

Til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo
nve@nve.no
Referansenummer 202524740

Bergen 20. februar 2026

Høringsinnspill til høringsdokument nr. 3/2025 om endringer i forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kraftberedskapsforskriften)

1. Innledning

For å gjøre høringsinnspillet mest mulig ryddig har vi samlet informasjon om REN i vedlegg 1, der det står mer om REN og REN sin rolle i kraftbransjen, samt viser til REN sin høringsuttalelser til NOU 2023:17.

REN ser det som naturlig at kraftberedskapsforskriften nå justeres som en konsekvens Totalberedskapskommisjonens rapport, Totalberedskapsmeldingen og Nasjonal sikkerhetsstrategi.

Viktige elementer i kraftforsyningsberedskapen som det pekes på her er økt fysisk sikring av anleggene, redusert tilgang på offentlig tilgjengelige opplysninger om anleggene, gjennomført god sikring mot cyberangrep, mer redundans i nettet, og **styrket reparasjonsberedskap**.

Denne høringen gjelder **reparasjonsberedskap** som er av stor betydning:

Viktige elementer i reparasjonsberedskapen er:

- Tilstrekkelig tilgang til beredskapsmateriell lokalt og nasjonalt
- Distribuerte beredskapslagre med god sikkerhet mot sabotasje
- Sikker tilgang til avgjørende kompetanse og verkstedtjenester hos leverandører og produsenter
- God transportkapasitet, spesielt av tunge komponenter som transformatorer

2. Kommentarer til endringsforslag/presiseringer i forskriften

Endring 1: Presisering av ledd 3 i forskriftsteksten:

Ved dimensjonering av reparasjonsberedskap skal nettselskaper som er KBO-enheter, også legge til grunn at sabotasje samtidig rammer minst to av selskapets anlegg eller systemer, som transformatorstasjoner, koblingsstasjoner, kraftledninger, omformerstasjoner, beredskapslager eller driftskontrollsystem, og at sabotasje samtidig også rammer andre KBO-enheter.

Det ser greit ut med hensyn på å definere hva det betyr, til en kommer til siste setning: *og at sabotasje samtidig også rammer andre KBO-enheter.*

Det kan oppfattes uklart hvor mange samtidige hendelser KBO-enhetene skal ta høyde for totalt ut ifra siste setning. Vi ønsker å påpeke at forskriftsteksten kan tolkes forskjellig, og REN har forsøkt i vedlegget å illustrere hva forskjellige tolkinger betyr for behovet for beredskap.

Det er kraft transformatorer som trolig vil bli den største investeringen i økt beredskap for KBO-enheter etter ny forskrift, og dette er brukt som eksempel i vedlagte regneeksempler, se (vedlegg 2).

3. Viktige punkter som NVE bør vurdere å ta inn i veiledningen

3.1 Andre KBO enheter spesielt kraftprodusenter

§ 4-1 Reparasjonsberedskap

NVE foreslår: *Ved dimensjonering av reparasjonsberedskap skal nettselskaper som er KBO-enheter, også legge til grunn at sabotasje samtidig rammer minst to av selskapets anlegg eller systemer, som transformatorstasjoner, koblingsstasjoner, kraftledninger, omformerstasjoner, beredskapslager eller driftskontrollsystem, og at sabotasje samtidig også rammer andre KBOenheter.*

REN oppfatter det slik at: For andre KBO enheter dimensjoneres beredskapen mhp. havarier og feil basert på risikovurdering ut ifra klasse, tilstand og lokale forhold.

Kraftstasjoner nevnes i høringen. Det er viktig at det er best mulig beredskap på kraftstasjoner som er kritisk for nettdriften. Og at det bør være et samarbeid mellom nettselskap og kraftprodusenter for å få dette til på en god måte.

Et viktig stikkord i forhold til kraftprodusenter er at det ofte er mulig å få rimelige reparasjonsberedskap **der komponentene kan standardiseres**. Antallet kan en beregne ut

ifra en Poissonfordeling det antall beredskapskomponenter som trengs i forhold til en gitt sannsynlighet for å kunne få tak i en reserve, 95% 97,5% 99,5% osv. og avtaler om reparasjon så raskt som mulig eller uten ugrunnet opphold.

