4 MWh	Hybrid ved vindkraftverk	Tillatelse nov 2025	NVE
REN Røros (plan)	4,9 MW / 12,2 MWh	Lokal nett/industri	Annonisert	NVE Fakta 04/2026

En bottom-up summering av eksplisitt omtalte stasjonære case i NVE Fakta 04/2026 gir i størrelsesorden minst 12–13 MW og 15+ MWh – ikke en full census, og langt unna europeisk skala. Bransje-/forskningsanslag om «om lag 50 MW» i Norge (RME sommerprosjekt / NORCE-kontekst) er usikre og ikke offisiell inventarliste. Det finnes heller ikke en offisiell nasjonal MW/MWh-tidsserie for stasjonær BESS.

Høsten 2025 er det annonsert planer om flere større anlegg, det største på 400 MW – plan, ikke idriftsettelse. Måkaknuten er første tillatelse til batteri i etablert vindkraftverk (ifølge NVE), og signaliserer at hybridisering er på vei inn i konsesjonspraksis.

Tolking: Norge har teknisk erfaring med batteri i svakt nett, ferge og øydrift – men ikke en utility-scale flåte som deltar systematisk i day-ahead, intradag og reserver slik Sverige og Tyskland har.

Det reelle batterivolumet: elbil

Ved utgangen av 2025 var det over 900 000 elektriske personbiler i Norge. Med en konservativ antakelse om 50 kWh per bil anslår NVE samlet lagringskapasitet på over 45 GWh. Til sammenligning var Norges gjennomsnittlige timesforbruk om lag 15 GWh i 2025, og det høyeste målte timesforbruket 25,3 GWh (6. januar 2026). Elbilflåten er altså et stort fleksibilitetsreservoar i potensial – men det er mobil lagring, ikke utility BESS, og V2G er i praksis pilotstadium.

Indikator	Verdi	Merknad
Elbiler (person)	>900 000	Utgangen 2025
Estimert lager	>45 GWh	50 kWh snitt (konservativt)
Snitt timesforbruk Norge	~15 GWh	2025
Topp timesforbruk	25,3 GWh	6. jan 2026
Forhold lager/topplast	~1,8×	Teoretisk – ikke aktiverbart 1:1

Over 100 batteridrevne ferger og passasjerbåter er i drift; landbaserte ladebatterier er etablert praksis for å unngå dyre nettoppgraderinger i svake punkt. Det er et viktig «skjult» segment: batteri som nettunngåelse, ikke som engrosmarkedsaktør.

Hjemmebatteri og Enova

NVE beskriver typisk husholdningsbatteri som opptil ca. 15 kWh i enebolig (høyere i større bygg). Offisiell nasjonal statistikk for installert hjemmebatteri (antall eller MWh) er ikke funnet i NVE-faktaarkene – et dokumentert datahull. Installert solkraft (SSB) var 918 MW i 2025; internasjonalt er sol ofte en driver for hjemmelagring, men i Norge er business case for sol+batteri svekket av lav solandel, Norgespris-debatt og nettleiestruktur.

Hva Enova faktisk støtter

Ordning	Støtte	Hva dekkes	Hva dekkes ikke
Pris- og effektstyrt energilagringssystem	25 %, maks 10 000 kr	Styring av ≥2 energilagre (varmtvann, gulvvarme, elbil m.m.), timepris, åpen HAN	Abonnement for styring; generisk «kjøp litiumbatteri»-kWh-tilskudd
Solcelleanlegg (privat)	25 %, maks 2 500 kr/kW	Solcelle	Batteri
Akkumulatortank / smart VVB (boligtak)	Inntil 5 000 / 4 000 kr	Termisk lagring	Litium-BESS
Samlet boligtak	25 % / 100 000 kr per bolig	Flere tiltak	–

Kritisk skille for politikk og media: Enovas «energilagring»-språk handler om styring av eksisterende lagre, ikke subsidiering av stasjonært litium. Enova har offentlig prioritert bort generisk hjemmebatteristøtte (siteret 2023; bekreftet i ordningslisten 2026).

Bedrift

For bedrifter sier Enovas program Fleksibilitet i energisystemet eksplisitt at prosjekter som kun omfatter investeringer i moden teknologi – for eksempel konvensjonelle batterier for lagring av strøm – ikke kan støttes. Støtteandelen for innovative piloter er typisk 30–50 prosent, med høye prosjekttak (opptil 25 mill. EUR pilot / 30 mill. EUR investering / 5 mill. NOK utredning per aktør/prosjekt-type). Under Varmesentraler finnes et valgfritt akkumulatortank-tillegg (+100 kr/kW) – igjen termisk, ikke litium.

Kostnader (internasjonalt og norsk privat)

Globalt har kostnadene for batterianlegg falt med om lag 90 prosent på under 15 år. NVE (Fakta 02/2026) siterer:

Kostnadsindikator	Verdi	Kilde / merknad
Frittstående batteri (gj.snitt)	<70 USD/kWh	NVE/Volta – cell/pack-nivå, ikke norsk EPC
EV-batteri	rett under 100 USD/kWh	NVE
Europa pack-pris vs Kina (2024)	+56 %	BNEF via NVE
Global litium-ion lagring	~1 250 → ~6 280 GWh (2020–2025)	IEA via NVE
Global batteri i kraftsektor	>184 GW / 442 GWh (aug 2025)	NVE
Utility installert (global IRENA-nivå)	~192 USD/kWh (2024)	IRENA via DR
Virkningsgrad nyere anlegg	85–95 %	NVE
Varighet typisk	1–12 timer	Begrenser dunkelflaute-rolle
Levetid	10–25 år / 2 000–12 000 sykluser	NVE
O&M (US-modell NREL)	2,5 % av CAPEX/år (fast)	Ikke norsk fasit

Norsk all-in installert hjemmebatteri i NOK/kWh finnes ikke som offisiell serie. Bransjeguider (sekundær, 2026) indikerer:

Segment	Intervall	Usikkerhet
Komplett bolig 8–12 kWh	ca. 60 000–110 000 NOK inkl. mva	Høy
All-in per kWh	ca. 5 000–14 000 NOK/kWh	Høy – merke, installasjon, mva
Typisk 10 kWh	ca. 65 000–110 000 NOK	Høy
Modul alene	ca. 4 500–8 000 NOK/kWh	Høy

Implikasjon: Et 10 kWh-system til 100 000 kr mot 10 000 kr Enova-støtte til styring (hvis man i det hele tatt kvalifiserer) viser gapet mellom «støtte til lagring» i debatten og faktisk virkemiddel.

Marked og regulering

Batterier kan etter prekvalifisering delta i alle fem nordiske reserveprodukter:

Produkt	Rolle (kort)
FFR	Hurtig frekvensrespons
FCR-D	Frekvensstabilisering (dynamisk)
FCR-N	Normal frekvensreserve
aFRR	Automatisk frekvensgjenoppretting
mFRR	Manuell frekvensgjenoppretting

Prekvalifiserte batterivolumer i Norge er mye lavere enn i Sverige (nordisk TSO-rapport april 2025). DR-lesing av figurer (partial – dobbeltsjekk før sitering som fasit):

Produkt (eks.)	NO (ca.)	SE (ca.)	Merknad
FFR	~8 MW	~297 MW	Per 1.1.2025 (DR)
FCR-D up	~1 MW	~608 MW	Samme
FCR-N	~0,4 MW	~297 MW	Samme

Fotnote: Prekvalifisert volum ≠ total installert kapasitet; samme batteri kan prekvalifiseres i flere markeder; tall er ikke aktiv budgivning.

Nettleie og eierskap

- Kunderide batterier betaler typisk energiledd inn og ut pluss fastledd per tilknytningspunkt. - Nettselskap (DSO) kan etter dagens regelverk eie batterier kun til nettførmål, ikke for energi-prisarbitrasje – det begrenser stacking for DSO-eide anlegg. - RME (sommerprosjekt 2025) peker på: uklare/heterogene nettstariffer (risiko for dobbeltbelastning), usikkerhet om omsetningskonsesjon, og svakere multi-marked value stacking enn i Tyskland og Sverige.

Hva er mulig

Internasjonale benchmarks

Indikator	Verdi	Kilde
Europa installert 2024	~35 GW	NVE Fakta 03/2026
Ny kapasitet Europa 2024	~11 GW / ~22 GWh	samme
Prognose Europa 2030	kan overstige 160 GW	EMMES via NVE
Tyskland andel av europeisk kapasitet	> 30 %	NVE
Tyskland husholdningsbatterier	2 millioner (2025)	NVE Fakta 03/2026
Sverige batteri i reserver	0 → > 600 MW (2020–2025)	NVE / Nordic TSO
Sverige kumulativ lagring (bransje)	nær 1,7 GWh utgangen 2024	sekundær via DR
UK: inntekt fra arbitrasje	17 % (2020) → 65 % (2025)	NVE / Modo
Norden samlet batteri 2030 (ekskl. EV)	nesten 1 800 MW	Nordic Energy Research 2024

I Europa skifter inntektsbildet fra nesten ren reservedominans mot value stacking med økende arbitrasje. Kort varighet (1–12 timer) begrenser litumbatteriers rolle i langvarig dunkelflaute – det erstatter ikke sesongmagasin, men kan dempe pristopper og levere effekt.

Teknisk potensial i Norge

Utility BESS

- Modulært og skalerbart; ledetid typisk kortere enn ny vannkraft eller ny linje når nettilknytning er løst. - Planer opptil 400 MW viser at aktører ser business case under endrede pris- og reserveforhold. - Hybridisering med vind (Måkaknuten) og lokal industri/flaskehals er de mest sannsynlige tidlige forretningsmodellene. - Systemverdi: FFR/FCR, peak shaving, utsettelse av nettinvestering, raskere tilknytning i svake knutepunkt.

Hjemmebatteri

- Tekniske grenser er lave; begrensningen er økonomi (Norgespris, nettleie, lav volatilitet i nord), kunnskap og manglende kWh-støtte. - Sterkest case: sol+batteri i sør, høy effektledd, backup-behov, eller deltakelse via aggregator – ikke «alle eneboliger i Norge».

Elbil / V1G / V2G

Lag	Beskrivelse	Realisme 5–10 år
V0 (ukontrollert)	Lading når bilen plugges	Dagens default – dyrt for nett
V1G (smart lading)	Flytte lading til billige timer	Høy – tariff + aggregator
V2G	Eksport fra bil til nett/hus	Lav–middels – pilot, regulering, toveis ladere

45 GWh er et øvre lager-volum; realiserbar systemfleksibilitet er langt lavere og avhenger av adferd, samtidighet, tariffer og (for V2G) toveis ladere. V2G i Norge er dokumentert som tidlig pilot (Evenstad ~9,5 kW, 2020), ikke skalert marked. NVE/RME har tidligere anslått at koordinert lading kan unngå nettinvesteringer i størrelsesorden ca. 11 mrd. kr vs ukoordinert lading ved full elbilpark (2019-tall – retning, ikke 2026-oppdatering).

Hvorfor lagring likevel har rolle i et vannkraftland

1. Effekt i enkelttimer – magasiner er sterke, men ikke overalt og ikke i alle knutepunkt (kap. 4). 2. Reservemarkeder – raske batterier er teknisk godt egnet for FFR/FCR. 3. Flaskehalser og regional pris – sør (NO1/NO2/NO5) har annen volatilitet enn nord. 4. Nettutsettelse – ferge, industri, lokal spenning: batteri som alternativ til linje. 5. Mer vind og sol – uten fleks øker nullpriser og topper (Statnett basis, kap. 4).

Lagring erstatter ikke O/U, enøk eller ny produksjon – det er komplementært (kap. 6–7).

Gap-analyse

Hoved-gap: tre nivåer (obligatorisk leseramme)

Tabellen under skiller eksplisitt dagens situasjon, teknisk potensial og økonomisk realistisk horisont. Tall er forankret i NVE/Nordic TSO/Enova der annet ikke er merket.

Segment	Dagens situasjon	Teknisk potensial	Økonomisk realistisk (10–15 år)	Gap-størrelse
Stasjonær utility BESS	Ingen frittstående kommersiell av «betydelig» størrelse (NVE Fakta 03/2026); bottom-up case $\geq 12\text{--}13$ MW; usikkert bransjeanslag ~ 50 MW	Hundrevis av MW-flere GW teknisk skalerbart; Europa allerede ~ 35 GW (2024)	Noen store case (planer opptil 400 MW); usikker nasjonal bane uten tariff/stacking	Stort
Hjemmebatteri	Offisiell stock ukjent; typisk ≤ 15 kWh hvis installert (NVE Fakta 02/2026)	Tyskland: 2 mill. anlegg (2025); teknisk grense lav	Lav-moderat uten sterkere prissignal / støtteform	Stort / dårlig målt
Elbil-lager $\rightarrow$ systemfleks	>45 GWh lager ($>900\,000$ biler); lav systemaktivering	Betydelig V1G; V2G teknisk mulig	Middels V1G realistisk; V2G sen	Stort på aktivering
Reserver (prekval. batteri)	NO $\ll$ SE (f.eks. FFR ~ 8 vs ~ 297 MW; DR partial)	Alle 5 nordiske produkter åpne	Vekst med flåte + aggregator + tariff	Stort vs SE

Detaljert gap etter dimensjon

Dimensjon	Dagens situasjon	Teknisk internasjonalt potensial /	Økonomisk realistisk 10–15 år	Gap	Hovedbarriere
Frittstående kommersiell BESS	Ingen av «betydelig» størrelse; case $\sim 10\text{--}50$ MW	Hundrevis av MW–GW teknisk	Planer opptil 400 MW; usikker bane	Stort	Insentiv, tariff, nettilknytning
Hjemmebatteri	Ukjent offisielt; typisk ≤ 15 kWh hvis installert	DE: 2 mill. anlegg	Lav-moderat uten bedre prissignal	Stort / dårlig målt	Kostnad, Norgespris, støtteform
Prekvalifisert i reserver	NO $\ll$ SE (FFR ~ 8 vs ~ 297 MW)	Alle 5 produkter teknisk mulige	Vekst med flåte + aggregator	Stort vs SE	Lite volum, vannkraft konkurrerer
Value stacking	Begrenset	3–5+ inntektsstrømmer	2–4 realistisk ved reform	Stort	Regulering/tariff
Elbil som fleks	>45 GWh lager, lav systemaktivering	Betydelig V1G/V2G	Middels V1G; V2G sen	Stort	Adferd, tariff, teknologi
Offisiell statistikk	Mangler MW/MWh-serie	Full inventarliste	Lav kostnad å etablere	Målbart	Prioritering NVE/SSB

Narrativ: Norge har «batterier overalt i bilene» og «nesten ingen batterier i kraftsystemet» som kommersiell stasjonær ressurs. Det er det motsatte mønsteret av Tyskland (husholdning) og Sverige (reserver).

