

# Innholdsfortegnelse

<b>Forord .....</b>	<b>3</b>
<b>Sammendrag .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Innledning .....</b>	<b>5</b>
<b>2 Driftsforstyrrelser.....</b>	<b>6</b>
2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) .....	6
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann .....	8
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel .....	10
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel .....	12
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel .....	13
2.4 Prosentvis fordeling av antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi over tid .....	14
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året .....	14
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året .....	15
2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet .....	15
2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet .....	16
<b>3 Feil .....</b>	<b>18</b>
3.1 Antall feil under driftsforstyrrelser, feilhyppighet , ikke levert energi og tapt vann .....	18
3.1.1 Feil på kraftledninger .....	19
3.1.2 Feil på kabler .....	19
3.1.3 Feil på krafttransformatorer .....	20
3.1.4 Feil på effektbrytere .....	21
3.1.5 Feil på vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett .....	21
3.1.6 Feil på vannkraftaggregat med direkte innmating mot 33-110 kV nett .....	22
3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler .....	23
3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer .....	23
3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett .....	24
3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 33-110 kV nett .....	25
3.2 Prosentvis fordeling av feil over året .....	26
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid over året .....	27
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid .....	29
3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger .....	29
3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftkabler .....	29
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer .....	30
3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere .....	31
3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett .....	31
3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr .....	32
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi .....	33
3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel .....	35
<b>4 Avbrudd .....</b>	<b>37</b>
4.1 Antall leveringspunkt fordelt på spenningsnivå .....	37
4.2 Gjennomsnittlig antall avbrudd per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå .....	37
4.3 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå .....	38
4.4 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå .....	39
<b>5 Utfall .....</b>	<b>40</b>
5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak .....	40
5.2 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet fordelt på årsak .....	41
5.3 Kumulativ fordeling av utetid i 2002 .....	42
5.4 Fordeling av antall utfall per enhet .....	43

---

5.5 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse.....	43
<b>6 Vernrespons .....</b>	<b>45</b>
6.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern .....	45
6.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern .....	46
6.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern .....	47
6.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak.....	48
<b>7 Leveringspålidelighet i sentralnettet.....</b>	<b>49</b>
7.1 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE .....	49
7.2 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene .....	50
7.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2002 .....	51
<b>8 Ikke levert energi og KILE for 2002 .....</b>	<b>52</b>
8.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper .....	52
8.2 KILE fordelt på anleggsdel .....	53
8.3 KILE fordelt på årsak .....	54
8.4 KILE og ansvarlige konesjonærer .....	55
<b>Vedlegg 1 Definisjoner .....</b>	<b>56</b>

## Forord

Årsstatistikken er utarbeidet av Statnett SF ved Nettstyringsdivisjonen, avdeling vern og feilanalyse. Statnett har siden 1. januar 1993 analysert driftsforstyrrelser og publisert statistikk for det norske regional- og sentralnettet. Statistikken er videreført etter retningslinjer utarbeidet av Samkjøringen, som var ansvarlig for statistikken frem til 1993.

Statnett tok i 1998 i bruk et nytt dataverktøy for registrering av driftsforstyrrelser i 132-420 kV nettet, «Statnetts driftsforstyrrelsesinformasjonssystem - SDI». Detaljeringsgraden i SDI er mye større enn tidligere, og det er en økt fokus på utfallsregistrering og registrering av vernrespons. Hensikten med utfallsregistreringen er å få en oversikt over hvordan driftsforstyrrelser påvirker tilgjengeligheten av ulike anleggsdeler i kraftsystemet, mens hensikten med registrering av vernrespons er å få oversikt over om vernene fungerer slik de er tiltenkt. Den «tradisjonelle» registreringen av feil og avbrudd er også forbedret og koordinert med FASIT-systemet. SDI gir muligheter for langt mer detaljerte analyser enn det som er presentert i denne statistikken. Spesielle statistikker kan fremskaffes ved henvendelse til Statnett SF.

Det utarbeides tre landsstatistikker for det norske kraftsystemet:

1. “FASIT - 20xx Feil og avbrudd i høyspennings fordelingsnett tom. 22 kV”  
Statistikken utgis av EBL
2. “Statistikk over driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet - 20xx”  
Statistikken utgis av Statnett
3. “AVBRUDDSSSTATISTIKK 20xx”  
Statistikken utgis av NVE

Økt bruk av feil- og avbruddsstatistikk har skapt et behov for å se de tre landsstatistikkene i sammenheng. Det er opprettet en *Referansegruppe feil og avbrudd* (Statnett, NVE, EBL, Sintef Energiforskning og tre energiverk), med formål å utvikle innrapportering, innhold og distribusjon av de tre statistikkene på en best mulig måte. Denne statistikken er basert på en felles struktur som er utarbeidet av gruppen.

En forutsetning for dette er at statistikkene baseres på samme terminologi. Ettersom terminologien legger premisser for innholdet i statistikken, må de som bidrar med data være godt kjent med definisjonene som brukes. Også brukere av statistikken må ha et bevisst forhold til terminologien som statistikken bygger på. I regi av *Referansegruppe feil og avbrudd* ble det i 1997 satt i gang et arbeid med å systematisere og sammenstille sentrale definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet. De omforente definisjonene er basert på definisjoner som allerede er i bruk nasjonalt, i internasjonale standarder, samt terminologien som brukes i vedlikeholdssammenheng. Referansegruppen har i størst mulig grad forsøkt å bruke velkjente uttrykk, og lagt vekt på å presisere og klargjøre betydningen av hver enkelt definisjon. I tilfeller der det historisk sett har vært uenighet om bruk av begrep, har man nå søkt å komme til enighet om hvilket begrep som skal brukes. Resultatet ble første gang publisert i mai 1998. En revidert utgave ble ferdigstilt i oktober 2001, og kan fås ved henvendelse til referansegruppen.

Oslo 21.07.03

Statnett SF  
Avdeling vern og feilanalyse  
Postboks 5192 Majorstuen  
0302 Oslo  
tlf. 22 52 70 00  
e-post: feilanalyse@statnett.no

## Sammendrag

Statistikken gir en oversikt over feil, avbrudd, utfall, vernrespons og KILE tilknyttet driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2002. Både overføringsanlegg og produksjonsanlegg inngår i statistikken.

Det ble i 2002 registrert 965 driftsforstyrrelser og en samlet mengde ikke levert energi (ILE) på 5304 MWh. Dette er en reduksjon på henholdsvis 5,6 % og 24 % i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Samlet mengde tapt vann var 16392 MWh, som er 35,6 % av gjennomsnittet siste 10 år.