NVE nevner dette i høringen:

Et annet eksempel er at sabotasje kan skje samtidig mot et nettanlegg og et produksjonsanlegg i et område der forsyningssikkerheten ofte er avhengig av lokal produksjon. REN mener dette er et godt utgangspunkt for risikovurderingen for å avdekke svakheter der nett driften er svært avhengig av kraftproduksjon og kraftprodusentene også har beredskap i den grad det er mulig (på standardiserbare komponenter).

Dette er viktig å påpeke i endelig **endringsnotat og veileder** at beredskap myntet på nettfunksjon også er relevant for kraftprodusenter i kritiske punkt.

Som eksempel kan nevnes at Lærdal sentrum ble drevet i øydrift av to kraftverk når en hadde en beredskapshendelse med brannen for noen år siden.

3.2 Redundans i forhold til reparasjonsberedskap

Reparasjonsberedskapen skal i utgangspunktet dimensjoneres for å håndtere samtidige hendelser, sabotasje eller ikke, også når hendelsene er relativt sammenfallende i tid.

NVE skriver til tredje ledd: *Alternativt til reparasjonsberedskap, kan virksomhetene velge å gjøre tiltak i nettet. Redundans i system er et alternativ til reparasjonsberedskap fordi utfall av enkelte anlegg eller stasjoner i et redundant område vil ha mindre konsekvens.*

REN mener redundans letter presset på rask reparasjon og øker robustheten. *fordi utfall av enkelte anlegg eller stasjoner i et redundant område vil ha mindre konsekvens. I tillegg gir mer redundans KBO-enhetene noe mer tid til å reparere anlegg eller stasjoner.*

Samtidig kan redundans være av stor betydning, spesielt når vi vet at å skifte ut en transformator tar omtrent en til to måneder. Det er naturlig at dette kommer fram i en risikovurdering, da mindre redundans vil gi større sårbarhet. Dette gjelder både redundans i stasjoner og anlegg og systemmessig i underliggende nett.

Eksempel: Om en har to stasjoner med to transformatorer på 40 MVA, makslast er 40 MVA. Dermed trenger en kun 2 transformatorer en pr. stasjon for å gjenopprette drift, men hvor lang

tid har en på å få på plass de to siste transformatorene etter funksjon er gjenopprettet? Kan de bestilles eller må en ha de klare på et eget eller felles lager.

4. Ikrafttredelse

NVE forslår at det tas sikte på at forskriften skal tre i kraft fra og med 01.07.2026.

REN mener det er viktig at forskriftsendringen skjer så raskt som mulig for å fortgang i anskaffelse av mer beredskapsmateriell, men det må gis en aksept for at materiell kan ha lang leveringstid. Arbeidet med datafangst, spesifikasjon og anbud tar tid. Bransjen må få tid til å klargjøre hva som må bestilles så snart forskriftsendringene er klare.

5. Økonomiske og administrative konsekvenser

NVE skriver: *Med dagens trusselbilde er reparasjonsberedskapen i dag i mange selskaper under det nivået den burde være. En styrking av forebyggende sikkerhet og beredskap vil medføre kostnader for bransjen. Det kan påløpe kostnader både hvis virksomhetene må kjøpe inn ekstra reservemateriell, hvis de må skaffe seg tilgang på mer personell for å håndtere samtidige sabotasjehendelser og hvis de må etablere mer distribuerte løsninger for lagring av reservemateriell.*

Samtidig vil langvarige utfall i strømforsyningen i et område ha betydelige konsekvenser i et samfunn som er så avhengig av en stabil strømforsyning som Norge. Et utfall vil relativt raskt få konsekvenser for annen kritisk infrastruktur som vann og avløp, betalingstjenester og transport.

Det må forventes at priser og leveringstider vil øke i takt med det grønne skiftet, med behovet for reparasjon av kraftforsyningen i Ukraina og gjenoppbygging etter krigen.

NVE skriver videre: *En kombinasjon av tiltak i eget nettselskap, regionale former for samarbeid, og nasjonale løsninger vil også kunne være hensiktsmessig. Et eksempel på samarbeidsløsninger er REN Beredskap. Utvikling av samarbeid på ulike nivåer kan bidra til at de samlede kostnadene blir lavere enn om hvert enkelt selskap skal bygge opp helt egen beredskap.*

RENs erfaring er at samarbeidsløsningen REN Beredskap har gitt verdi for deltakende nettselskaper og kraftselskaper. Det ansees å være et ytterligere økonomisk og beredskapsmessig potensial ved å utvide denne og andre samarbeidsløsninger for beredskapsmateriell.