Gap mot 2030 – hva kan tallfestes?

Størrelse	Tall	Begrensning
Norden 2030 (ekskl. EV)	$\sim 1\,800$ MW	Regionalt – ikke Norge-allokering
Norge i dag (usikkert)	$\sim 10\text{--}50$ MW	Ikke offisiell census
Planer	opptil 400 MW enkeltanlegg	Plan $\neq$ COD

Nasjonalt 2030-mål for BESS	Ikke funnet som offisiell MW-target	Gap ikke beregnbart som «X vs Y» fra primærkilde alene
-----------------------------	-------------------------------------	--

Konklusjon: gapet er kvalitativt og internasjonalt klart (NO << SE/DE/EU), men ikke et enkelt «mangler Z MW til 2030-mål»-tall fordi målet mangler.

Hva bør gjøres

A – Kan starte raskt (lavthengende)

1. Realisere kommersielle BESS der reservemarked, flaskehalser eller industripeak gir case – uten å vente på ny støtteordning. 2. Standardiserte nettilknytningsløp og bruk av NVE søknadsveileder for batterianlegg (2026); kortere usikkerhet = lavere CAPEX-risiko. 3. Smart lading (V1G) av elbilflåten via tariffer og aggregatorer – utnytter 45 GWh-potensialet uten V2G-kompleksitet. 4. Privat: pris- og effektstyring (Enova 10k), sol der det lønner seg; stasjonært batteri kun etter regnestykke (prisområde, forbruk, effektledd, Norgespris). 5. Nettformål-batterier der DSO har dokumentert nettnytte (ferge, svakt nett, spenning) – allerede etablert praksis. 6. Hybrid vind/sol+batteri der tillatelse og nettkapasitet finnes (Måkaknuten-type).

B – Krever politisk/reguleringsmessig vilje

1. Tariffrefrom for BESS (RME: kap. 15 «produsent», unngå dobbelt nettleie, hybrid kundekategori, nasjonal veileder). 2. Value stacking-veileder og harmonisering med nordiske reservemarkeder – slik at FFR+arbitrasje+lokal fleks kan kombineres uten juridisk gråsoner. 3. Vurdere systemnyttig støtte til lagring som leverer dokumenterbare nett- eller reservegevinsten – uten å subsidiere ren privat luksus. 4. Offisiell statistikk for stasjonær batterikapasitet (MW/MWh) hos NVE/SSB – uten tall er gap-styring umulig. 5. V2G-rammer (eksport, skatt, nettleie) når teknologi og marked er modent nok. 6. Brann- og plasseringskrav som er forutsigbare for store anlegg nær knutepunkt (NVE/DSB) – reduserer «ukjent risiko»-premie.

Kostnader, nytte og trade-offs (cost–benefit)

Kostnader (kvantifisert der research finnes)

Segment	Nivå	Enhet	Kilde	Usikkerhet
Global frittstående (pack/cell)	< 70	USD/kWh	NVE Fakta 02/2026 (Volta)	Ikke norsk EPC
EV-batteri snitt	rett under 100	USD/kWh	NVE Fakta 02/2026	–
Europa pack vs Kina (2024)	+56 %	–	BNEF via NVE	–
Utility installert (global)	ca. 192	USD/kWh	IRENA 2024 via DR	Europa høyere enn Kina
Kostnadsfall batterianlegg <15 år	ca. 90 %	–	IEA via NVE	Globalt
Hjemme all-in Norge	ca. 5 000–14 000	NOK/kWh	Bransjeguider 2026	Høy – ikke offisiell
Typisk 10 kWh bolig	ca. 65 000–110 000	NOK inkl. mva	Bransje	Høy
Enova privat max (styring)	10 000	NOK (25 %)	Enova primær	Lav
Enova sol privat	25 %, maks 2 500	NOK/kW	Enova	Lav
O&M (US-modell)	ca. 2,5 % CAPEX/år	–	NREL ATB	US-antakelse
Virkningsgrad nyere anlegg	85–95	%	NVE	–
Smart lading vs ukoordinert	unngår ca. 11	mrd. NOK dist.nett	NVE/RME 2019	Scenario ved full elbilpark

Nytte (kvalitativ + tall der mulig)

Aktør	Nytte	Tallfesting
System / TSO	Frekvens/reserver, ubalanse, rask effekt	SE: >600 MW batteri i reserver 2020–2025
DSO	Peak shaving, spenning, utsatt reinvestering	Lierne: ~+30 % nettkapasitet (1 MW/1 MWh)
Forbruker	Effektledd, sol-egenforbruk, backup	Enova 10k demper terskel for styring
Samfunn	Dempede pristopper, mer plass i nettet	UK: arbitrasje-andel 17 %→65 % av batteriinntekt (2020–25)
Produsent (hybrid)	Mindre avkorting, prisingst	Måkaknuten 11,2 MW / 22,4 MWh tillatt

Cost–benefit-skisse per case (illustrativ — ikke NVE-fasit LCOS)

Case	CAPEX (orden)	Hovednytte / inntekt	Break-even avhenger av	Samfunnsøkonomisk merknad
10 kWh hjemme	~70–110k NOK	Effektledd + sol + backup	Nettleie, solandel, Norgespris	Privat nytte; systemnytte begrenset uten aggregator
Styring (Enova)	lav; max 10k støtte	Flyttet last / lavere topp	Forbruksmønster	Høy samfunnsnytte per krone — eksisterende lagre
V1G smart lading	lav (app/tariff)	Unngått nettinvestering	Adopsjon	Inntil ~11 mrd. unngått dist.nett (2019-scenario)
1 MW / 1 MWh nett	prosjektspesifikk	Unngått linje / spenning	Alternativ nettkostnad	Ofte sterk lokal CBA
10–50 MW reserve-BESS	tier-2 CAPEX	FFR/FCR + (evt.) arbitrasje	Stacking-regler, prekval.	Svak uten B-tariff i NO
400 MW plan	stor industriell	Multi-market	Nett, markedsføring COD,	Plan ≠ realisert

Poeng: uten offisiell norsk LCOS er prioritering delvis skjønn – parallelt med manglende O/U-LCOE i kap. 6. A-tiltak (styring, V1G, nettførmål-BESS) har best dokumentert nytte/kostnad nå; storskala BESS trenger B for å scale.

Begrensninger og trade-offs (ærlige)

- Litium erstatter ikke sesongmagasin eller tørrårsberedskap (>87 TWh magasin vs 1–12 timer typisk BESS-varighet).
- Brannrisiko og beredskap ved store anlegg nær knutepunkt (NVE Fakta 04/2026; DSB-veiledning). - Fordeling: hjemmebatteri favoriserer dem med kapital, sol og bolig – kan øke ulikhet uten treffsikre ordninger. - Norgespris (50 øre/kWh inkl. mva, tak 5 000 kWh/mnd) demper privat business case for sol/batteri. - Materialer og geopolitikk (Kina-dominans; Europa +56 % pack-pris vs Kina 2024). - Kannibalisering: hvis alle BESS jager samme FCR-pris, faller inntekten (europisk erfaring). - Vannkraft konkurrerer om reserveinntekter – batteri må vinne på hastighet og lokasjon.

Nøkkeltall og figurer

[Figur: FIG-L-01 Batteri Norge vs SE vs Europa] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-L-03 Enova styring vs hjemmebatteri-CAPEX] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-L-04 Elbil-lager vs timesforbruk] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-L-06 Prekvalifisert batteri NO vs SE] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

ID	Figur	Status
----	-------	--------

FIG-L-01	Installert batteri Norge (case) vs SE reserver vs Europa	generert
FIG-L-03	Enova: styring 10k vs typisk batteri-CAPEX	generert
FIG-L-04	Elbil 45 GWh vs timesforbruk 15–25 GWh	generert
FIG-L-06	Prekvalifisert FFR/FCR: NO vs SE	generert
FIG-L-02 / L-05 / L-07	Øvrige (per innbygger, stacking, kostnadsfall)	ikke generert

Usikkerheter

- Ingen offisiell nasjonal BESS- eller hjemmebatteristatistikk. - Eksakte prekvalifiserings-MW for NO bør dobbeltsjekkes i TSO-figur før sitering som fasit (DR partial). - Privat LCOE/tilbakebetaling under Norgespris er ikke NVE-fasit. - 400 MW-planer kan forsinkes eller skrinlegges. - «~50 MW» er usikkert bransjeanslag, ikke census. - Norden 1 800 MW (2030) er ikke allokert til Norge. - Om stasjonært litium kan telles som ett av to «energilagre» under Enova privat er ikke bekreftet på primærsidene (eksempler er termisk + elbil). - Utility CAPEX i NOK for norske prosjekter mangler – globale USD/EUR er proxy.

Kobling til øvrige kapitler

Kapittel	Kobling
2 Status quo	Magasin er sesongbatteri; BESS er time/døgn og lokal
3 Priser	Volatilitet i sør driver arbitrasje; Norgespris demper privat case
4 Fremtid	Effektknapphet +3–6 GW-behov – lagring er del av svaret
6 O/U og nett	Batteri kan utsette linje; O/U gir mer regulerbar MW
7 Komplementære	Enøk, forbruksfleks, aggregatorer
8 Anbefalinger	A/B-rangerte tiltak for lagring

Kilder (synlige primær-/sekundærkilder)

Tema	Kilde	URL / referanse
Ingen betydelig frittstående kommersiell BESS	NVE Fakta 03/2026	https://publikasjoner.nve.no/fakta/2026/fakta2026_03.pdf
Elbil >45 GWh, kostnader, tech	NVE Fakta 02/2026	https://publikasjoner.nve.no/fakta/2026/fakta2026_02.pdf
Case (Longyearbyen, Senja, Lierne, ...)	NVE Fakta 04/2026	https://publikasjoner.nve.no/fakta/2026/fakta2026_04.pdf
Måkaknuten 11,2 MW / 22,4 MWh	NVE press (nov 2025)	NTB/NVE tillatelse batteri i vindkraftverk
Enova styring max 10 000 kr	Enova	https://enova.no/nb/privat/bolig/stotte/pris-og-effektstyrt-energilagringssystem
Enova sol 25 % / 2500 kr/kW	Enova	https://enova.no/nb/privat/bolig/stotte/solcellenlegg
Enova bedrift: konvensjonelle batterier	Enova fleksibilitet	https://enova.no/nb/bedrift/energisystem/.../fleksibilitet-i-energisystemet

Reserver NO vs SE	Nordic TSO april 2025	Batteries in the Nordic reserve markets (PDF)
Tariff/stacking-barrierer	RME sommerprosjekt 2025	https://www.nve.no/media/18953/sommerprosjekt-rme-2025.pdf
Nettleie batteri	RME	Batterier tilknyttet nettet (nve.no)
Smart lading ~11 mrd.	NVE/RME 2019	nve.no RME-nyhet smart lading
Norden 1800 MW 2030	Nordic Energy Research 2024	pub.norden.org
Utility CAPEX global	IRENA 2024	irena.org

Full facts-tabell og usikkerhetslogg: [deep-research/04-lagring/](#). Nettside: [/kilder/](#).

Kapittel 6: Oppgradering og modernisering av eksisterende kraftverk og nett

Executive summary

Opprusting og utvidelse (O/U) av eksisterende vannkraft og bedre utnyttelse av eksisterende nett er blant de lavest hengende fruktene i det norske kraftsystemet – men bare hvis vi skiller teknisk-økonomisk potensial fra det som faktisk bygges.

NVE anslår ved starten av 2026 et foreløpig teknisk-økonomisk O/U-potensial på om lag 5–6 TWh/år ekstra produksjon og om lag 7–8 GW økt effekt (rundt 14 GW når pumpekraft inngår i databasen, med litt lavere nettoproduksjon). Samtidig ble bare 5,4 GWh O/U satt i drift i 2025, mens pipeline med endelig tillatelse uten idrift var 1,14 TWh. Gapet mellom kartlagt potensial og realisering er dramatisk.

Statnett planlegger 150–200 milliarder kroner i transmisjonsnett og digitalisering over ti år, med eksplisitt strategi: utnytte eksisterende nett først. Temperaturoppgradering gir typisk 60–80 prosent mer kapasitet på eldre ledninger; ca. 100 luftledninger planlegges over 10–15 år. Ny transmisjonsledning kan ta opptil ca. 14 år.