Det var flest driftsforstyrrelser i Øst-Norge, og færrest i Nord-Norge. Driftsforstyrrelsene fordelte seg jevnt utover året, med en viss økning i sommermånedene mai til august. Mengde ILE er størst i månedene januar og juni. Vegetasjon forårsaket ca. 67 % av total ILE i 2002. 74,9 % av driftforstyrrelsene medførte ikke avbrudd.

Driftsforstyrrelser kan bestå av én eller flere feil. Det var til sammen 1133 registrerte feil i 2002, hvorav 650 forbigående og 483 varige. De vanligste feilårsakene er teknisk utstyr og omgivelser (tordenvær og vind). Kraftledninger er spesielt utsatt for tordenvær og vind. For krafttransformatorer er teknisk utstyr sammen med driftpåkjenninger de dominerende årsakene. Vannkraftaggregat samt vern og kontrollutstyr er spesielt utsatt for feil i teknisk utstyr og feil i forbindelse med konstruksjon/montasje. Det er også en forholdsvis stor andel feil på disse anleggsdelene hvor årsaken er registrert som ikke klarlagt.

Det var i 2002 totalt 0,44 avbrudd per leveringspunkt med spenningsnivå 33-420 kV. Avbruddshyppigheten var høyest for leveringspunkt på 132 kV nivå med 0,59 avbrudd per leveringspunkt. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for alle leveringspunkt var 17 minutter.

I forbindelse med driftforstyrrelser ble det i 2002 registrert 0,73 utfall pr. kraftsystemenhet i hovednettet. Hele 76 % av alle driftsforstyrrelser i hovednettet medførte utfall av kun én til to kraftsystemenheter. 10 % av driftsforstyrrelsene medførte fra 6 utfall og opp til 106 utfall per driftsforstyrrelse. Aggregat hadde den største utfallshyppigheten, med et gjennomsnitt på 1,66 utfall per aggregat. Gjennomsnittlig utetid for aggregat var 22 timer og 41 minutter, mens 50 %-verdien (medianen) var 1 time og 11 minutt. Kraftledninger hadde en utfallshyppighet på 0,92 per enhet, med en gjennomsnittlig utetid på 11 timer og 51 minutter. 50 %-verdien (medianen) for utetid for kraftledninger var 0 minutter. Årsaken til de høye verdiene for gjennomsnittlig utetid er enkeltutfall som trekker gjennomsnittsverdien opp.

For 220-420 kV ledningsvern var 86,7 % av all vernrespons korrekt. På disse spenningsnivåene er det dubberte vern, og vernresponsen er her relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. For 132 kV ledningsvern var 90,4 % av all vernrespons korrekt. For transformatorvern var 62,4 % av vernresponsen korrekt. Andel ukorrekte utløsninger var omlag like stor for ikke-numeriske distansevern (8,4 %) som for numeriske distansevern (8,2 %). Årsaken til feil på ikke-numeriske distansevern er for en stor del ikke klarlagt eller feil på teknisk utstyr, mens årsaken til feil på numeriske distansevern i hovedsak er feilbetjening/feil innstilling.

I 2002 var det tilsammen 20 feil i sentralnettet som medførte ILE. Mengden ILE er beregnet til 2326 MWh. Dette utgjør 11,8 % av all ILE i Norge og er vesentlig høyere enn gjennomsnittet for perioden 1995-2002.

I nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV var det 87 feil som medførte KILE i 2002. Den totale KILE-kostnaden var omlag 126,4 millioner. Hele 59 % av kostnaden skyldes feil på kraftledninger, men også vern og kontrollutstyr gir et betydelig bidrag (12%). KILE-kostnaden er høyest for feil der årsaken er omgivelser (56%).

# 1 Innledning

Rapporten gir en oversikt over feil, avbrudd, utfall og vernrespons under driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2002. Statistikken omfatter alle driftsforstyrrelser i overføringsanlegg og produksjonsanlegg tilknyttet disse spenningsnivåene.

Statistikken er basert på data fra tre ulike registreringssystem. For perioden 1993-1996 er alle data analysert og registrert av Statnett i et system fra 70-tallet. Systemet var basert på Nordels retningslinjer for registrering av driftsforstyrrelser. Dette systemet ble også brukt for driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå i 1997.

Endringer i NVEs Retningslinjer for Systemansvaret (RfS) av 1. mai 1997 medførte endringer i feilanalysearbeidet for konsesjonærer, samt i rapporteringsrutiner til Statnett. Tidligere var det frivillig å rapportere om driftsforstyrrelser på 45/66 kV nivå. RfS påla konsesjonær å gjøre feilanalyse på anleggsdeler med spenningsnivå 33-110 kV, og rapportere analyseresultatene til systemansvarlig. Pålegget gjaldt fra 01.01.97. I samråd med konsesjonærene ble det besluttet å bruke FASIT-systemet for innrapportering av analyseresultatene. Dette er den sjettede årsstatistikken som inneholder data for 33-110 kV basert på innrapportering ved hjelp av FASIT.

Siden 1998 er data for 132-420 kV nettet registrert i Statnetts nye registeringsverktøy SDI. Driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene blir analysert og registrert av Statnett. Dette er den femte statistikken som er laget på bakgrunn av data fra dette systemet.

Kvaliteten på dataene er generelt sett god for driftsforstyrrelser med spenningsnivå 132-420 kV. For lavere spenningsnivåer er det mer variert kvalitet på dataene. Fram til 1997 skyldtes dette i hovedsak at det var frivillig å rapportere driftsforstyrrelser. Etter 1997 skyldes det mer ulik kompetanse og oppfatning hos anleggseierne av hvordan data skal registreres .

Denne statistikken er inndelt i åtte kapitler. Det statistiske innholdet er inndelt i syv hovedkategorier:

- driftsforstyrrelser
- feil
- avbrudd
- utfall
- vernrespons
- leveringspålitelighet i sentralnettet
- KILE

I vedlegg 1 presenteres en oversikt over definisjoner som er lagt til grunn i statistikken.

## 2 Driftsforstyrrelser

I dette kapitlet presenteres en oversikt over driftsforstyrrelser i 2002 sammenliknet med gjennomsnittet for de siste 10 år. Med driftsforstyrrelse menes utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. En driftsforstyrrelse kan bestå av én eller flere feil.

Innledningsvis vises antall driftsforstyrrelser med konsekvenser (ILE og tapt vann). Videre gis en oversikt over geografisk spredning av driftsforstyrrelser og ILE fordelt på utløsende årsak, samt en fordeling av driftsforstyrrelser over året. Avslutningsvis vises en prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet under driftsforstyrrelser og en oversikt over driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet.