NVE påpeker: I dag har flere komponenter i kraftforsyningen lange leveringstider. Dette gjelder eksempelvis både transformatorer, koblingsanlegg og sjøkabel. Ved å ha dette materiellet på beredskapslager vil tiden det tar å gjenopprette strømforsyningen reduseres betydelig. Eksempelvis er det for typiske transformatorer i regionalnettet en leveringstid på to år.

Leveringstiden kan være betydelig lengre enn dette. I dag er det ofte vanskelig å få tilbud på bestilling av én transformator. For å gjøre bestillingene mer interessante for leverandørene, bør det bestilles flere. REN vil bistå våre eiere (nettselskapene) på den måten de synes er formålstjenlig.

6. Oppsummering

Det vil være en nyttig øvelse for alle nettselskap å kunne kartlegg hvor de er sårbare ved to parallelle hendelser. Det kan gi innspill til hvor en bør styrke nettet i forhold til redundans og hvor en bør konsentrere reparasjonsberedskapen. Det kan det være vanskelig for nettselskapene å vite hva som skal være dimensjonerende kriterier spesielt når en ser på hendelser pr. komponentgruppering og i særdeleshet for transformatorer. REN mener derfor at forskriftsteksten med fordel kan være klarere med tanke på å kunne dimensjonere antall komponenter i beredskap. Et godt samarbeid mellom nettselskap og kraftprodusenter vil kunne gi bedre beredskap.

Redundans gir KBO-enhetene noe mer tid til å reparere anlegg eller stasjoner. Bransjen må få tid til å klargjøre hva som må bestilles så snart forskriftsendringene er klare. Samarbeidsløsninger som for eksempel REN Beredskap kan være viktige verktøy for å sikre god reparasjonsberedskap på en effektiv måte.

Vennlig hilsen

Stig Fretheim



Daglig leder

Mobil 48197150

Vedlegg 1

Om REN AS

Høringsdokumentet viser til RENs rolle innen reparasjonsberedskap:

Nettselskaper eier en bransjeorganisasjon, REN AS, som har beredskap som et av sine virksomhetsområder. Mange nettselskap sikrer tilgang på reparasjonsberedskap for blant annet sjøkabel og GIS-anlegg gjennom RENs sameier, og/eller gjennom å gjøre materiell tilgjengelig for andre gjennom en database over reservemateriell. RENs sameier er åpne også for produsenter og det er pågående diskusjoner om utvidelser. Slike samarbeidsløsninger, både gjennom REN AS og i andre konstellasjoner, kan være en effektiv måte å oppfylle kravene til reparasjonsberedskap, uten å måtte anskaffe alt materiell selv.

Vi understreker at disse ordningene er velfungerende og kostnadseffektive. REN arbeider kontinuerlig med å øke deltagelsen. Det er viktig at så mange som mulig er med, slik at innkjøp av materiell til sameiene blir større bestillinger. REN erfarer at produsentene av materiell er lite villige til å gi tilbud på enkeltkomponenter eller utsyr med spesielle spesifikasjoner. Ved å gå sammen, utarbeide standardiserte løsninger og gjøre bestillingene større, er mulighetene bedre for å få akseptable tilbud.

Ordningen som REN har er dimensjonert for fredstid og ment å gi en effektiv beredskap for havarier, mens kraftledningsprosjektet som det nå arbeides med også er rettet mot store værhendelser. Å dimensjonere etter sabotasje er noe nytt og dette vil føre til at dagens beredskapsressurser må oppdimensjoneres.

REN er en fag/kompetanse organisasjon eller nettverk og at det er nettselskapene i fellesskap gjennom sameier og styrer som tar alle beslutninger. REN sin rolle er å ta fram gode ideer og forslag og skape en konsensus for disse, deretter legges disse fram for nettselskapene til beslutning.

REN vil bistå våre eiere (nettselskapene) på den måten de synes er formålstjenlig.