Hva bør gjøres: (A) løpehjulsbytte og O/U innenfor konsesjon, realisere tillatt pipeline, temperaturoppgradering og 300→420 kV-reinvestering; (B) sterkere O/U-insentiver, raskere konsesjon (jf. Riksrevisjonen), og ærlig LCOE for O/U som NVE i dag ikke publiserer.

Så hva? Hvert år uten realisering av tillatt O/U og uten temperaturoppgradering er et tapt år med mer effekt og mer transport – mens forbrukskøen vokser (kap. 2 og 4).

Dagens situasjon

Vannkraft – aldrende anlegg, kjent potensial

Store deler av norsk vannkraft ble bygget fra 1950- til 1980-tallet. Selv med godt vedlikehold nærmer mange anlegg seg teknisk levetid, samtidig som systemet trenger mer effekt og rask regulering i et mer væravhengig Norden/Europa.

Opprusting øker virkningsgrad (maskin, vannvei, automatisering) – ofte uten store nye naturinngrep. Utvidelse øker vannmengde eller fall (slukeevne, magasin, overføringer) – og er typisk konsesjonspliktig. Noen tiltak kan gjøres innenfor eksisterende konsesjon; andre krever ny behandling og konsekvensutredning.

Indikator	Verdi	Kilde
O/U potensial energi (2026, foreløpig)	ca. 5–6 TWh/år	NVE
O/U potensial effekt	ca. 7–8 GW (ca. 14 GW m/pumpe)	NVE
Ny vannkraft totalt potensial	ca. 20 TWh	NVE 2026
Eldre O/U-anslag (2020)	6–8 / 7,6 TWh	NVE Fakta 6/2020; NOU 2023
Løpehjulsbytte fullt / resterende	ca. 1,5 / ca. 1,2 TWh	NVE Fakta 3/2025
Historisk O/U (~20 år til 2020)	nær +5 TWh	NVE
O/U idrift 2025	5,4 GWh	NVE Ny kraft
Tillatt ikke idrift (Q4 2025)	1,14 TWh (67 prosj.)	NVE
... herav under bygging	0,38 TWh	NVE
... herav tillatt ikke bygd	0,76 TWh	NVE
I aktiv behandling	0,73 TWh (37 prosj.)	NVE
LMA 2050: vannkraft	+10 TWh; <5 GW effekt	NVE LA25/LMA

Potensialtrinn – ikke bland begrepene

NVE skiller eksplisitt:

teoretisk → teknisk → teknisk-økonomisk → økonomisk → realistisk

Offisielle O/U-tall er teknisk-økonomiske (overordnet egnethet + kostnadsnivå; vernede områder ekskludert). Realistisk potensial – der miljø, samfunn, nett og investeringsbeslutning tas med – er betydelig lavere. Derfor er «5 TWh på bordet» ikke det samme som «5 TWh som bygges til 2035».

LMA forventer +10 TWh vannkraft og under 5 GW effekt til 2050 – under teknisk-økonomisk potensial nettopp fordi ikke alt realiseres.

Løpehjulsbytte – den «enkleste» energien

NVE Fakta 3/2025 anslår potensial for turbinopprusting ved løpehjulsbytte i kraftverk over 10 MW til ca. 1,5 TWh ved fullt bytte, basert på formelen $\Delta\eta = 0,087 \cdot X$ (alder). Resterende potensial er ca. 1,2 TWh ved inngangen til 2026. Nedjustering av løpehjulsgevinst forklarer om lag 3,4 TWh av fallet i totalpotensial siden 2020-anslaget (7,6 TWh).

Datahull: NVE mangler systematisk oversikt over konsesjonsfrie løpehjulsbytter – pipeline-tall undervurderer derfor ren opprusting.

Historisk takt vs. 2025

Over ca. 20 år frem til rundt 2020 gjennomgikk om lag halvparten av norsk vannkraftproduksjon reinvestering og/eller O/U, med nær +5 TWh økt produksjon. I 2025 ble bare 5,4 GWh O/U satt i drift i formell statistikk – i størrelsesorden 0,1 % av det årlige teknisk-økonomiske energipotensialet på ett år. Det er ikke en «bærekraftig årlig rate for alltid», men det illustrerer at tempoet ikke matcher potensialnarrativet.

Nett – store investeringer, lange ledetider

Indikator	Verdi	Kilde
Statnett plan 10 år (2025–2034)	150–200 mrd NOK	SUP 2025
Investering realisert 2025	10,6 mrd NOK	Statnett
Tidligere ramme 2023–2032	100–150 mrd	Statnett/RME
Temperaturoppgradering	+60–80 %; ca. 100 ledninger	SUP 2025
Ledetid ny transmisjon	inntil ~14 år	NGDP 2025
Inntektsramme nett 2025	41 mrd NOK	RME
Målnett	420 kV mot 2050	SUP/NGDP

Statnett prioriterer:

1. Utnytte eksisterende nett først – raskere og langt lavere kostnad enn nybygg. 2. Temperaturoppgradering av eldre luftledninger. 3. Reinvestering 300 → 420 kV der anlegg uansett må byttes – mye høyere overføringskapasitet uten nødvendigvis vesentlig merkostnad vs. erstatte 300 kV «likt for likt». 4. Prioriterte transportkanaler: bl.a. NO5–NO2, NO2–NO1, NO3–NO1, Helgeland–Sverige (NO4–SE2); storbyer; Finnmark.

Riksrevisjonen (Dok 3:7, 2024–2025) finner det kritikkverdig at nettkapasitet ikke er økt i takt med behov, at nett er fullbooket, at planlegging og konsesjon tar for lang tid, og at inntektsregulering kan gi insentiv til å utsette investeringer. Det er et systemisk hinder for både forbrukstilgang og fornybarutbygging.

Datahull: Verifiserte tall for kostnad per frigjort MW eller per km (oppgradering vs. ny linje) er ikke funnet i inspiserte primærkilder – bare kvalitative «raskere og billigere»-påstander.

Pumpekraft

Indikator	Verdi	Merknad
Eksisterende PSP (litteratur)	ca. 10 anlegg / ca. 1 370–1 400 MW	Pitorac m.fl.; partial

O/U-database m/pumpe	ca. 14 GW effekt	Aggregat, ikke realistisk program
Nasjonal potensialstudie m/miljøfilter	Nei (NVE 2011: ikke beregnet)	Datahull
Illvatn (Hydro) m.fl.	Case under utvikling	Oppdater status fortløpende

Pumpekraft gir effekt og tidsforskyvning (pump når billig, produser når dyr), men bruker strøm – nettoproduksjon kan være lavere mens systemverdien er høy. Uten full miljø- og nettkapasitetskartlegging er 14 GW et databaseaggregat, ikke en utbyggingsplan.

Hva er mulig

Hvorfor O/U og nettoppgradering er «lavhengende»

Uttrykket er politisk/bransjespråk – NVE bruker det ikke som formell kategori – men begrunnelsene er solide:

1. Eksisterende inngrep – fall, dammer, traseer er allerede der; lavere konfliktgrad enn mange grønnfelt-prosjekter. 2. Ofte kortere prosess for ren opprusting enn ny kraft (innenfor konsesjon = fritatt ny behandling). 3. Høy systemverdi per TWh når tiltaket gir effekt (7–8 GW er mer relevant for topplast enn energitall alene – jf. kap. 4). 4. Politisk prioritering – Meld. St. 36: bærekraftige, samfunnsøkonomisk lønnsomme O/U skal prioriteres i konsesjonskøen. 5. Statnett sier eksplisitt at bedre utnyttelse gir kapasitet raskere og billigere enn nybygg. 6. Historisk bevist – nær +5 TWh over 20 år viser at O/U kan levere i stor skala når rammevilkårene treffer.

Case: dokumentert effektutvidelse

HydroCen/PotOUT (2023) dokumenterer realistiske case i utbygde vassdrag:

Case	Effekt	Energi	Merknad
Nedre Røssåga	+100 MW	+200 GWh	PotOUT
Lysebotn II	+160 MW	+180 GWh	PotOUT
CEDREN (sitert)	teknisk ca. 20 000 MW	–	Teknisk, ikke realistisk NVE-tall

Poenget er ikke at 20 GW er «klart til bygging», men at effektutvidelse i eksisterende system er et reelt teknisk rom – som LMA bare delvis tar inn (<5 GW til 2050).

Kostnadsreferanser (O/U-LCOE mangler)

NVE har ikke anslått LCOE for O/U; O/U er holdt utenfor kostnadsverktøyets datagrunnlag for ny kraft. Det er et alvorlig analysehull for samfunnsøkonomisk rangering – uten tall blir «O/U er billigere enn ny vind» en plausibel hypotese, ikke en NVE-bevist ranking.

Teknologi	LCOE ca. (2024, NVE)	Merknad
Ny vannkraft > 10 MW	ca. 43 øre/kWh (29–57)	partial bekreftelse
Ny vannkraft < 10 MW	~43 (34–52)	samme kilde-familie
Landbasert vind	ca. 42 (34–50)	
Bakkesol	ca. 66 (59–72)	
Sol hustak	ca. 129	
Landvind CAPEX idrift 2022	12 340 NOK/kW	+ O&M 12 øre/kWh
O/U	Ikke anslått	Holdt utenfor

Ledetids-arbitrage: oppgradering vs. ny linje

Tiltak	Typisk tidsskala	Kapasitetsgevinst	Kostnad (kvalitativt)
Temperaturoppgradering	År, ikke tiår	+60–80 % på eldre ledning	Lav vs ny linje

300→420 kV reinvestering	I takt med levetid	Mye høyere overføring	Liten merkostnad vs 300→300
Ny transmisjonsledning	Inntil ~14 år	Ny korridor	Høy
O/U innenfor konsesjon	Kort–medium	Energi + ofte effekt	Caseavhengig
O/U med utvidelse/KU	Medium–lang	Større energi/effekt	Høyere + miljø

I en situasjon med tilknytningskø og effektknapphet mot 2030 (kap. 4) er tidsgevinsten like viktig som ren LCOE.

Gap-analyse

Hoved-gap: tre nivåer (dagens situasjon | teknisk potensial | økonomisk realistisk)

Segment	Dagens situasjon	Teknisk potensial	Økonomisk realistisk	Gap
O/U energi	5,4 GWh idrift 2025 (NVE Ny kraft); 1,14 TWh tillatt ikke idrift	Tekniskt-økonomisk ca. 5–6 TWh/år (NVE 2026, foreløpig)	LMA: del av +10 TWh vann til 2050 — betydelig lavere enn 5–6 TWh fullt ut	Stort (realisering)
O/U effekt	Lav realiseringstakt	ca. 7–8 GW (ca. 14 GW m/pumpe i database)	LMA: <5 GW vannkrafteffekt til 2050	Stort
Løpehjul	Delvis; datahull konsesjonsfritt	ca. 1,5 TWh fullt / ca. 1,2 TWh resterende (>10 MW)	Høy «letthet» innenfor konsesjon	Middels
Temp.nett	Delvis i gang	ca. 100 ledninger; +60–80 % kapasitet	Høy gjennomføringssannsynlighet (Statnett plan)	Middels (tempo)
Pumpekraft	ca. 1,4 GW eksisterende (litteratur)	Databaseaggregat ca. 14 GW effekt	Case-for-case; ingen full miljøfilterstudie	Stort + dårlig kartlagt

Detaljert gap etter dimensjon

Dimensjon	Dagens situasjon	Teknisk-økonomisk potensial	Realistisk forventet	Gap	Barriere
O/U energi	5,4 GWh idrift 2025; 1,14 TWh tillatt	~5–6 TWh	LMA: del av +10 TWh vann til 2050	Stort	Lønnsomhet, skatt, anleggsstans, konsesjon
O/U effekt	lav realisering	~7–8 GW	LMA: <5 GW effekt til 2050	Stort	Investeringsnett, marked for effekt
Løpehjul	delvis; datahull konsesjonsfritt	1,2 TWh resterende	høy «letthet»	Middels	Reinvesteringstakt
Pipeline vs potensial	1,14 / ~5 TWh ≈ 23 %	–	–	Stort	Gjennomføring + mer potensial utenfor pipeline
Behandling + tillatt	(1,14+0,73)/5 ≈ 37 %	–	–	Fortsatt stort til 100 %	–
Temp.nett	delvis	~100 ledninger	høy	Middels	Kapasitet Statnett/leverandør
300→420 kV	pågående strategi	Målnett 2050	avhenger av reinvesteringstakt	Middels	Kapital, tillatelser
Pumpekraft	~1,4 GW	database ~14 GW effekt	case	Stort + dårlig kartlagt	Miljø, CAPEX, case, manglende nasjonal studie
O/U-LCOE	mangler	–	–	Analysehull	NVE-prioritering

Kjernefunn: På ett år (2025) realiserte Norge i formell O/U-statistikk i størrelsesorden én tusen del av det årlige teknisk-økonomiske energipotensialet (5,4 GWh / ~5 000 GWh). Selv om realistisk potensial er lavere enn 5 TWh, er

tempoet ikke i nærheten. Samtidig ligger 0,76 TWh med tillatelse uten å være under bygging – kapital og beslutning, ikke bare konsesjon.

Gap mot effektbehovet (kobling kap. 4)

Behov (kap. 4)	O/U/nett-svar
+2–6 GW effektbehov mot 2030	O/U kan levere del av 7–8 GW potensial – men LMA tar bare inn <5 GW til 2050
Nord-sør-flaskehals	Temp.oppgradering + transportkanaler + 420 kV
Tilknytningskø 8+8 GW	Bedre utnyttelse av eksisterende nett først
Prisvolatilitet sør	Mer effekt og mer transport demper topper

O/U alene løser ikke forbruksvekst mot 190–260 TWh – men det er blant de raskeste måtene å få mer regulerbar MW uten nye vassdrag.