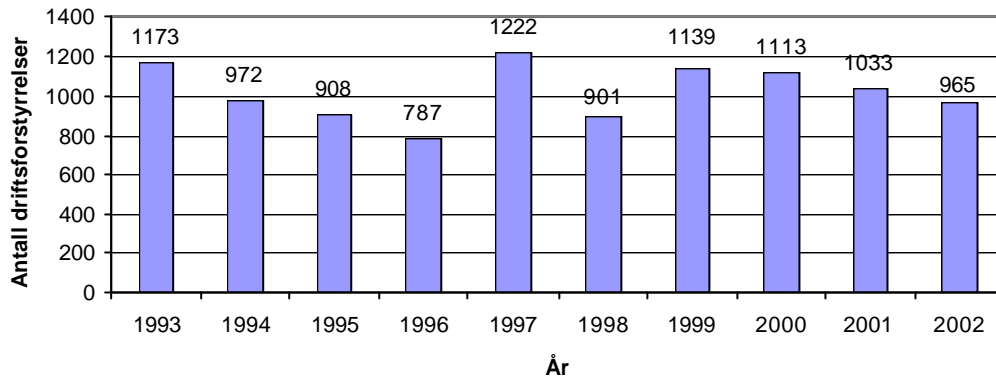
I flere av tabellene er driftsforstyrrelsene gruppert etter spenningsnivå (systemspenning). Det refereres da til spenningsnivået på anleggsdelen hvor driftsforstyrrelsens primærfeil inntraff. Feil på produksjonsutstyr er referert spenningsnivået produksjonsutstyret mater inn på. Enkelte driftsforstyrrelser kan være vanskelig å knytte til et bestemt spenningsnivå. Det kan f.eks være ved feil i felles hjelpeanlegg i en stasjon, feil i utenlandsk nett etc. Disse driftsforstyrrelsene er gruppert under «øvrige».

### 2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE)

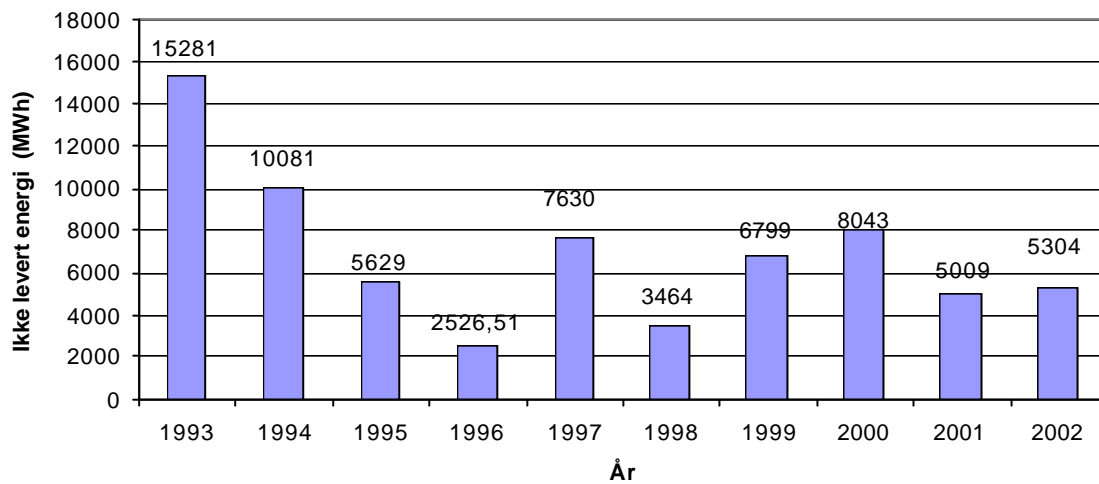
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi			
	Antall		%		MWh		%	
	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
420 kV	88	100,9	9,1	9,9	40	646	0,8	9,2
Ingen avbrudd	83	97,2	8,6	9,5	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	2	0,5	0,2	0,1	0	1	0,0	0,0
Langvarige avbr.	3	3,2	0,3	0,3	40	645	0,8	9,2
300-220 kV	184	212,4	19,1	20,8	1950	1227	36,7	17,6
Ingen avbrudd	161	193,1	16,7	18,9	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	5	2,4	0,5	0,2	2	17	0,0	0,2
Langvarige avbr.	18	16,9	1,9	1,7	1948	1206	36,7	17,4
132 kV	242	270,9	25,1	26,5	1578	2478	29,8	35,5
Ingen avbrudd	173	199,7	17,9	19,6	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	18	12,6	1,9	1,2	8	10	0,2	0,1
Langvarige avbr.	51	58,6	5,3	5,7	1570	2469	29,6	35,4
110-33 kV	376	380,5	39,0	37,2	1716	2606	32,4	37,4
Ingen avbrudd	231	228,1	23,9	22,3	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	46	27,3	4,8	2,7	9	96	0,2	1,4
Langvarige avbr.	99	125,1	10,3	12,2	1707	2511	32,2	36,0
Øvrige <sup>1)</sup>	75	56,6	7,7	5,6	20	19	0,3	0,3
Ingen avbrudd	73	54,8	7,5	5,4	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	0	0,2	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0
Langvarige avbr.	2	1,6	0,2	0,2	20	19	0,3	0,3
Sum	965	1021,3	100,0	100,0	5304	6977	100,0	100,0

<sup>1)</sup> Se innledning på kapitlet for forklaring på «øvrige».

Tabellen viser at det i 2002 var til sammen 965 driftsforstyrrelser med en mengde ILE på 5304 MWh. Dette er en reduksjon på 5,6 % i antall driftsforstyrrelser og 24 % i mengde ILE i forhold til gjennomsnittet de siste 10 år. Videre fremgår det at antall driftsforstyrrelser økte med avtakende spenningsnivå som for gjennomsnittet de siste 10 år. I 2002 var 39,0 % av driftsforstyrrelsene og 32,4 % av mengden ILE knyttet til spenningsnivå 33-110 kV. Statistikken viser at 74,7 % av driftsforstyrrelsene i 2002 ikke medførte konsekvenser for sluttbrukere.

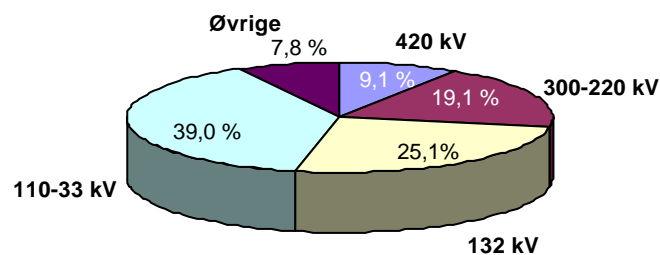


Figur 2.1 Antall driftsforstyrrelser per år i perioden 1993-2002.