REN vil også vise til tidligere innspill i forbindelse med »[Høring av NOU 2023:17 Nå er det alvor Rustet for en usikker fremtid Høringssvar fra REN AS angående kraftforsyningen](#)».

Vedlegg 2

Hva må KBO enhetene som er nettselskap gjøre av analyser og hva betyr det i praksis.

1. Risikovurdering og analyse der en tar hensyn til to parallelle hendelser

Nettselskap som er KBO enheter må gjøre systemanalyse med utgangspunkt i 2 parallelle hendelser både på like og ulike anlegg og systemer.

Dette kan være med:

1. to sentrale transformatorstasjoner til en by, eller
2. to viktige forsyningsveier til viktig industri/næringsliv en transformatorstasjon og en kraftledning/sjøkabel.

Det må analyseres i forhold til størrelse, viktighet og tid for gjenopprettelse. KILE vil kunne gi en indikator på viktighet. I analysene tror vi at det bør fremkomme hva som er gjennomrettelsestid og KILE med dagens beredskap og hva som er gjenopprettelsestid når *komponentberedskapen og om nødvending ekstra montasje ressurser er på plass.*

Historisk har denne typen analyser ikke vært så viktige i kraftsystemutredningene der en gjerne stoppet på (N-1) på komponentnivå mens en nå må se på (N-1) på anleggs/systemnivå.

Nettselskapene må løse dette på den praktisk god måte.

1. Hva betyr forskriftsendringen matematisk?

Hva betyr dagens forskrifter matematisk

Forskriften går ifra en risikovurdering der enkeltkomponenter vurderes ut ifra:

redundans i drift $N-X$ der X står for hvor mange komponenter som en kan tåle utfall av

$$N - X + B$$

Der B står for en beredskap: Dette blir en poissonfordelt sannsynlighet for 0 til n feil innenfor perioden det tar å reanskaffe/reparere komponentene. Ut ifra dette gir det antall komponenter som kan gjenopprette funksjon der en har en viss sannsynlighet for å få tak i komponenten.

Historisk sett har forvaltningspraksis/bransjens praksis i risikovurderinger vært å **se på B som enkelthendelser på enkeltkomponenter**. Dvs. dersom en har to transformatorer på 40 MVA

og en belastning på 40 MVA i makslast har en god nok beredskap med å ha en 40 MVA reserve som beredskap og at denne 40 MVA transformatoren deles mellom flere andre slik at sannsynligheten for å få tak i den er høy.

En transformator var dermed god nok reserve for inntil 25 transformatorer ute i nettet, hadde man **over 25 burde man ha to** og over **100, tre enkelttransformatorer i beredskap**. Det vil koste hhv. Ca. 16, 32 og 48 MNOK.

Hva betyr ny forskriftstekst matematisk

I NVEs nye krav skal en se på B ikke som enkelthendelser og enkeltkomponenter, men som 2 parallelle hendelser for anlegg eller systemer. Dimensjonerende for driften blir da ikke endret der en fremdeles vil ha $N-X$ der X gjerne er fra 1 til 2+.

$N - X + B$

Samme formel, men B blir endret fra enkeltkomponenter til anlegg og systemer, der en til enhver tid skal kunne ha ikke bare en, men to reserver.

Hendelser som skjer på to anlegg av samme typen vil dermed igjen være dimensjonerende for hvor mange komponenter det skal være på et lager.

Før vi går i gang med å beregne må vi gjøre noen flere forutsetninger.

De fleste stasjoner har $N-1$ dimensjonering av transformatorer, dvs. at med 2×25 MVA har de 25 MVA i makslast. Dermed kan en gjenopprette forsyningen med en transformator, mens en har bedre tid på transformator 2. For to transformatorstasjoner med 2×25 MVA må en da ha 2 transformatorer i reserve for å gjenopprette funksjon i tillegg må en ha to transformatorer til for å kunne få stasjonen tilbake til opprinnelig bestykning. Det vil koste hhv. Ca. 32, 64 MNOK. for to og fire reserver.

2. Hvorfor må en ha en nasjonal samtidighetsfaktor?

Eksempel 1.

Beskriver ulike valg i forhold til nasjonal samtidighetsfaktor på 2, 3 og 4 parallelle hendelser **pr** **komponentgruppering**.