Hva bør gjøres

A – Kan starte raskt (lavthengende)

1. Løpehjulsskifte og annen opprusting innenfor konsesjon – 1,2 TWh resterende er «enkleste» energi; ingen ny politikk nødvendig. 2. Realisere 1,14 TWh tillatt pipeline – særlig de 0,76 TWh som har tillatelse men ikke bygges; kapital og gjennomføring. 3. Temperaturoppgradering etter Statnetts plan (~100 ledninger over 10–15 år). 4. 300→420 kV-reinvestering der anlegg uansett må byttes – unngå «likt for likt» 300 kV. 5. Tilknytning på vilkår og bedre utnyttelse av eksisterende nett for å frigjøre kø (fleksibel last, batteri jf. kap. 5). 6. Dokumentere konsesjonsfri opprusting bedre – slik at nasjonal takt ikke undervurderes i statistikken.

B – Krever politisk/reguleringsmessig vilje

1. Insentiver for O/U (skatt, avskrivning, marked for effekt) slik at teknisk-økonomisk potensial blir bedriftsøkonomisk. 2. Raskere konsesjon – frister, parallelle prosesser, betinget konsesjon (Riksrevisjonen). 3. NVE publiserer LCOE/CBA for typiske O/U – uten tall er prioritering gjetning. 4. Nasjonal pumpekraftkartlegging med miljø- og nettkapasitetsfilter – 14 GW er ikke et program. 5. Gjennomgang av inntektsregulering som kan utsette nødvendige nettinvesteringer. 6. Leverandør- og kapasitetsstrategi – reinvestering konkurrerer om samme turbin-/transformator-marked som nybygg i Norden/Europa. 7. Ærlig miljøfilter – utvidelse med magasin/overføring kan ha store virkninger; ikke alt «5 TWh» er akseptabelt.

Kostnader, nytte og trade-offs (cost–benefit)

Kostnader og referanser (kvantifisert)

Størrelse	Verdi	Kilde
Statnett plan transmisjon+digital 10 år	150–200 mrd. NOK	SUP 2025
Statnett investering realisert 2025	10,6 mrd. NOK	Statnett årsrapport
Tidligere SUP-ramme 2023–2032	100–150 mrd. NOK	Statnett/RME
Inntektsramme nett 2025	41 mrd. NOK	RME
LCOE ny vannkraft > 10 MW (2024)	ca. 43 øre/kWh (29–57)	NVE
LCOE landvind (2024)	ca. 42 øre/kWh (34–50)	NVE
LCOE bakkesol (2024)	ca. 66 øre/kWh (59–72)	NVE
Landvind CAPEX idrift 2022	12 340 NOK/kW	NVE
LCOE O/U	Ikke anslått	NVE kostnader – holdt utenfor

Kostnad per frigjort MW (temp. vs ny linje)	Ikke funnet i primær	Datahull
Temp.oppgradering kapasitetsøkning	+60–80 %	Statnett SUP
Ledetid ny transmisjon	inntil ~14 år	NGDP 2025

Nytte (kvantifisert der mulig)

Gevinst	Tall / beskrivelse
Energi O/U potensial	ca. 5–6 TWh/år teknisk-økonomisk
Effekt O/U potensial	ca. 7–8 GW (~14 GW m/pumpe database)
Løpehjul resterende	ca. 1,2 TWh
Tillatt pipeline	1,14 TWh (0,38 under bygging + 0,76 tillatt ikke bygd)
Case Røssåga / Lysebotn II	+100 MW/+200 GWh; +160 MW/+180 GWh
Temp.nett	+60–80 % kapasitet; raskere enn 14-års ny linje
Historisk O/U (~20 år til 2020)	nær +5 TWh
Systemverdi 2030	Del av svar på +2–6 GW effektbehov (kap. 4)

Cost-benefit-logikk (ærlige begrensninger på tall)

Tiltak	Kostnad	Nytte	CBA-status
Løpehjul innenfor konsesjon	Reinvestering case	~1,2 TWh resterende; lav konflikt	Sterk A — mangler enhetlig LCOE
Tillatt pipeline 1,14 TWh	CAPEX + anleggsstans	Allerede tillatt energi	Sterk A — FID/gjennomføring
Temp.oppgradering	Lav vs ny linje (kvalitativt Statnett)	+60–80 % kapasitet; tempo	Sterk A — enhetskostnad NOK/MW mangler
300→420 kV reinvestering	Liten merkostnad vs 300→300	Mye høyere overføring	Sterk A ved naturlig reinvestering
O/U utvidelse m/KU	Høyere + miljø	Energi+effekt	Usikker uten LCOE og miljøfilter
Ny transmisjon	Høy; ≤14 år	Ny korridor	Nødvendig for noen flaskehals
Stor pumpekraft	Høy CAPEX	Effekt	Dårlig nasjonalt kartlagt

Poeng: Statnett sier eksplisitt at bedre utnyttelse er raskere og langt billigere enn nybygg. Uten NVE-LCOE for O/U kan vi ikke rangere O/U mot landvind (~42 øre/kWh) på samme format — men ledetid, eksisterende inngrep og pipeline-status taler sterkt for A-prioritering.

Trade-offs og begrensninger (ærlige)

- Utvidelse med magasin/overføring kan ha store miljøvirkninger; realistisk potensial er lavere enn 5–6 TWh.
- Anleggsstans gir produksjonstap i byggeperioden – treffer bedriftsøkonomi hardt.
- Skatt og avkastningskrav hos kraftselskap påvirker om teknisk-økonomisk blir bedriftsøkonomisk.
- Reinvestering konkurrerer om samme leverandørmarked som nybygg.
- Lokal motstand mot linjer gjelder også oppgraderinger og nye traseer.
- O/U løser ikke alene forbruksvekst mot 190–260 TWh.
- Nettoppgradering erstatter ikke alle nye korridorer.
- Pumpekraft: høy CAPEX, miljø, manglende nasjonal porteføljeanalyse.
- Riksrevisjonen: inntektsregulering kan gi insentiv til å utsette nettinvestering.

Illustrativ prioriteringsmatrise (A først)

Tiltak	Hastighet	Konflikt	Systemverdi	Analysegrunnlag
--------	-----------	----------	-------------	-----------------

Løpehjul konsesjon	innenfor	Høy	Lav	Energi	God (NVE 1,2 TWh)
Tillatt pipeline 1,14 TWh		Høy–medium	Lav–medium	Energi	God (NVE Q4)
Temp.oppgradering nett		Høy	Lav	Transport	God (Statnett)
300–420 kV		Medium	Lav–medium	Transport	God kvalitativt
O/U utvidelse m/KU		Medium–lav	Medium–høy	Energi+effekt	Mangler LCOE
Ny transmisjon		Lav (≤ 14 år)	Høy	Transport	God ledetid, dyr
Ny pumpekraft stor skala		Lav	Høy	Effekt	Dårlig kartlagt

Nøkkeltall og figurer

[Figur: FIG-O-01 O/U potensial vs pipeline vs idrift] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-O-02 O/U effekt vs LMA] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-O-03 Ledetid temp.oppgradering vs ny linje] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-O-04 LCOE-referanse – O/U mangler] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

ID	Figur	Status
FIG-O-01	O/U: potensial vs pipeline vs idrift	generert
FIG-O-02	Effekt: potensial vs LMA <5 GW til 2050	generert
FIG-O-03	Ledetid: temp.oppgradering vs ny linje	generert
FIG-O-04	LCOE-ref: ny vind/vann/sol – O/U mangler	generert
FIG-O-05–07	Pipeline-detalj, Statnett-investering, case	ikke generert

Usikkerheter

- 2026-anslag er foreløpige og kan endres med produsentenes planer; NVE-sider avrunder litt ulikt (5 vs 5–6 TWh; 7–8 vs 8 GW). - 5,4 GWh / 1,14 TWh bør holdes oppdatert mot siste NVE kvartalsrapport. - Uten O/U-LCOE er «billigere enn ny vind» en hypotese, ikke bevist på NVE-format. - Pipeline undervurderer konsesjonsfri opprusting. - Realistisk potensial er ikke kvantifisert som eget nasjonalt tall – bare «betydelig lavere». - 14 GW pumpe er databaseaggregat, ikke miljøfiltrert program. - Enhetskostnad NOK/MW eller NOK/km for nettoppgradering vs ny linje mangler i primærkilder. - Andel av 150–200 mrd. som er reinvestering vs. nybygg er ikke tallfestet i SUP-sammendraget. - CEDREN 20 000 MW er teknisk – ikke realistisk utbyggingsmål.

Kobling til øvrige kapitler

Kapittel	Kobling
2 Status quo	Aldrende vannkraft, flaskehalser, tilknytningskø
3 Priser	Mer transport og mer effekt demper sør-topper
4 Fremtid	Effekt +2–6 GW; O/U er del av svaret innen 2030
5 Lagring	Batteri utsetter linje; O/U gir mer regulerbar MW
7 Komplementære	Enøk reduserer behov; fleks last avlaster nett
8 Anbefalinger	A/B-rangering; løpehjul og temp.nett først

Kilder (synlige primær-/sekundærkilder)

Tema	Kilde	URL / referanse
O/U potensial 5–6 TWh / 7–8 GW	NVE O/U-side	https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/opprusting-og-utvidelse-av-vannkraftverk/
O/U m/pumpe ~14 GW	NVE oversikt vannkraft	https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/oversikt-over-vannkraft/
Løpehjul 1,5 / 1,2 TWh	NVE Fakta 3/2025	https://publikasjoner.nve.no/fakta/2025/fakta2025_03.pdf
Eldre potensial 7,6 TWh	NVE Fakta 6/2020	https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_06.pdf
O/U idrift 5,4 GWh; pipeline 1,14 TWh	NVE Ny kraft Q4 2025	NVE webfileservice / Ny kraft
LMA +10 TWh / <5 GW	NVE LA25 / LMA	NVE Rapport 15/2025 m.fl.
Case Røssåga, Lysebotn II	HydroCen PotOut 2023	hydrocen.nina.no PotOut-rapport
SUP 150–200 mrd.; temp. +60–80 %	Statnett SUP 2025	statnett.no Systemutviklingsplan 2025
Ledetid ~14 år	NGDP 2025	Statnett Nordic Grid Development Perspective
Nettkapasitet / konsesjon	Riksrevisjonen Dok 3:7	riksrevisjonen.no kapasiteten i strømmettet
LCOE ny kraft; O/U mangler	NVE kostnader	https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/

Full facts-tabell: [deep-research/05-oppgradering-modernisering/](#). Nettside: [/kilder/](#).

Kapittel 7: Komplementære og kreative løsninger

Executive summary

Lagring (kap. 5) og oppgradering av vannkraft/nett (kap. 6) er kjernen i gap-argumentet – men ikke nok alene. Komplementære løsninger avgjør om systemet tåler forbruksvekst mot 180–260 TWh, mer væravhengig nabolag og politiske krav til rettferdighet.

Dokumenterte høydepunkter:

- Enøk i bygg: 13 TWh potensial under 1 kr/kWh; nasjonalt mål –10 TWh til 2030 er krevende (forbruk nesten uendret 2015–2025: ~65 → ~64 TWh). - Forbruksfleks: NorFlex handlet 1,39 GWh; Euroflex har ramme 250 mill. kr (2024–2026). - Utveksling: ca. 9 000 MW mot utlandet. - V2G: pilot, ikke skalert. - Rettferdighet: Fosen-dommen; reindrift på ca. 40 prosent av landarealet; nettleie lokalt +~23 prosent reelt til 2030.

Så hva? Komplementære tiltak er ofte billigere og raskere enn ny grønnfelt produksjon – men de krever marked, tariff og tillit, ikke bare teknologi.

Dagens situasjon

Etterspørselsfleksibilitet og energieffektivisering

Enøk: stort potensial, trege resultater

NVE anslår et effektiviseringspotensial i bygg på 13 TWh til kostnad under 1 kr/kWh, fordelt på:

Segment	Potensial
Småhus	3 TWh
Blokker	opptil 1 TWh
Næringsbygg	9 TWh

Det nasjonale målet er 10 TWh lavere strømforbruk i hele bygningsmassen innen 2030 enn i 2015 (fra i overkant av 65 TWh mot ca. 55 TWh). Temperaturkorrigert forbruk lå på rundt 64 TWh i 2025 mot i overkant av 65 TWh i 2015. NVE vurderer målet som krevende å nå. Under dagens virkemidler forventes bare ca. 1,3 TWh ytterligere nedgang i boliger og yrkesbygg mot 2030 (NVE status 2025–2030) – et klassisk gap mellom mål og instrument.

Markedsbasert forbruksfleks: fra pilot til skala?

NorFlex (2019–juni 2023) handlet totalt 1,39 GWh fleksibilitet i 31 470 handler fra over 4 400 anlegg. Delperioden høst 2021–vår 2022 ga 600 MWh og 12 000 handler til samlet verdi 5,4 millioner kroner.

Euroflex (2024–2026) viderefører NorFlex med totalramme 250 millioner kroner og Enova-støtte – omtalt som det største fleksibilitetsprosjektet Enova har støttet. Formålet er å skalere markedsbasert distribuert forbrukerfleksibilitet.

FlexBuild (SINTEF-ledet) finner at sluttbrukerfleksibilitet kan kutte topplast 20–50 prosent på enkeltbygg-nivå og ca. 16–20 prosent på aggregert nivå på grunn av samtidighet. Samtidighet er nøkkelen: det som ser stort ut hos én kunde, krymper når alle trekkes sammen.