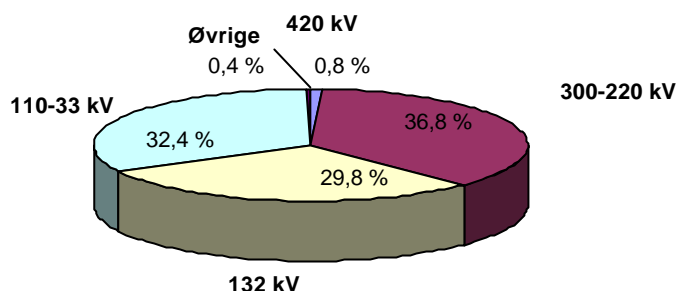


Figur 2.2 Ikke levert energi per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1993-2002.

Figur 2.3  
Antall driftsforstyrrelser fordelt på spenningsnivå i 2002.



**Figur 2.4**  
Ikke levert energi fordelt  
på spenningsnivå i 2002.



## 2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann

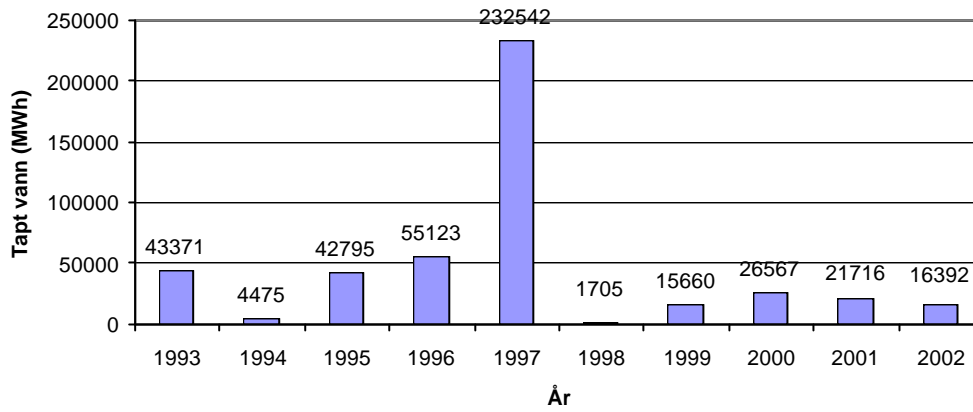
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%	
	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
420 kV	88	100,9	9,1	9,9	1799	204	11,0	0,4
Uten tapt vann	84	100,1	8,7	9,8	0	-	-	-
Med tapt vann	4	0,8	0,4	0,1	1799	204	11,0	0,4
300-220 kV	184	212,4	19,0	20,8	1690	27337	10,3	59,4
Uten tapt vann	177	206,3	18,3	20,2	0	-	-	-
Med tapt vann	7	6,1	0,7	0,6	1690	27337	10,3	59,4
132 kV	242	270,9	25,1	26,5	6043	7074	36,9	15,4
Uten tapt vann	218	247,5	22,6	24,2	0	-	-	-
Med tapt vann	24	23,4	2,5	2,3	6043	7074	36,9	15,4
110-33 kV <sup>1)</sup>	376	380,5	39,0	37,2	4893	9263	29,8	20,1
Uten tapt vann	328	337,3	34,0	33,0	-	-	-	-
Med tapt vann	48	43,2	5,0	4,2	4893	9263	29,8	20,1
Øvrige <sup>2)</sup>	75	56,6	7,8	5,6	1968	2158	12,0	4,7
Uten tapt vann	72	49,5	7,5	4,9	0	-	-	-
Med tapt vann	3	7,1	0,3	0,7	1968	2158	12,0	4,7
Sum	965	1021,3	100	100,0	16393	46035	100,0	100,0

<sup>1)</sup> Det er ikke rapportert tapt vann knyttet til driftsforstyrrelser som er innledet på 33-110 kV nivå i 1997 og 1998. Gjennomsnittsverdien for dette spenningsnivået er beregnet for perioden 1993-96 og 1999-2002.

<sup>2)</sup> Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

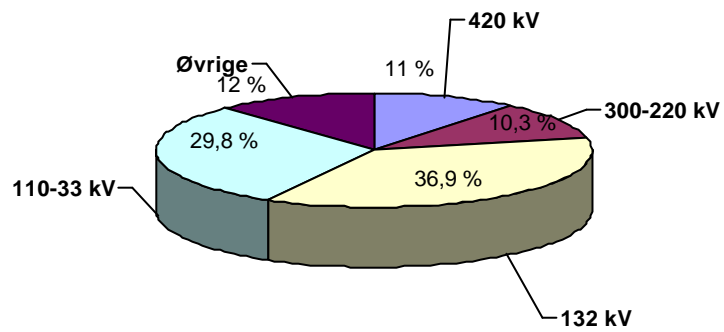
Tabellen viser at det i 2002 var en samlet mengde tapt vann tilsvarende 16393 MWh. Dette er 35,6 % av gjennomsnittet de siste 10 år. Årsaken til det store avviket fra gjennomsnittet er at det i løpet av 10-årsperioden har vært enkelte store feil/havarier i kraftverk som har medført store vanntap. Spesielt en driftsforstyrrelse i Uvdal II i 1997 (viklingshavari på transformator) medførte et stort vanntap, beregnet til 201600 MWh. I 2002 var det driftsforstyrrelser innledet på 132 kV nivå som forårsaket størst mengde tapt vann.





Figur 2.5 Tapt vann per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1993-2002.

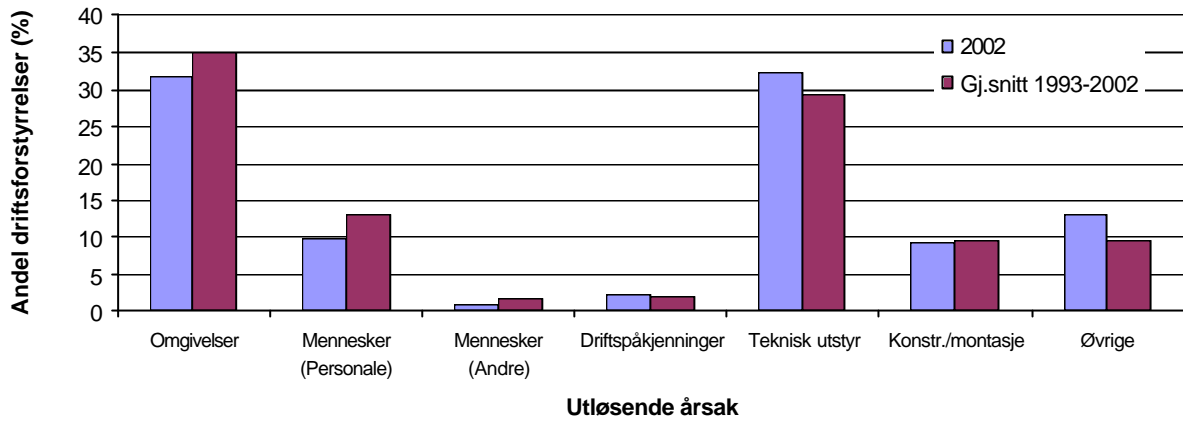
Figur 2.6  
Tapt vann fordelt  
på spenningsnivå i 2002.