Utfallsrommet for transformatorer				
Det er mulig å gruppere 1961 transformatorer i Hypotese 1 20 grupperinger				
Disse forelder seg på 2 transformatorer i 12 stasjoner, 3 transformatorer i 6 stasjoner, 4 transformatorer i 2 grupper				
Ulike valg i forhold til nasjonal samtidighetsfaktor	Gruppering 2 pr. stasjon	Gruppering 3 pr. stasjon	Gruppering 4 pr stasjon	Kostand i mrd gjennomsnitt 25 MVA 400.000 kr/MVA
Fordeling av parallelle transformatorer som er dimensjonerende	12*2	6*3	2*4	
For mindre enn N-1 i redundans deler av året pr KBO enhet	12*4	6*6	4*8	
Antall transformatorer	48	36	32	
Totalt 2 parallelle hendelser med N-0		116		1,16 mrd
For bedere enn N-1 i redundans (mest vanlig)	12*2	6*3	2*4	
Antall transformatorer	24	18	16	
Totalt 2 parallelle hendelser med N-1		58		0,58 mrd
Ta med 3 parallelle hendelse pr komponentgruppering N-0		174		1,74 mrd
Ta med 3 parallelle hendelse pr komponentgruppering N-1		87		0,87 mrd
Ta med 4 parallelle hendelser pr komponentgruppering N-0		232		2,32 mrd
Ta med 4 parallelle hendelser pr komponentgruppering N-1		116		1,16 mrd

Det kan jo nevnes at reinvesteringstakten er på 30 til 40 transformatorer i året.

En samtidighetsfaktor på 3 vil gi en investering på mellom 1,74 og 0,87 mrd. og et sted mellom 174 og 87 transformatorer i reserve. Å finne alle grupperingene er en omfattende jobb som ikke er gjort på kort tid.

Det forutsettes her en sameiekonstellasjon. Dersom det blir flere sameiekonstellasjoner vil kostanden øke omtrent lineært med antall sameiekonstellasjoner.

3. Er det tilfeller der parallelle hendelser ikke er dimensjonerende faktor

For komponentgruppen transformatorer må en da legge til grunn to parallelle hendelser på hhv Om et nettselskap har to stasjoner på 3*40 MVA 145/72,5 til 22/11 kV beredskap er da 6 transformatorer på 2 lagre. Tallet vil være 6 transformatorer inntil antall det skal være reserve for passerer ca. 300 med en feilfrekvens på 0,5% leveringstid på 2 år, da økes dette tallet lineært og en med 1000 transformatorer vil ha behov for 16 reserver Det vil koste 96 MNOK fra 6 stk. og opp til 300, deretter lineært øke. Men det finnes bare ca. 150 slike 40 MVA transformatorer i nettselskapene i Norge dermed vil 6 transformatorer fordelt på to lagre være nok.

For transformatorene på 20 og 25 MVA er tallet ca. 600 om disse gruppene slås sammen må en opp i 10 transformatorer om en både skal tilfredsstille kriteriet for beredskap på parallelle hendelser, to transformatorstasjoner med tre transformatorer hver på 20 eller 25 MVA blir sabotert dette gir 2*3 6 stk. transformatorer i reserve. Men risiko i fredstid vil gi tallet 10 som vi ser av kolonnen under.

Ytelse [MVA]	25
Feilrate:	0,005
Antall år:	2
Antall trafoer:	600
Reserver:	6
forventningsverdi:	6,02
x	P(Trafo3<=x)
0	0,2 %
1	1,7 %
2	6,1 %
3	14,9 %
4	28,2 %
5	44,2 %
6	60,3 %
7	74,1 %
8	84,5 %
9	91,5 %
10	95,7 %
11	97,9 %
12	99,1 %
13	99,6 %
14	99,9 %
15	99,9 %
16	100,0 %
17	100,0 %

Dimensjonerende kriterier for alle transformatorgrupper bortsett fra gruppen 25 og 20 MVA vil være parallelle hendelser.

Her der det tatt utgangspunkt i N-0, med N-1 vil en komme ca. i 150 transformatorer pr gruppering før enkelthavarier blir dimensjonerende.

Vi regner med det vil bli mange diskusjoner før en helt kommer i land når det gjelder hva forskriften betyr i praksis. Og i tillegg hva en skal kjøpe inn i praksis.