Datahull: Det finnes ikke i research-pakken et samlet offisielt nasjonalt GW/TWh-potensial for all etterspørselsfleksibilitet (industri + bygg + EV + lagring) med én metode.

Nettleie som prissignal

Nettleie for forbruk består som regel av energiledd og fastledd, der fastleddet skal differensieres etter effektetterspørsel. Eget effektledd er valgfritt, ikke tillatt for husholdning og hytte, og typisk for næringskunder over 100 000 kWh/år. Fra 1. juli 2026 skal energileddets andel av inntektene per kundegruppe maksimalt være 50 prosent.

Det betyr at tariffer i økende grad skal belønne lav samtidighet – et viktig signal for smart lading, styring og (på sikt) batterier. Men uten forutsigbare regler for lagring (kap. 5) blir signalet ufullstendig.

Sektorintegrasjon: V2G, power-to-heat og hydrogen

V2G – potensial i teorien, pilot i praksis

Norge har over 900 000 elbiler og anslagsvis over 45 GWh batterikapasitet i flåten (kap. 5). Det er et enormt fleksibilitetsreservoar hvis det kan styres.

Dokumentert V2G i Norge omfatter primært en tidlig demo ved Campus Evenstad (CURRENT/Statsbygg), med utladning på ca. 9,5 kW fra en Nissan Leaf i oktober 2020. Det er pilot-/demo-status, ikke landsdekkende kommersiell V2G-regulering. Første steg i praksis er fortsatt V1G (smart lading) – som NVE/RME har vist kan unngå store nettinvesteringer (ca. 11 mrd. kr vs ukoordinert lading ved full personbil-elektrifisering).

Power-to-heat og varmepumper

I 2024 ble det levert 6,8 TWh fjernvarme, mens varmepumper produserte 21,9 TWh varme med 9,5 TWh strøminnsats (Energifakta). Offisielt materiale beskriver elektrisitet-varme-fleksibilitet (bruke strøm når prisen er lav) og krav om kost-nytte-analyse av overskuddsvarme fra 1. april 2025.

Varme er dermed en av de mest skalerbare «batteriene» Norge allerede har – termisk lagring i vann, bygg og fjernvarmenett – ofte billigere per kWh flyttet enn litium for mange formål.

Hydrogen og PtX

- Yara Herøya (åpnet 10. juni 2024): 24 MW fornybart elektrolyseanlegg for hydrogen, omtalt som Europas største i drift på det tidspunktet; erstatter naturgass som råstoff og kutter om lag 41 000 tonn CO₂/år på anlegget. - Enova (5. november 2024): over 777 millioner kroner til fem grønne hydrogenprosjekter for maritimt drivstoff; sammen med støtte fra 2022 ca. 100 MW produksjonskapasitet (~40 tonn H₂/døgn), med planlagt markedstilførsel fra 2027.

Hydrogen kan være både klimatiltak og fleksibilitet (last som kan kjøres når kraften er billig) – men det er også en stor usikker last i forbruksscenarioer (kap. 4). Uten disiplinert prioritering kan H₂ konkurrere med annen elektrifisering om de samme TWh og MW.

Datahull: Samlet norsk PtX-/hydrogenforbruk og installert kapasitet finnes ikke som én offisiell tidsserie i research-pakken.

Lokale energisamfunn

Deling av overskuddsproduksjon er regulert i forskrift om kraftomsetning og netttjenester:

Modell	Ikraft	Tak
Deling på samme eiendom	1.10.2023	max 1 MW AC installert produksjon per eiendom
Deling innen samme næringsområde	1.1.2026	max 5 MW AC (industri-/næringsparker, ikke generell urban handelsstruktur)

Mikronett og energisamfunn som eier distribusjonsnett behandles unntaksvis: bare områdekonsesjonærer får normalt bygge distribusjonsnett; søkere må vise samfunnsmessig rasjonalitet; sluttbrukernes markedsrettigheter beskyttes. RME var partner i forskningsprosjektet FINE om lokale energisamfunn (2020–2024, ledet av SINTEF Energi).

Datahull: Antall operative energisamfunn og samlet levert fleksibilitet er ikke tallfestet i pakken.

Internasjonale kabler: kapasitet, nytte og prisisiko

Installert utveksling

Forbindelse	Kapasitet	Merknad
Skagerrak (DK)	1 700 MW	1–2: 500; 3: 500; 4: 700
NorNed (NL)	700 MW	
NordLink (DE)	1 400 MW	Åpnet 2021
North Sea Link (UK)	1 400 MW installert	Max 1 100 MW fra mars 2023
Sverige (AC m.m.)	ca. 4 000 MW	I totalbildet
Sum utveksling	~9 000 MW	Energifakta 2024

Teoretisk kan 9 000 MW utveksle i størrelsesorden 80 TWh/år ved full utnyttelse – men faktisk utnyttelse er langt lavere. Navneplate ≠ operativ handelskapasitet.

Samfunnsøkonomi vs prissmitte

I Statnetts analyserapport under konsesjonssøknad (2012/13) ble forventet årlig norsk samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel anslått til 120–160 mill. EUR per 1 400 MW-kabel til Tyskland og Storbritannia. Samme analyse vurderte at de to 1 400 MW-kablene:

- styrker forsyningssikkerheten gjennom mer og raskere import ved behov, - øker gjennomsnittsprisen i Norge isolert sett med i underkant av 5 €/MWh (~4 øre/kWh) i 2020-scenariot og ca. 4 €/MWh (over 3 øre) i 2030 for begge kablene samlet, - trolig omfordeler fra konsumenter til produsenter i overskuddsscenariet.

For den ikke-bygde NorthConnect (1 400 MW Norge–Skottland) anslo NVE (2019) samfunnsøkonomisk overskudd på rundt 8,5 mrd. kroner over 40 års levetid, årsgjennomsnittlig norsk prisøkning 1–3 øre/kWh, nettleieøkning ca. 0,4 øre/kWh pga. lavere flaskehalsinntekter på Statnetts kabler, og bare begrenset betydning for forsyningssikkerheten i Norge.

Konklusjon: Kabler er sjelden enten «bare bra» eller «bare dyrt for folk». De er et fordelings spørsmål like mye som et energispørsmål.

Digitale løsninger og AI i systemdrift

Statnett investerte 1 milliard kroner i digitalisering i 2023, av totalt ca. 6,1 mrd. i investeringer det året. Teknologistrategien (mars 2026) slår fast at KI vil transformere planlegging, utvikling og drift – og bli en forutsetning for sikker nett- og systemdrift – samtidig som industriell/kjerneprosess-KI har lengre horisont og høyere risiko enn kontor- og automatiseringsverktøy.

SINTEF og industripartnere presenterer norsk kraftsystem-KI primært som forskning og piloter (f.eks. fysikk-informert ML for transformatorer; InterOpt for ML-støttet vannkraftplanlegging), ikke som fullført landsdekkende erstatning av eksisterende planleggingsverktøy.

Datahull: Kvantifiserte resultater for AI-drift i landsdekkende systemkontroll (NOK spart, MW frigjort) er ikke funnet i primærkildene her.

Rettferdighet og regionale hensyn

Nettleie: regningen som stiger

RME anslår at nettleien i lokalt distribusjonsnett vil øke med om lag 23 prosent fra 2024 til 2030 (reelle priser, før skatter/avgifter), med sterkest økning i Midt-Norge og på Østlandet, drevet i stor grad av planlagte nettinvesteringer. Det treffer husholdninger også når spotprisen er lav – et poeng som ofte forsvinner i «strømpris»-debatten.

Fosen og reindrift: harde skranker for grønnfelt

Høyesterett (HR-2021-1975-S, 11. oktober 2021) konkluderte enstemmig at konsesjonene for vindkraftverkene Storheia og Roan på Fosen krenket samiske reindriftsutøvers rett til kultur etter SP artikkel 27, og at konsesjons- og ekspropriasjonsvedtakene var ugyldige.

NVE opplyser at omtrent 40 prosent av Norges landareal er reindriftsområde, og at etaten etter Fosen-dommen

avventer oppdatert kunnskapsgrunnlag og ennå ikke har utarbeidet eget post-Fosen-oppdatering om vindkraftens virkninger på samisk reindrift og annen utmarksbruk.

Implikasjon for hele rapporten: Når grønnfelt er vanskeligere, blir opprusting, nettutnyttelse, enøk og fleks ikke bare «nice to have» – de blir strategisk viktige.

Hva er mulig

Løsning	Mulig skalering	Realisme 5–10 år
Enøk næringsbygg	9 av 13 TWh-potensialet	Høy hvis virkemidler skjerpes
V1G smart lading	Nasjonal	Høy – tariff og aggregatorer
V2G	Flåte >45 GWh teoretisk	Lav–middels uten regulering
Termisk fleks / P2H	Allerede stort volum	Høy
Euroflex-type markeder	Fra pilot til standard	Middels–høy
Energisamfunn	1–5 MW-modeller	Middels
Nye kabler	Politisk	Usikker / konfliktfylt
AI i drift	Gradvis	Middels (hype vs pilot)

Gap-analyse

Løsning	Status	Gap	Hovedbarriere
Enøk 10 TWh-mål	Nesten flat forbruk 2015–25	Stort	Virkemidler treffer ikke
Forbruksfleks	Piloter (NorFlex/Euroflex)	Mangler nasjonalt GW-mål	Marked, standardisering
V2G	Demo 9,5 kW	Stort vs elbilflåte	Regulering, laderere, tariffer
Energisamfunn	Ny delingsmodell	Ukjent skala	Kompetanse, business case
Kabler	~9 GW på plass	Politisk polarisert	Fordeling nord/sør
AI systemdrift	Strategi + pilot	Hype vs realisert	Sikkerhet, modenhet
Areal/rettferdighet	Fosen, 40 % reindrift	Begrenser grønnfelt	Jus, tillit, prosess

Hva bør gjøres

A – Kan starte raskt

1. Enøk i næringsbygg – største del av 13 TWh-potensialet. 2. Delta i / utvide fleksmarkeder – lær av Euroflex, skaler det som virker. 3. Smart lading og varmtvannsstyring – Enova-støttet styring (kap. 5/8). 4. Bruk delingsmodell der den passer (1 MW eiendom / 5 MW næringsområde). 5. Power-to-heat der fjernvarme og billig kraft møtes. 6. Digitalisering som muliggjør temperaturoppgradering, prediktiv drift og fleksmarkeder.

B – Krever politisk/reguleringsmessig vilje

1. Sterkere enøk-virkemidler for å nå 10 TWh-målet (ikke bare informere). 2. Nasjonalt mål og måling for forbruksfleks (GW) – uten tall blir det pilot-evig. 3. V2G-regelverk (eksport, skatt, nettleie) når teknisk klart – etter V1G-skala. 4. Kabelpolitikk med eksplisitt fordelingsanalyse nord/sør og forbruker/produsent. 5. Reindrift og urfolksrett som tidlig filter, ikke etterslep – styrker argumentet for O/U og nettmodernisering fremfor unødvendig grønnfelt. 6. Disiplinert hydrogenprioritering slik at PtX ikke spiser all ny fleks uten samfunnsnytte.

Kostnader, nytte og trade-offs

Tiltak	Typisk nytte	Typisk trade-off
--------	--------------	------------------

Enøk	Billig TWh spart	Treghet i bygningsmasse
Forbruksfleks	Frigjør nett/effekt	Komfort, samtidighet, betaling
V1G	Unngår mrd. i nett	Krever styring og tillit
V2G	Stor teoretisk kapasitet	Batterislitasje, regulering, aksept
Kabler	Handel + sikkerhet	Prissmitte, politikk
H ₂ /PtX	Klima + flekslast	Stor el-etterspørsel, usikkerhet
AI	Effektiv drift	Sikkerhet, forklaring, hype
Arealvern/Fosen	Rettigheter, tillit	Begrenser ny produksjon

Nøkkeltall og figurer

[Figur: FIG-K-01 Enøk potensial vs mål vs instrument] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

ID	Figur	Status
FIG-K-01	Enøk: potensial 13 vs mål 10 vs instrument 1,3 TWh	generert
FIG-K-02-05	Euroflex, kabler, V2G, nettleie	ikke generert

Usikkerheter

- Samlet nasjonalt GW-fleksibilitetspotensial ikke offisielt aggregert. - V2G kommersiell status og flåtetall mangler. - Antall operative energisamfunn ukjent. - H₂-volum og elbehov er blant de største jokers i 2030–2050-scenarier. - AI-gevinst i NOK/TWh ikke kvantifisert. - Avvik i Danmark-MW (1 600 vs 1 700) mellom kilder er ikke fullt avklart.

Kilder

NVE enøk og energisamfunn; Euroflex/Statnett; SINTEF FlexBuild; RME nettleie (inkl. rapport 6/2024) og delingsmodell; Energifakta varme og nett; Statnett mellomlandsforbindelser og kabelanalyser 2012/13; NVE NorthConnect 2019; Yara og Enova H₂; CURRENT V2G; Høyesterett HR-2021-1975-S; NVE reindrift. Full research: [deep-research/06-komplementaere-loesninger/](#).

Kapittel 8: Anbefalinger – samfunn og privat

Executive summary

Norge har stort handlingsrom under dagens rammer (kategori A) og noen flaskehalser som bare politikk og regulering kan løse (kategori B). Anbefalingene her er en syntese av gap-analysene i kap. 2–7 – ikke en egen politisk pamflett. Tall er forankret i NVE, Statnett, RME, Riksrevisjonen og Enova (se nøkkeltall-freeze).