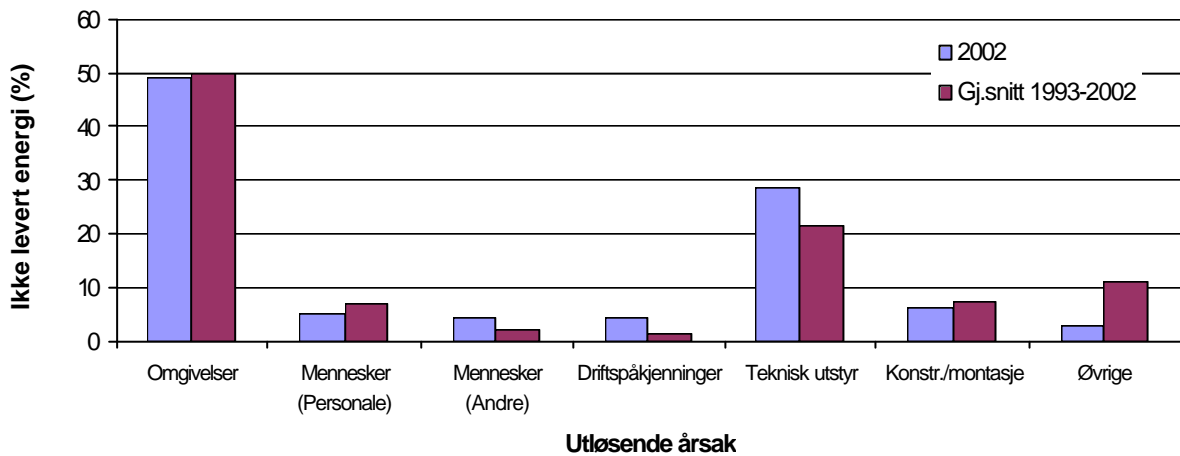
### 2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel

Utløsende årsak	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%		MWh		%	
	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
Omgivelser	306	356,9	31,7	34,9	2604	3457	49,2	49,5	5573	6186	34,0	13,4
Øst-Norge	139	128,8	14,4	12,6	552	909	10,4	13,0	2038	3729	12,4	8,1
Vest-Norge	75	91,9	7,8	9,0	1679	1255	31,7	18,0	0	610	0,0	1,3
Midt-Norge	66	80,9	6,8	7,9	236	404	4,5	5,8	3535	1757	21,6	3,8
Nord-Norge	26	55,3	2,7	5,4	137	889	2,6	12,7	0	90	0,0	0,2
Mennesker (Personale)	95	134,4	9,9	13,2	260	494	4,8	7,1	571	772	3,5	1,7
Øst-Norge	36	61,9	3,7	6,1	12	214	0,2	3,1	161	393	1,0	0,9
Vest-Norge	29	32,7	3,0	3,2	79	135	1,5	1,9	0	65	0,0	0,1
Midt-Norge	18	26,6	1,9	2,6	119	118	2,2	1,7	410	254	2,5	0,6
Nord-Norge	12	13,2	1,3	1,3	50	27	0,9	0,4	0	60	0,0	0,1
Mennesker (Andre)	10	16,8	1,0	1,6	218	143	4,1	2,1	0	32	0,0	0,1
Øst-Norge	2	9,2	0,2	0,8	2	29	0,0	0,4	0	31	0,0	0,1
Vest-Norge	3	3,6	0,3	0,4	5	47	0,1	0,7	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	3	2,8	0,3	0,3	0	27	0,0	0,4	0	0	0,0	0,0
Nord-Norge	2	1,2	0,2	0,1	211	40	4,0	0,6	0	0	0,0	0,0
Driftspåkjenninger	24	19,5	2,5	2,0	226	93	4,2	1,3	195	50	1,2	0,1
Øst-Norge	7	7,7	0,7	0,8	176	36	3,3	0,5	0	1	0,0	0,0
Vest-Norge	4	3,7	0,5	0,4	1	4	0,0	0,1	0	0	0,0	0,0
Midt-Norge	11	5,8	1,1	0,6	47	30	0,9	0,4	195	41	1,2	0,1
Nord-Norge	2	2,3	0,2	0,2	2	23	0,0	0,3	0	8	0,0	0,0
Teknisk utstyr	313	297,4	32,5	29,1	1516	1495	28,6	21,4	8875	31048	54,1	67,4
Øst-Norge	107	104,7	11,1	10,3	696	602	13,1	8,6	4031	28403	24,6	61,7
Vest-Norge	88	108,6	9,1	10,6	83	290	1,6	4,2	1492	1190	9,1	2,6
Midt-Norge	104	63,7	10,8	6,2	715	344	13,5	4,9	3269	700	19,9	1,5
Nord-Norge	14	20,4	1,5	2,0	22	259	0,4	3,7	83	755	0,5	1,6
Konstruksjon/montasje	90	98,3	9,3	9,6	337	531	6,4	7,6	805	7390	4,9	16,1
Øst-Norge	26	35,4	2,7	3,5	56	289	1,1	4,2	13	4930	0,1	10,7
Vest-Norge	32	33,6	3,3	3,3	3	82	0,1	1,2	600	256	3,6	0,6
Midt-Norge	25	21,9	2,6	2,1	42	129	0,8	1,8	113	2191	0,7	4,8
Nord-Norge	7	7,4	0,7	0,7	236	31	4,4	0,4	79	13	0,5	0,0
Øvrige	127	98,0	13,1	9,6	143	764	2,7	11,0	374	557	2,3	1,2
Øst-Norge	41	38,0	4,2	3,7	101	280	1,9	4,0	254	472	1,6	1,0
Vest-Norge	30	21,6	3,1	2,1	12	117	0,2	1,7	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	41	25,3	4,2	2,5	15	295	0,3	4,2	120	24	0,7	0,1
Nord-Norge	15	13,1	1,6	1,3	15	72	0,3	1,1	0	60	0,0	0,1
Sum	965	1021,3	100,0	100,0	5304	6977	100,0	100,0	16393	46035	100,0	100,0