A – start nå: temperaturoppgradering av nett (+60–80 % kapasitet på eldre linjer; ~100 ledninger), løpehjulssbytte (~1,2–1,5 TWh), realisere tillatt O/U-pipeline (1,14 TWh), smart elbillading (unngår ca. 11 mrd. kr i dist.nett vs ukoordinert), enøk i bygg (del av 13 TWh under 1 kr/kWh), tilknytning på vilkår mot >8 000 MW reservert forbruk, og BESS der business case finnes.

B – krever vilje: batteritariff og value stacking (RME-forslag), raskere konsesjon/tilknytning (Riksrevisjonen), O/U-insentiver slik at ~5–6 TWh / ~7–8 GW blir bedriftsøkonomisk, sterkere enøk-virkemidler (målet –10 TWh nås ikke med dagens instrumenter: bare ca. 1,3 TWh mer nedgang forventet), offisiell BESS-statistikk og (senere) V2G-rammer.

Så hva? Uten A+B blir 2030 et stramt tiår selv med positiv normalårsbalanse (+4 til +7 TWh): effektknapphet, pris ~67 øre/kWh i snitt (2023-kr), stor volatilitet og forbruksvekst som kan begrenses til ~25–30 TWh av priser alene hvis lite ny produksjon kommer (Statnett).

Fra diagnose til anbefaling

Anbefalingene svarer på konkrete gap fra tidligere kapitler:

Problem (kapittel)	Hva tallene viser	Anbefalingsspor
Flaskehalser og prisforskjell (2, 3)	Nord-sør 30–66 øre/kWh (2025); topp >1050 øre/kWh	Temp.nett, transportkanaler, mer effekt sør, fleks
Strammere balanse 2030 (4)	+4 til +7 TWh; effekt +2–6 GW behov vs +0,6 GW produksjon	O/U-effekt, enøk, smart last, tilknytningsdisiplin
Nesten ingen stasjonær BESS (5)	Ingen frittstående kommersiell av «betydelig» størrelse; SE >600 MW i reserver; elbil >45 GWh	A: case-BESS + V1G; B: tariff/stacking
O/U ikke realisert (6)	~5–6 TWh potensial vs 5,4 GWh idrift 2025; 1,14 TWh tillatt	A: pipeline + løpehjul; B: insentiver + LCOE
Enøk-mål glipper (7)	Mål –10 TWh bygg; bare ~1,3 TWh mer nedgang med dagens instrumenter	A: realiser lønnsomt potensial; B: sterkere virkemidler
Tilknytningskø (2, 4)	>8 000 MW forbruk / >7 000 MW prod. reservert; ~10 GW datasenter i kø	Tilknytning på vilkår; prioritering; nett først

Metode: Hvert tiltak merkes A (kan startes under dagens lov/tariff/market), B (krever Storting/regjering, forskrift, RME-vedtak eller større reform) eller C (hybrid: delvis nå, full effekt krever vedtak). Vi skiller også teknisk-økonomisk potensial fra realistisk/forventet – jf. NVE for O/U og enøk.

Slik leser du anbefalingene (A vs. B)

Kategori	Betydning	Typiske aktører
A – Lavhengende	Kan startes under dagens lov, tariff og marked	Privat, selskap, Statnett/DSO, Enova, produsenter
B – Politisk/reguleringsmessig vilje	Krever vedtak, forskrift eller større reform	Storting, OED, NVE/RME, regjering

C – Hybrid	Delvis nå; full effekt krever vedtak – alltid med «nå» vs «vedtak»	Begge
------------	--	-------

Viktige forbehold før rangeringen:

1. O/U 5–6 TWh / 7–8 GW er teknisk-økonomisk og foreløpig (NVE 2026) – realistisk potensial er «betydelig lavere». 2. RME sommerprosjekt 2025 om batteritariff er et RME-vertskapte forslag (studentrapport) – ikke formelt RME-vedtak. Vi bruker det som retning, ikke som gjeldende rett. 3. Smart lading 11 mrd. kr er 2019-scenario for full personbil-elektrifisering i dist.nett – retning, ikke restpotensial 2026. 4. Ingen offisiell nasjonal BESS-MW-target – lagring anbefales via gap mot SE/EU og systembehov, ikke «mangel på X MW til 2030-mål». 5. Kapasitetsmarked i Norge: Statnett ser ikke behov de neste 10–15 årene – vi anbefaler ikke det som hovedspor.

8.1 Lavthengende frukter – kan starte raskt (A)

Samfunnsnivå (rangert)

Rangeringen veier hastighet, dokumentert tall, lav konflikt og kobling til 2030-flaskehalsene (effekt, transport, enøk).

#	Tiltak	Kat.	Effekt (tall)	Tid	Hvem	Underlag
1	Temperaturoppgradering + utnytte eksisterende nett først	A	+60–80 % på eldre linjer; ~100 ledninger (10–15 år)	medium	Statnett	kap. 6, SUP 2025
2	Løpehjulsskifte / opprusting innenfor konsesjon	A	~1,2 TWh resterende; ~1,5 TWh fullt potensial (>10)	medium	Produsenter	kap. 6, NVE Fakta 3/2025
3	Realisere O/U-pipeline med endelig tillatelse	A	1,14 TWh (67 prosj.); herav 0,76 TWh tillatt ikke bygd	medium	Produsenter	kap. 6, NVE Q4 2025
4	Smart elbillading (V1G) via tariff/aggregator	A	unngår ca. 11 mrd. kr dist.nett vs ukoordinert; utnytter >45 GWh elbil-lager	rask–medium	DSO, bilister, aggregator	kap. 5, 7; NVE/RME 2019
5	Enøk næringsbygg og bolig (lønnsomme tiltak)	A	del av 13 TWh under 1 kr/kWh (næring 9; småhus 3; blokk ≤1)	medium	Eiere, Enova, NVE	kap. 7
6	Tilknytning på vilkår / bedre nettutnyttelse	A	>8 000 MW forbruk / >7 000 MW prod. reservert	rask–medium	Statnett, DSO	kap. 2, 4
7	300–420 kV-reinvestering der anlegg uansett byttes	A	mye høyere overføring uten vesentlig merkostnad vs 300–300	medium–lang	Statnett	kap. 6
8	BESS der business case finnes (reserve, peak, industri, hybrid vind)	A	planer opptil 400 MW; Måkaknuten 11,2 MW tillatt	case	Investorer	kap. 5

9	Nettformål-batteri (ferge, svakt nett, spenning)	A	etablert praksis (Lierne, Senja, FoF)	rask	DSO, industri	kap. 5
10	Skaler forbruksfleks (Euroflex-sporet)	A/C	NorFlex 1,39 GWh handlet; Euroflex 250 mill. kr (2024–26)	medium	Enova, DSO, aggregator	kap. 7
11	Termisk lagring / power-to-heat der det lønner seg	A	varmepumper 21,9 TWh varme (2024); billigere «batteri» for mange formål	rask–medium	Bygg, fjernvarme	kap. 7

Hvorfor denne rekkefølgen?

1. Temp.nett er Statnetts eget «raskere og billigere»-spor mot flaskehalser – direkte svar på prisforskjell og tilknytningskø. 2. Løpehjul og tillatt pipeline er energi/effekt uten ny politikk; gapet 5,4 GWh vs 5 TWh er først og fremst gjennomføring. 3. V1G og enøk treffer effekt og TWh på etterspørselssiden – ofte billigere enn ny produksjon. 4. BESS er A der case finnes, men skalering krever B (tariff). Å rangere «bygg 35 GW som Europa» som A ville være uærlig.

O/U: A nå, B for full realisering

Lag	Status	Anbefaling
Konsesjonsfri opprusting / løpehjul	Mulig nå	A – sett i gang reinvesteringstakt
1,14 TWh tillatt	Tillatelse finnes	A – kapital og FID, ikke ny lov
Resten av ~5–6 TWh / ~7–8 GW	Avhenger av skatt, marked, nett, miljø	B – insentiver + ærlig LCOE

Privatpersoner – hva du kan gjøre nå

Privat anbefaling er realistisk, ikke salgspitch. Norgespris, nettleie og Enovas faktiske ordninger er avgjørende.

#	Tiltak	Kat.	Forbehold	Underlag
1	Sjekk total strømpris (kraft + nett + avgift) og om Norgespris lønner seg for deg	A	50 øre/kWh inkl. mva; tak 5 000 kWh/mnd bolig; binding til 31.12.2026; nettleie/avgifter i tillegg; kan ikke kombineres med ordinær strømstøtte	NVE Norgespris
2	Pris- og effektstyring (varmtvann, gulvvarme, elbil) – Enova 25 %, maks 10 000 kr	A	Styrer ≥2 energilagre; timepris; åpen HAN; abonnement dekkes ikke. Dette er ikke litium-kWh-tilskudd	Enova; kap. 5
3	Enøk – etterisolering, varmepumpe, LED, vinduer	A	Del av 13 TWh-potensial; sjekk gjeldende Enova-satser før du handler	kap. 7

4	Solceller der tak/forbruk passer – Enova 25 %, maks 2 500 kr/kW	A	Norgespris/lave spotpriser kan svekke lønnsomhet (debatt 2025 – ikke NVE-fasit)	Enova; kap. 5
5	Elbil: lad smart (billige timer / lav nettleie)	A	Unngå simultan topp i nabolaget; V1G først, ikke vent på V2G	kap. 5, 7
6	Hjemmebatteri	A/C	Bare etter regnestykke (prisområde, sol, effektledd, Norgespris). Typisk all-in ca. 5–14k NOK/kWh (bransje, usikkert); typisk ≤15 kWh	kap. 5
7	Ikke stol på dør-til-dør «Enova-selgere»	–	Enova har ingen forhandlere som ringer/opsøker; bare offisielle sider. NVE advarer tilsvarende for Norgespris	Enova/NVE

Prioriteringsregel for privat: styring og enøk først → sol der regnestykket holder → batteri bare hvis case er robust. Det speiler at Enova prioritert styring av eksisterende lagre, ikke generisk litiumsubsidiering.

8.2 Tiltak som krever politisk eller reguleringsmessig vilje (B)

Samfunnsnivå (rangert)

#	Tiltak	Kat.	Hva må på plass	Hvorfor (gap)	Underlag
1	Batteritariff uten dobbelt/to-veis nettleie	B	Justere/tyde «produsent» i forskrift kap. 15; RME-veileder; hybrid kundekategori	Uklare tariffer hemmer BESS vs SE/DE	kap. 5; RME 2025
2	Value stacking-veileder + nordisk harmonisering av reserver	B	Offentlig multimarkedsveileder; tydelig stacking FFR/FCR/aFRR/mFRR + energi	NO prekvalifisert << SE; stacking svakere enn DE/SE	kap. 5; Nordic TSO
3	Raskere konsesjon og tilknytning	B	Frister, parallelle prosesser, betinget konsesjon; gjennomgå inntektsregulering som kan utsette investering	Fullbooket nett; ledetid ny linje inntil ~14 år	Riksrevisjonen Dok 3:7; kap. 6
4	O/U-insentiver (skatt, avskrivning, marked for effekt)	B	Rammevilkår slik at teknisk-økonomisk blir bedriftsøkonomisk	5,4 GWh idrift vs ~5 TWh potensial; LMA bare <5 GW effekt til 2050	kap. 6; NVE
5	NVE publiserer LCOE/CBA for typisk O/U	B	Metode + tall i kostnadsverktøyet (i dag holdt utenfor)	«Billigere enn ny vind» er hypotese uten NVE-format	kap. 6
6	Sterkere enøk-virkemidler	B	Instrumenter som treffer – 10 TWh-målet i bygg	Bare ~1,3 TWh mer nedgang forventet med dagens verktøy	kap. 7; NVE 17/2026

7	Offisiell BESS-statistikk (MW/MWh)	B	NVE/SSB-mandat for stasjonær lagring	Uten inventarliste er gap-styring umulig	kap. 5
8	Nasjonal pumpekraftkartlegging med miljø- og nettfilter	B	Fra databaseaggregat (~14 GW) til realistisk portefølje	Ikke full NVE-potensialstudie med miljøfilter	kap. 6
9	V2G-rammer (når teknisk/markedsmessig modent)	B/C	Eksport, skatt, nettleie, toveis ladere	>45 GWh elbil er potensial, ikke systemressurs	kap. 5, 7
10	Kabel-/utvekslingspolittikk med ærlig fordeling	B	Eksplisitt nord/sør- og forbruker/produsent-analyse ved nye kabler	Samfunnsnytte vs prissmitte i sør (kap. 3, 7)	Statnett LMA; historiske kabelanalyser
11	Disiplinert prioritering av ny stor last (datasenter, H ₂)	B/C	Mot systemkapasitet og tidsplan – ikke bare køordning	~10 GW datasenter i kø vs ~3 TWh forbruk 2025; H ₂ er joker i LA25	kap. 4, 7

Hva som må på plass (sjekkliste)

Område	A i dag	B-behov
Lov/forskrift	Kundeeid BESS tillatt; DSO kun nettformål	Nettleie for lagring; deling; eventuelt V2G
Tariff	Effekt-/energisignal under utvikling (max 50 % energiledd fra 1.7.2026)	Unngå toveis straff for BESS; hybrid kategori
Markedsdesign	Fem nordiske reserveprodukter teknisk åpne for batteri	Stacking-veileder; aggregator-skala; mer fleksibelt forbruk (Statnett 2023)
Konsesjon	O/U prioritert i kø (Meld. St. 36); hurtigspor finnes	Frister, betinget konsesjon, parallelle løp
Skatt/støtte	Enova styring/sol; ikke litium-kWh; ikke ren bedrifts-BESS	O/U- og enøk-insentiver som treffer 2030
Kunnskap	Case-basert BESS-kunnskap	Offisiell statistikk; O/U-LCOE

Hva vi ikke anbefaler som hovedspor

Ikke hovedspor	Hvorfor
Norsk kapasitetsmarked neste 10–15 år	Statnett ser ikke behov; prioriter fleksibelt forbruk + regulerbar vannkrafteffekt
Generisk litium-hjemmebatteristøtte til alle	Enova prioritert styring; fordelingseffekt og usikker systemnytte
«Bygg 14 GW pumpekraft» uten filter	Databaseaggregat, ikke realistisk program
Isolert satse på ny grønnfelt uten O/U/nett først	Lengre ledetid, mer konflikt; motsier Statnett SUP-logikk

8.3 Roadmap 2026–2030–2050

Horisont	A-drevet (kan starte)	B-drevet (krever vilje)	Forventet systembilde (offisielle ankre)
2026–2027	Temp.oppgradering i gang; smart lading og Enova-styring; FID på tillatte O/U (del av 1,14 TWh); nettformål-BESS; Euroflex-skala	Tariffhøring/vedtak konsesjonsfrister; enøk-instrumentpakke; O/U-LCOE-arbeid batteri; start	Fortsatt overskudd, men prisforskjeller; Norgespris til ut 2026

2028–2030	Del av O/U 1–3 TWh realisert (realistisk, ikke hele 5 TWh); 100-ledningsprogram underveis; V1G i bred skala; mer 420 kV-reinvestering	Vedtatt batteritariff + stacking; O/U-insentivpakke; enøk nærmere –10 TWh-sporet	Balanse +4 til +7 TWh; pris ca. 67 øre/kWh snitt; effektknapphet hvis lite ny regulerbar MW
2031–2050	Kontinuerlig reinvestering 420 kV-målnett; pumpekraft-case der miljø/nett tillater; hybrid BESS+fornybar	Full fleksmarkedsdesign; eventuelt tallfestede lagring/fleks-mål; V2G hvis modent	Forbruk 180–260 TWh (Statnett) / ca. 190 (NVE); prod. ca. 205 TWh; balanse ca. +15 TWh; pris ca. 58 øre basis; mer væravhengighet

Offisielle ankre som roadmapen er bundet til:

Anker	Verdi	Kilde
Statnett transmisjon + digital 10 år	150–200 mrd. NOK	SUP 2025
Temp.oppgradering	~100 ledninger, 10–15 år	SUP 2025
LA25 forbruk 2030/2050	154 / 190 TWh	NVE
LA25 balanse 2030/2050	+7 / +15 TWh	NVE
Status 2030 (alternativ bane)	~+4 TWh	NVE 17/2026
LA25 pris 2030/2050	~67 / ~58 øre/kWh (2023-kr)	NVE
Statnett forbruk 2050	180–260 TWh	LMA
Enøk-mål bygg	–10 TWh til 2030	NVE
Klimaplan / Klimatiltak (ekstra forbruk 2030)	+3 / +8 TWh	NVE 24/2025
Uten mer produksjon: prisbegrenset vekst	~25–30 TWh	Statnett LMA
NPV utveksling til 2050	~210 mrd. (180–300)	Statnett LMA

Lesing: Roadmapen er ikke et alternativscenário til NVE/Statnett. Den er en handlingsplan som gjør det mer sannsynlig at basisbanene (og klimapakker) tåles uten unødige pristopper og kø.

8.4 Billigst / raskest / mest realistisk

Kriterium	Topp tiltak	Begrunnelse
Billigst per nytte	Enøk under 1 kr/kWh; temperaturoppgradering vs ny linje; V1G vs ukoordinert lading	Dokumentert lav enhetskost / Statnett «langt billigere» / 11 mrd. unngått
Raskest til effekt	Smart lading, styring, tilknytning på vilkår, nettformål-batteri	Måneder–få år; ikke 14-års ledetid
Mest realistisk	Løpehjul + temp.nett + tillatt O/U-pipeline	Eksisterende anlegg, kjent aktør, delvis innenfor konsesjon
Størst system-GW (hvis B lykkes)	O/U-effekt (~7–8 GW potensial) + fleks last + BESS-skala	Møter effektknapphet mot 2030 (kap. 4)
Størst privat handlingsrom nå	Styring (Enova 10k) + enøk + smart lading	Lav terskel; lite avhengig av B

8.5 Forventet effekt av anbefalingene

[Figur: FIG-08 Tre pakker A / A+B / full A+B] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

Tall er ikke summerbare 1:1 (overlapp, samtidighet, realistisk filter). De er ordensstørrelser fra primærkilder.

Pakke	Tallfestet effekt	Tid / aktør	A eller B?
-------	-------------------	-------------	------------

Fullt teknisk-økonomisk O/U	ca. 5–6 TWh/år; ca. 7–8 GW (~14 GW m/pumpe)	Realisering rammeavhengig; produsenter + NVE	A delvis, B for fullt
Løpehjul	ca. 1,5 TWh fullt / ca. 1,2 resterende	Opprusting eksisterende verk	A
Tillatt O/U-pipeline	1,14 TWh	Q4 2025-status	A
Temperaturoppgradering	+60–80 % på eldre linjer; ~100 ledninger	10–15 år; Statnett	A
Smart lading	ca. 11 mrd. kr unngått dist.nett	Ved full elbilpark (2019-scenario)	A
Enøk potensial	13 TWh under 1 kr/kWh	Mot 2030	A (potensial)
Enøk med dagens instrumenter	bare ca. 1,3 TWh mer nedgang til 2030	NVE 17/2026	B for å lukke gap til –10 TWh
Reservert tilknytning	>8 000 / >7 000 MW	Frigjøres delvis med vilkår/nett	A + B
Statnett nettinvestering	150–200 mrd. NOK	10 år	A (plan) + B (konsesjonstakt)
Uten mer produksjon	forbruk begrenses ca. 25–30 TWh	Statnett LMA	Konsekvens, ikke tiltak
NPV utveksling til 2050	ca. 210 mrd. (180–300)	Statnett LMA	Kontekst for kabelpolitikk
Klimaplan / Klimatiltak 2030	+3 / +8 TWh forbruk; pris +2–3 til +7–9 øre	vs LMA-basis	Øker behov for A+B

Tre pakker – fortelling

Pakke	Innhold	Hva den løser	Hva den ikke løser
A alene	Temp.nett, løpehjul, pipeline, V1G, enøk-lønnsomt, case-BESS	Demper kø, unødige nettinvesteringer, noe energi/effekt	Full BESS-skala; hele O/U-potensialet; enøk-målet
A + utvalgt B	+ batteritariff + konsesjonsfrister + enøk-virkemidler	Muliggjør lagringsskala og raskere nett	Hele 5 TWh O/U uten O/U-insentiver
Full A+B	+ O/U-insentiver + LCOE + pumpekart + lastprioritering	Best match mot 2030-effekt og 2050-forbruksspenn	Ikke «gratis»: miljø, skatt, fordeling, ledetider gjenstår

Samlet fortelling: A alene demper det verste. B er nødvendig for å skalere lagring, realisere O/U i stor skala og nå enøk-målet. Uten begge risikerer Norge at 2030 blir stramt i praksis selv når normalårsbalansen fortsatt er positiv på papiret.

8.6 Trade-offs og fordelingshensyn

Ærlige begrensninger – anbefalinger uten trade-offs er ikke credible:

Trade-off	Beskrivelse	Implikasjon for anbefaling
Norgespris vs prissignal	Beskytter husholdninger (50 øre inkl. mva); kan svekke sol/batteri-case	Privat: regn med nettleie; politikk: skill skjerming og fleks-signal
O/U vs natur	Opprusting ofte lav konflikt; utvidelse kan ha store miljøvirkninger	Prioriter løpehjul/opprusting før magasinutvidelse; realistisk <5–6 TWh
Kabler: nytte vs prissmitte	Utteksling ~9 000 MW; NPV ~210 mrd.; historisk analyse: noe høyere norsk snittpris, omfordeling til produsent	Krev fordelingsseksplisitt analyse før nye kabler (B)

Fosen / reindrift	Reindrift på ca. 40 % av landarealet; ny arealbruk er vanskeligere	Favorer modernisering av det som finnes (O/U, nett-utnyttelse)
Hjemmebatteri og ulikhet	Kapitalsterke med sol/bolig tjener først	Støtt styring/enøk bredt; unngå blind litiumsubsidiering
Datasenter / H ₂ vs «vanlig» last	10 GW datasenter-kø vs lite realisert TWh; H ₂ øker forbruk i klimascenarioer	Prioritering og vilkår – ikke bare «først i kø»
BESS vs vannkraftreserver	Vannkraft demper arbitrasje; batteri må vinne på hastighet og lokasjon	Stacking og flaskehals-case, ikke «erstatt magasin»
Leverandørmarked	Reinvestering og nybygg konkurrerer om turbiner/transformatorer	Planlegg O/U og nett i tid – ikke alt samtidig uten kapasitet
RME-forslag vs vedtak	Sommerprosjekt ≠ forskrift	Ikke overselg «tariff er løst» før formelt vedtak

8.7 Call to action etter aktør

Aktør	Gjør først (A)	Press på (B)
Storting / regjering / OED	Følg opp SUP og O/U-prioritering i praksis	Batteritariff, konsesjonsfrister, O/U- og enøk-insentiver, lastprioritering
NVE / RME	Veiledning nettilknytning BESS; enøk-koordinering	Formaliser tariff/stacking; publiser O/U-LCOE; BESS-statistikk
Statnett / DSO	Temp.oppgradering; 420 kV-reinvestering; tilknytning på vilkår	Inntektsregulering som ikke utsetter nødvendig nett
Kraftprodusenter	Løpehjul; FID på tillatt pipeline; O/U-case	Tydelige rammer for effekt og skatt
Investorer / aggregatorer	Case-BESS, V1G, fleksmarkeder	Forutsigbar stacking og tariff
Privatpersoner	Styring, enøk, smart lading; sol etter regnestykke	– (systemreform er ikke privat ansvar)

Usikkerheter (for konklusjon og leser)

- O/U: teknisk-økonomisk ≠ realisert; 2026-tall er foreløpige. - 2030-balanse: +4 vs +7 TWh mellom NVE-rapporter – begge peker «strammere», ikke «krise i energi». - Forbruk 2050: 190 (NVE) vs 180–260 (Statnett). - Enøk 10 TWh-mål nås ikke med dagens instrumenter. - BESS-skala begrenset til A uten B-tariffreform. - Sol+batteri privat: svært avhengig av Norgespris/nettleie; ingen offisiell LCOS. - Hydrogen-volumer og datasenter er jokere etter 2030. - Rapporten er AI-assistert; kritiske tall bør kryssjekkes mot primærkilde før beslutning.

Kobling til øvrige kapitler

Kapittel	Rolle for anbefalingene
2 Status quo	Hvor systemet er sterkt (magasin, fornybar) og svakt (kø, flaskehalser)
3 Priser	Hvorfor sør trenger fleks/transport mer enn nord
4 Fremtid	Hvorfor 2030 er stramt på effekt selv med positiv energibalanse
5 Lagring	A-case vs B-tariff; elbil vs stasjonær BESS
6 Oppgradering	O/U- og nett-pakken – kjernen i «lavthengende»
7 Komplementære	Enøk, fleks, kabler, rettferdighet
9 Konklusjon	Samler A+B til ett budskap

Kilder

Syntese av kap. 2–7 og [deep-research/07-anbefalinger/](#) med kryss mot facts i 04-lagring, 05-oppgradering, 06-komplementære, 03-fremtid. Primært: NVE O/U, Fakta 3/2025, enøk, LA25 (15/2025), status 17/2026, scenarioer 24/2025, Fakta 02/03/04-2026; Statnett SUP 2025, LMA 2024–2050, markedsdesign 2023; RME batteri/tariff og sommerprosjekt 2025; Riksrevisjonen Dok 3:7 (2024–2025); Enova privat; NVE Norgespris; Nordic TSO batterier i reserver (2025). Nøkkeltall: [deep-research/08-cross-cutting/noekkeltall-freeze.md](#).

Kapittel 9: Konklusjon

Executive summary

Norge har et sterkt, fornybart og regulerbart kraftsystem – magasin over 87 TWh, høy fornybarandel, positiv energibalanse og kompetanse i vannkraft og nett. Det er også suboptimalt utnyttet i møte med prisvolatilitet, effektknapphet, tilknytningskø og forbruksvekst mot 2030–2050.

Kjernen i denne rapporten er ikke «vi mangler all teknologi», men gapet mellom mulig og gjort:

Mulig (kartlagt)	Gjort / tempo
O/U ca. 5–6 TWh/år og ca. 7–8 GW	5,4 GWh O/U idrift i 2025
Stasjonær BESS i europeisk skala	Ingen frittstående kommersiell flåte av «betydelig» størrelse
Enøk 13 TWh under 1 kr/kWh; mål –10 TWh	Nesten flat byggforbruk 2015–2025; bare ca. 1,3 TWh mer nedgang forventet med dagens instrumenter

Hovedanbefaling: to spor samtidig – A (start under dagens rammer: temp.nett, løpehjul, tillatt pipeline, smart lading, enøk) og B (politisk/reguleringsmessig vilje: batteritariff, raskere konsesjon, O/U-insentiver, enøk-virkemidler som treffer 2030-målet). Uten begge blir 2030 et stramt tiår selv med kraftoverskudd i normalår (+4 til +7 TWh).