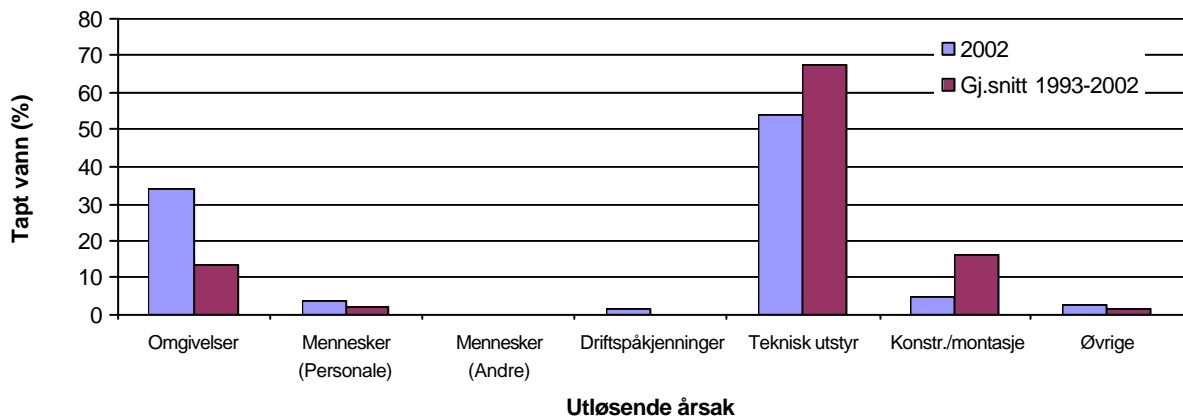
Det fremgår av tabellen at omgivelser og teknisk utstyr var de vanligste utløsende feilårsakene i forbindelse med driftsforstyrrelser i 2002. Dette tilsvarer gjennomsnittet siste 10 år. Driftsforstyrrelser der utløsende årsak var omgivelser eller teknisk utstyr medførte også de største konsekvensene i form av ILE og tapt vann. I 2002 ble det registrert flest driftsforstyrrelser i Øst-Norge, og færrest i Nord-Norge.



Figur 2.7 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak.



Figur 2.8 Prosentvis fordeling av ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

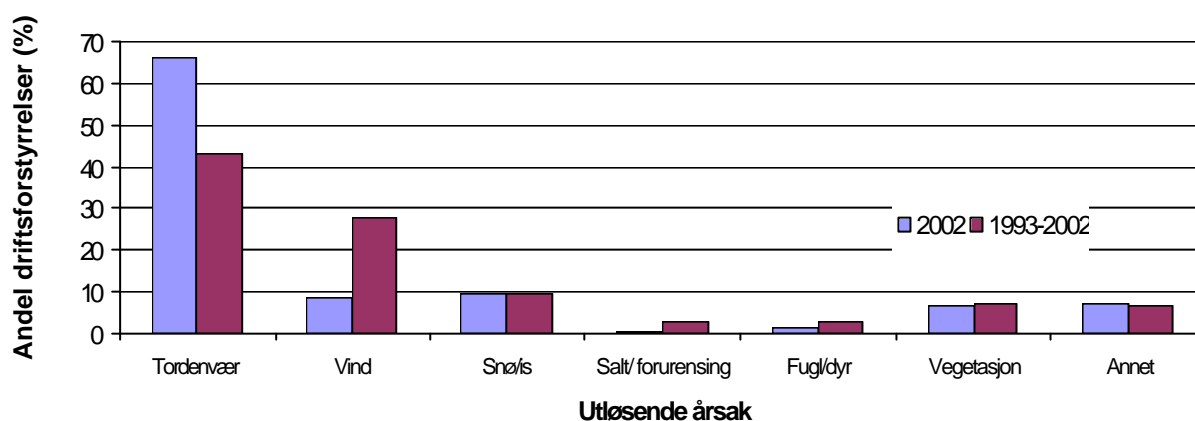


Figur 2.9 Prosentvis fordeling av tapt vann fordelt på utløsende årsak.

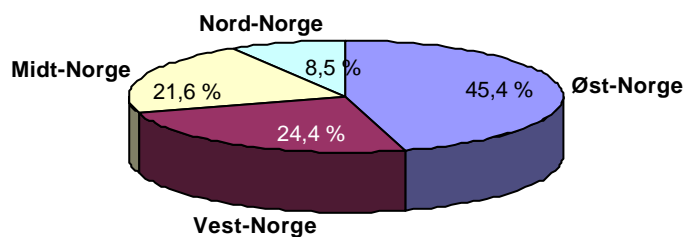
### 2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
Øst-Norge	104	75,5	7	12,5	8	12,9	0	1,3	3	4,0	10	15,4	7	7,1
Vest-Norge	50	47,9	8	23,1	8	7,2	0	2,8	0	1,0	4	2,8	5	6,9
Midt-Norge	32	22,8	6	29,5	12	10,7	1	4,3	1	0,8	6	6,3	8	6,5
Nord-Norge	16	7,2	5	34,4	1	3,5	0	1,4	1	4,3	1	0,3	2	4,0
Sum	202	153,4	26	99,5	29	34,3	1	9,8	5	10,1	21	24,8	22	24,5

Tabellen gir en mer detaljert oversikt over årsakskategorien «omgivelser». Det fremgår av tabellen at tordenvær var den hyppigste feilårsakene i denne kategorien i 2002. Driftsforstyrrelser med utløsende årsak omgivelser fordelte seg relativt jevnt over landet sett i forhold til antall anleggsdeler.



Figur 2.10 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser».

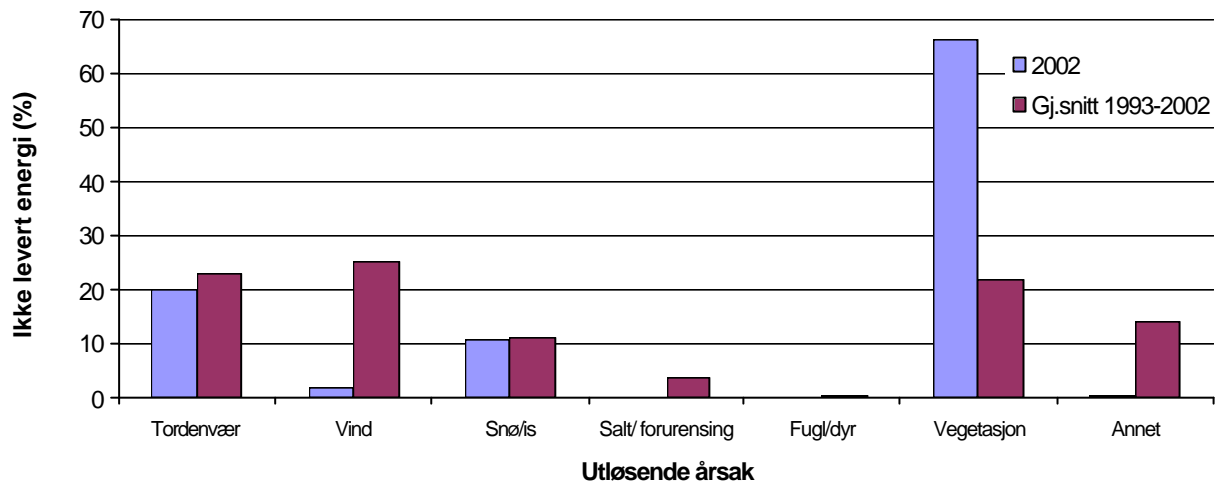


Figur 2.11 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på landsdel i 2002 hvor utløsende årsak er omgivelser.

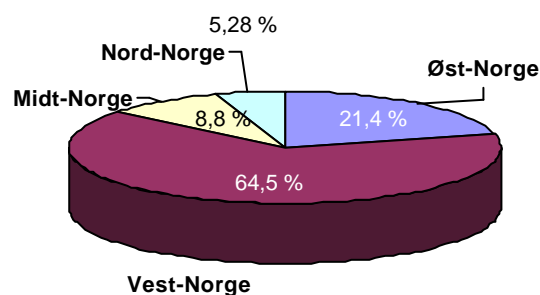
### 2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
Øst-Norge	247	528	0	60	246	99	0	27	0	4	56	148	8	43
Vest-Norge	125	144	2	197	3	35	0	35	0	7	1544	512	5	324
Midt-Norge	93	104	0	97	38	28	2	64	0	3	96	97	0	10
Nord-Norge	53	29	56	513	0	226	0	12	2	3	26	3	0	103
Sum	518	805	58	867	287	388	2	138	2	17	1722	760	13	480

Av de driftsforstyrrelser hvor utløsende årsak var «omgivelser», var vegetasjon og tordenvær de faktorene som medførte størst mengde ILE i 2002. Den største mengden ILE ble registrert i Vest-Norge hvor vegetasjon førte til en ILE på 1500 MWh. Vind forårsaket relativt lite ILE i 2002 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år.



Figur 2.12 Prosentvis fordeling av ILE fordelt på omgivelser som utløsende årsak.



Figur 2.13 Prosentvis fordeling av ILE fordelt på landsdel i 2002 hvor utløsende årsak er omgivelser.

## 2.4 Prosentvis fordeling av antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi over tid

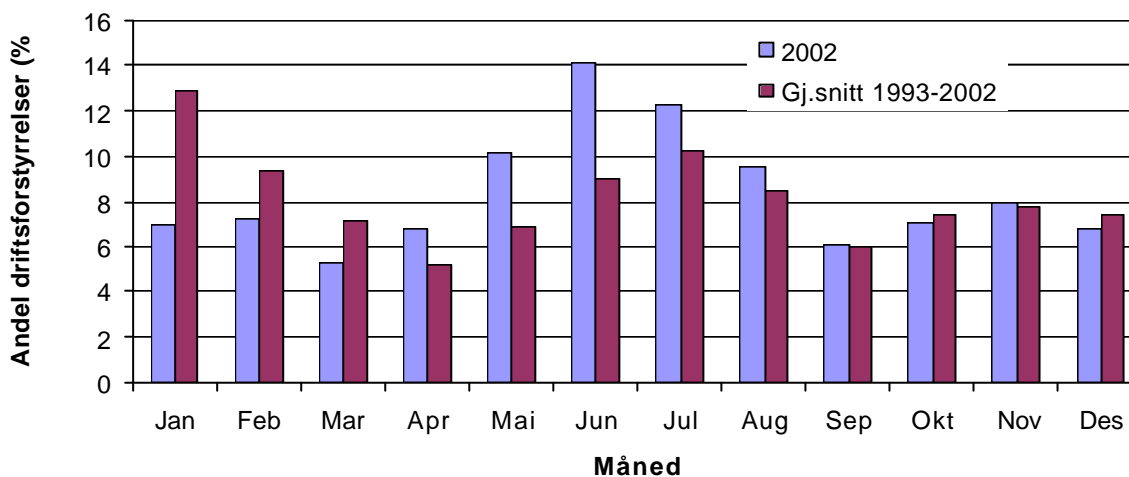
### 2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året <sup>1)</sup>

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	88	11,4	6,8	3,4	6,8	13,6	13,6	11,4	6,8	3,4	5,7	8,0	9,1	100,0
300-220 kV	184	3,8	10,9	5,4	7,6	10,3	10,9	10,9	8,1	6,5	7,6	10,9	7,1	100,0
132 kV	242	4,9	3,7	5,4	8,2	15,3	16,1	12,0	8,3	5,0	7,9	6,6	6,6	100,0
110-33 kV	376	8,2	7,2	5,1	4,8	6,6	15,7	14,4	12,8	7,4	7,2	5,9	4,8	100,0
Øvrige <sup>2)</sup>	75	9,3	9,3	8,0	9,3	6,7	8,0	6,7	4,0	5,3	4,0	16,0	13,4	100,0
Alle DF	965	6,9	7,2	5,3	6,8	10,2	14,1	12,2	9,5	6,1	7,0	8,0	6,7	100,0

<sup>1)</sup> Tabellen viser data for 2002

<sup>2)</sup> Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelsene har fordelt seg forholdsvis jevnt utover året, med en viss økning i månedene mai til august. For 2002 viser figur 2.14 at januar har hatt en markant reduksjon, mens månedene mai til juli har hatt en vesentlig økning av antall driftsforstyrrelser i forhold til gjennomsnittet siste 10 år.



Figur 2.14 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året.

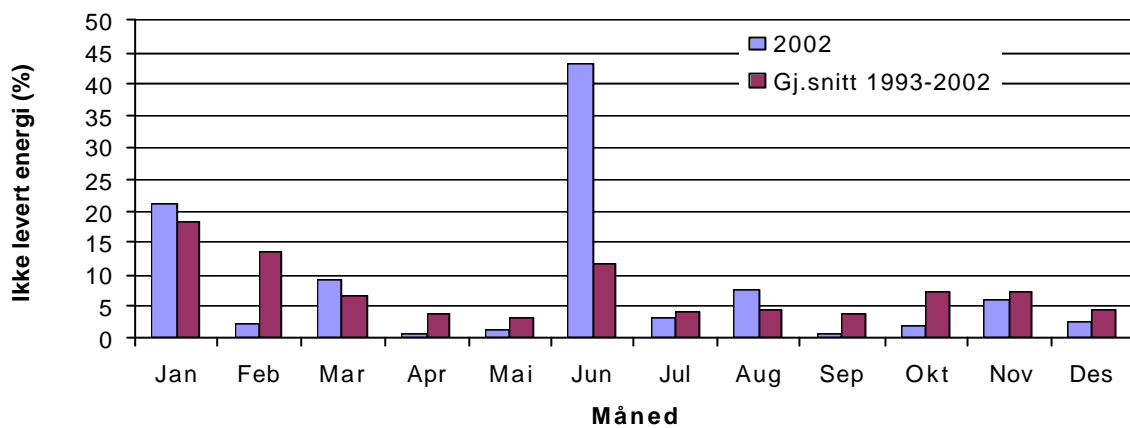
## 2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året <sup>1)</sup>