9.1 Svaret på problemstillingen

Kapittel 1 stilte spørsmålet: Hvordan lukke gapet mellom det som er teknisk og økonomisk mulig – lagring, opprusting, nettoutnyttelse, fleksibilitet – og det som faktisk skjer, før effektknapphet og prissjokk blir dyrere enn tiltakene?

Svaret etter kap. 2–8 er:

1. Moderniser det som allerede finnes (vannkraft O/U, temperaturoppgradering, 300→420 kV-reinvestering) – ofte raskere og med lavere konflikt enn grønnfelt. 2. Aktiver etterspørselssiden (enøk, V1G/smart lading, forbruksfleks, termisk lagring) – ofte billigere per nytte enn ny produksjon. 3. Skaler stasjonær lagring der systemverdien er reell – men da må tariff og stacking på plass (B); case-BESS og nettfornål kan starte nå (A). 4. Skill potensial fra realisering – ~5 TWh O/U på papiret er ikke 5 TWh i 2030 uten FID, insentiver og nett. 5. Prioriter last og tid – tilknytningskø og datasenter/H₂ kan ikke behandles som om kapasiteten er uendelig.

Dette er komplementært til ny produksjon (vind, sol, havvind) – ikke et argument mot den. Det er et argument for å slutte å late som om potensialstudier og investeringsplaner er det samme som idriftsettelse.

9.2 De viktigste funnene (kapittel for kapittel)

Status quo og priser (kap. 2–3)

- Produksjon 161,8 TWh (2025), bruttoforbruk ca. 139 TWh, nettoeksport ca. 23 TWh – systemet er sterkt i energi i normalår. - Magasin >87 TWh er det reelle sesongbatteriet; det erstatter ikke timefleks i alle knutepunkt. - Fra krise til «normal, men urolig»: NO2 213 øre/kWh (2022) → 58,2 (2024); NO4 27,0; ekstremtimer >1050 øre; nord-sør-skille 30–66 øre i 2025. - Flaskehalser og utveksling (ca. 9 000 MW) former regional pris – ikke bare «europeisk smitte» som eneste forklaring.

Fremtid uten ekstra tiltak (kap. 4)

- NVE LA25: forbruk 154 (2030) → 190 TWh (2050); balanse +7 → +15 TWh; snittpris ca. 67 / ca. 58 øre/kWh (2023-kr). - Alternativ NVE-bane (status 2025–2030): overskudd ca. +4 TWh i 2030 – begge peker strammere, ikke «krise i TWh». - Effekt er det underkommuniserte problemet: behov +2–6 GW mot 2030 vs ca. +0,6 GW mer vintereffekt fra produksjon. - Statnett: uten mer ny produksjon begrenses forbruksveksten til ca. 25–30 TWh av priser – tapt elektrifisering. - Reserver/kø: >8 000 MW forbruk; datasenter i størrelsesorden ~10 GW i transmisjonsbildet

vs lite realisert TWh.

Lagring (kap. 5)

- Ingen frittstående kommersielle batterianlegg av betydelig størrelse (NVE 2026). - Elbil >900 000 / >45 GWh lager – potensial, ikke stasjonær systemressurs; V2G er pilot. - Europa ca. 35 GW batteri (2024); Sverige >600 MW i reserver (2020–2025); Norge prekvalifisert << SE. - Enova privat: styring (maks 10 000 kr), ikke litium-kWh-tilskudd; bedrift: rene konvensjonelle batteri-investeringer støttes ikke under fleks-programmet. - A: case-BESS, nettførmål, V1G. B: tariff uten dobbelt nettleie, stacking-veileder, statistikk.

Oppgradering (kap. 6)

- O/U teknisk-økonomisk: ca. 5–6 TWh/år, ca. 7–8 GW (ca. 14 GW m/pumpe i database). - 5,4 GWh idrift 2025; 1,14 TWh tillatt ikke idrift (0,76 TWh tillatt ikke bygd). - Løpehjul: ca. 1,2–1,5 TWh – «enkleste» energi, ofte innenfor konsesjon. - Statnett: 150–200 mrd. over ti år; temp.oppgradering +60–80 %; ca. 100 ledninger; ledetid ny linje inntil ca. 14 år. - NVE har ikke LCOE for O/U – analysehull for rangering mot ny vind/vann.

Komplementært (kap. 7)

- Enøk: 13 TWh potensial under 1 kr/kWh (næring 9); mål –10 TWh til 2030 er krevende. - Forbruksfleks: NorFlex 1,39 GWh handlet; Euroflex 250 mill. kr – skala mangler nasjonalt. - Kabler: samfunnsnytte og forsyningssikkerhet vs prissmitte og omfordeling – krever ærlig fordeling (B). - Areal/rettferdighet (Fosen, reindrift): favoriserer modernisering av det som finnes.

Anbefalinger (kap. 8)

- A er reelt og stort – temp.nett, løpehjul, pipeline, V1G, enøk, tilknytning på vilkår. - B er flaskehalsen for skala – tariff, konsesjon, O/U-insentiver, enøk-instrumenter. - A alene demper det verste; full robusthet mot 2030–2050 krever A+B. - Privat: styring, enøk, smart lading først; sol/batteri etter regnestykke under Norgespris.

9.3 Det store gapet – samlet bilde

[Figur: FIG-O-01 O/U gap – mulig vs gjort] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

[Figur: FIG-L-01 Batteri Norge vs SE vs Europa] · Se kraft.patrickjanson.no/figurer/

Område	Mulig / kartlagt	Gjort / planlagt tempo	Gap-type
O/U vannkraft	~5–6 TWh/år; ~7–8 GW	5,4 GWh idrift 2025; 1,14 TWh tillatt	Realisering + insentiv
Løpehjul	~1,2 TWh resterende	Delvis; datahull konsesjonsfritt	Reinvesteringstakt
Stasjonær BESS	Europeisk skala; planer opptil 400 MW	Ingen betydelig kommersiell flåte; case ~10–50 MW	Marked + tariff (B)
Elbil som fleks	>45 GWh lager	Lav systemaktivering; V2G pilot	Styring/tariff (A→B)
Enøk bygg	13 TWh pot.; mål –10 TWh	Nesten flat 2015–25; ~1,3 TWh mer nedgang forventet	Virkemidler (B)
Forbruksfleks	Piloter + Euroflex	Ikke nasjonalt skalert	Marked/skala
Nettutnyttelse	+60–80 % via temp.	~100 ledninger over 10–15 år (plan)	Gjennomføringstid
Tilknytning	Reservert >8+7 GW	Lange køer; fullbooket nett	Prosess + kapasitet

Narrativ: Gapet er ikke primært manglende teknologi eller manglende analyser. Norge har NVE-potensialtall, Statnett-planer og pilotprosjekter. Gapet er FID, tariff, konsesjonstid, skatt/insentiv, statistikk og politisk prioritering – altså realisering.

9.4 Hovedanbefaling i kortform

To spor samtidig

Spor	Innhold (kort)	Hva det løser
A – Start nå	Temp.oppgradering og utnytte nett; løpehjul/O/U innenfor konsesjon; realisere 1,14 TWh tillatt pipeline; smart lading; enøk; tilknytning på vilkår; case-BESS og nettformål-batteri	Raskere kapasitet, noe energi/effekt, unngåtte nettinvesteringer, lavere konflikt
B – Bestem nå	Batteritariff/stacking; raskere konsesjon (Riksrevisjonen); O/U-insentiver + O/U-LCOE; enøk-virkemidler som treffer –10 TWh; BESS-statistikk; ærlig last- og kabelpolitikk	Skalerbar lagring, større O/U-volum, enøk-mål, forutsigbarhet

Tre utfall

Hvis ...	Da ...
Bare A	Det verste dempes (kø, unødige linjer, noe O/U), men BESS forblir nisje, enøk-målet glipper, store deler av O/U-potensialet forblir på papiret
Bare B uten A	Vedtak uten gjennomføring – kjent norsk risiko
A + B	Best match mot stramt 2030 (effekt, pris ~67 øre, volatilitet) og forbruksspenn 180–260 TWh mot 2050

Hva vi bevisst ikke setter som hovedspor

- Norsk kapasitetsmarked de neste 10–15 årene (Statnett ser ikke behov). - Generisk litium-hjemmebatteristøtte til alle (Enova prioritert styring; fordelingseffekt). - «14 GW pumpekraft» uten miljø- og nettfiler (databaseaggregat, ikke program). - Å late som normalårsoverskudd alene betyr at alt er greit – effekt- og pristimer er flaskehalsen.

9.5 Hva skjer hvis vi fortsetter som i dag (BAU)

Uten forsterket A+B peker kap. 4 og 8 mot:

Dimensjon	BAU-retning
Energibalanse 2030	Fortsatt positiv (+4 til +7 TWh), men strammere
Effekt	Økt risiko for underskuddstimer; mer importavhengighet i topplast
Pris	Snitt ~67 øre (2030); værår 40–100; fortsatt ekstremtimer og nord-sør-skilte
Tilknytning	Kø forblir strategisk flaskehals; ny industri kan fortrenge annen last
Enøk-mål	–10 TWh i bygg nås ikke med dagens instrumenter
Forbruksvekst	Kan begrenses til ~25–30 TWh av priser hvis lite ny produksjon
Lagring	Elbil-lager forblir potensial; stasjonær BESS forblir case/plan

Poenget er ikke skremsel. Poenget er at positiv energibalanse i normalår ikke er det samme som billig, tilgjengelig og forutsigbar effekt der og når den trengs – i sør, i topplast, og for ny last i kø.

9.6 Usikkerheter, begrensninger og AI-transparens

Analytiske usikkerheter

Usikkerhet	Betydning for konklusjonen
O/U er teknisk-økonomisk, ikke realistisk	«5 TWh» er tak for kartlagt potensial – ikke leveransegaranti
2030-balanse +4 vs +7 TWh	Retning er robust (strammere); eksakt tall er metodeavhengig
Forbruk 2050: 190 vs 180–260 TWh	Stort utfallsrom; anbefalingene er robuste på tvers (mer fleks og nett trengs i alle baner)
O/U-LCOE mangler	«Billigere enn ny vind» er plausibelt, ikke NVE-bevist på samme format
Ingen offisiell BESS-inventarliste	Gap mot SE/EU er klart; eksakt norsk MW er usikkert (~10–50 MW bransje)
11 mrd. smart lading	2019-scenario ved full elbilpark – retning, ikke restpotensial 2026
RME batteritariff-forslag	Retning, ikke formelt vedtak
Norgespris vs sol/batteri	Debatt 2025–26; ikke full NVE-fasit på privat LCOS
Datasenter / H ₂	Jokere som kan endre både kø og TWh etter 2030

Hva denne rapporten er – og ikke er

Er	Er ikke
Uavhengig, AI-assistert, kildebasert syntese	Offisiell NVE-/Statnett-rapport
Handlingsrettet A/B-rangering	Partiprogram eller bransjelobby
Gap-fokus mulig vs gjort	Full LCOS/CBA for hvert enkelt prosjekt
Forankret i primærkilder der mulig	Fasit utenfor kildegrunnlaget

AI-assistert arbeid (kort)

Rapporten er produsert med omfattende bruk av AI til research-støtte, struktur og tekstutkast, under menneskelig publiseringsansvar (full beskrivelse i kap. 1). AI er ikke kilde. Nøkkeltall skal kunne spores til NVE, Statnett, SSB, RME, Enova m.fl. (nøkkeltall-freeze og deep-research/). Kritiske beslutninger bør alltid kryssjekkes mot originalkilde.

9.7 Avsluttende oppfordring

Til beslutningstakere (Storting, regjering, OED, NVE/RME)

Slutt å behandle O/U, nettutnyttelse og lagringstariff som randtema. De er blant de raskeste og ofte billigste bidragene til robusthet mot 2030. Sett frister for konsesjon og tilknytning (Riksrevisjonen), formaliser batteritariff/stacking, krev O/U-LCOE, og gi enøk-instrumenter som faktisk treffer –10 TWh-målet. Prioriter ny stor last (datasenter, H₂) mot systemkapasitet i tid, ikke bare mot kønummer.

Til Statnett, DSO og produsenter

Gjennomfør det som allerede er planlagt og tillatt: temperaturoppgradering, 420 kV-reinvestering der det uansett byttes, løpehjul og FID på 1,14 TWh tillatt O/U – særlig de 0,76 TWh som har tillatelse uten å bygges. Bruk tilknytning på vilkår. Invester i BESS der nett- eller reserveverdi er dokumenterbar – ikke vent på perfekt reform, men press på forutsigbare regler.

Til investorer og aggregatorer

Business case finnes i flaskehalser, reserver og industripeak – ikke nødvendigvis i ren arbitrasje overalt i Norge. Forbered stacking; V1G skalerer før V2G.

Til privatpersoner

Start med det som nesten alltid lønner seg uavhengig av debatt: pris- og effektstyring, enøk og smart lading. Vurder sol og hjemmebatteri med åpne øyne for Norgespris, nettleie og totalpris – ikke salgspitch. Enova har ingen dør-til-dør-selgere.

Norge har vann, kabler, kompetanse, elbilflåte og noen av Europas beste forutsetninger for et robust fornybart system. Spørsmålet er ikke om potensialet finnes – NVE og Statnett har allerede kartlagt mye av det. Spørsmålet er om vi bruker det i tide – eller lar gapet mellom mulig og gjort vokse til det blir dyrere i pristopper, kø og tapt omstilling.

A+B samtidig. Start med det som finnes. Bestem det som mangler.