Spenningsnivå referert primærfeil	ILE (MWh)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	90,7	0,0	4,5	2,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	1950	3,8	0,0	0,1	1,2	0,0	79,8	0,0	6,6	0,1	2,4	4,7	1,3	100,0
132 kV	1578	11,2	5,0	28,2	0,4	4,3	39,7	5,4	3,9	0,6	0,2	0,7	0,4	100,0
110-33 kV	1716	50,1	2,7	2,3	0,8	0,3	6,4	2,4	12,9	2,2	3,3	12,1	4,5	100,0
Øvrige <sup>2)</sup>	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	100,0
Alle DF	5304	20,9	2,4	9,2	0,8	1,4	43,2	3,1	7,8	0,9	2,0	5,9	2,4	100,0

<sup>1)</sup> Tabellen viser data for 2002

<sup>2)</sup> Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

I 2002 var det størst mengde ILE fra juni til august (54,1 %). Figur 2.15 viser at ILE i februar 2002 er betydelig redusert sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år. I juni er det derimot en betydelig økning.



Figur 2.15 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året.

## 2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet <sup>1)</sup>

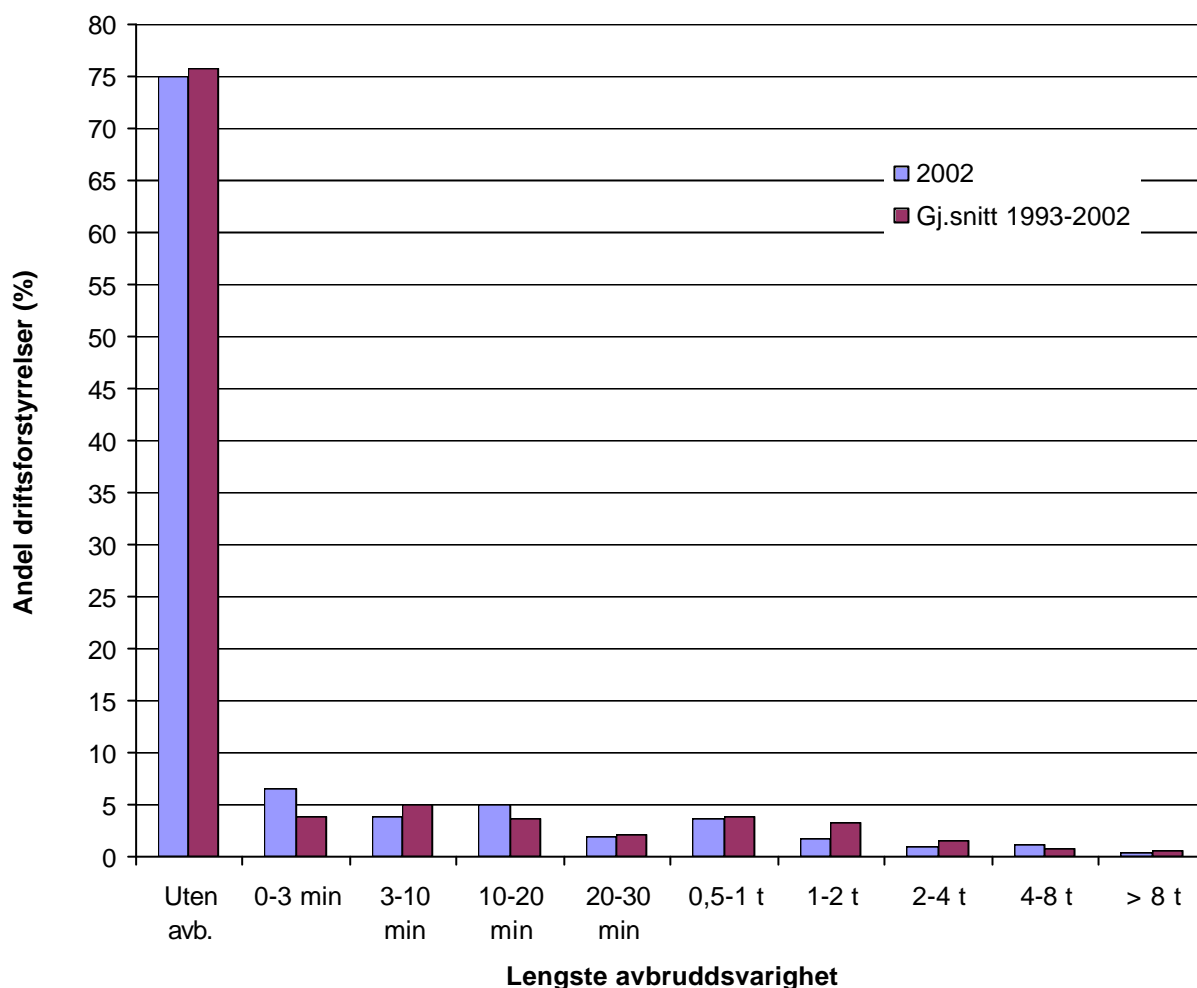
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Gj.sn. <sup>3)</sup> tt.mm	Uten avbr.	0-3 min	3-10 min	10-20 min	20-30 min	0,5-1 t	1-2 t	2-4 t	4-8 t	> 8 t	Sum
420 kV	88	0.21	94,3	0,0	2,3	1,2	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	184	0.34	88,1	1,6	1,1	3,8	1,6	2,2	1,1	0,5	0,0	0,0	100,0
132 kV	242	0.40	71,1	7,4	5,8	5,4	1,7	4,5	0,8	2,5	0,4	0,4	100,0
110-33 kV	376	1.31	61,7	11,2	5,0	7,2	2,4	5,0	3,5	0,8	2,7	0,5	100,0
Øvrige <sup>2)</sup>	75	0.21	98,7	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Alle DF	965	1.22	74,9	6,5	3,8	5,0	1,9	3,6	1,8	1,1	1,1	0,3	100,0

<sup>1)</sup> Tabellen viser data for 2002

<sup>2)</sup> Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

<sup>3)</sup> Gjennomsnittlig lengste avbruddsvarighet er bare basert på de driftsforstyrrelser som har medført avbrudd

Med lengste avbruddsvarighet menes den lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse. Det fremgår av tabellen at 74,9 % av alle driftsforstyrrelser i 2002 ikke medførte avbrudd. Over halvparten av driftsforstyrrelsene med avbrudd var avbruddsvarigheten mellom 0 og 30 min. Det er viktig å merke seg at tidsintervallene i tabellen og figuren nedenfor ikke er like lange. Tabellen og figuren må derfor tolkes med omhu.



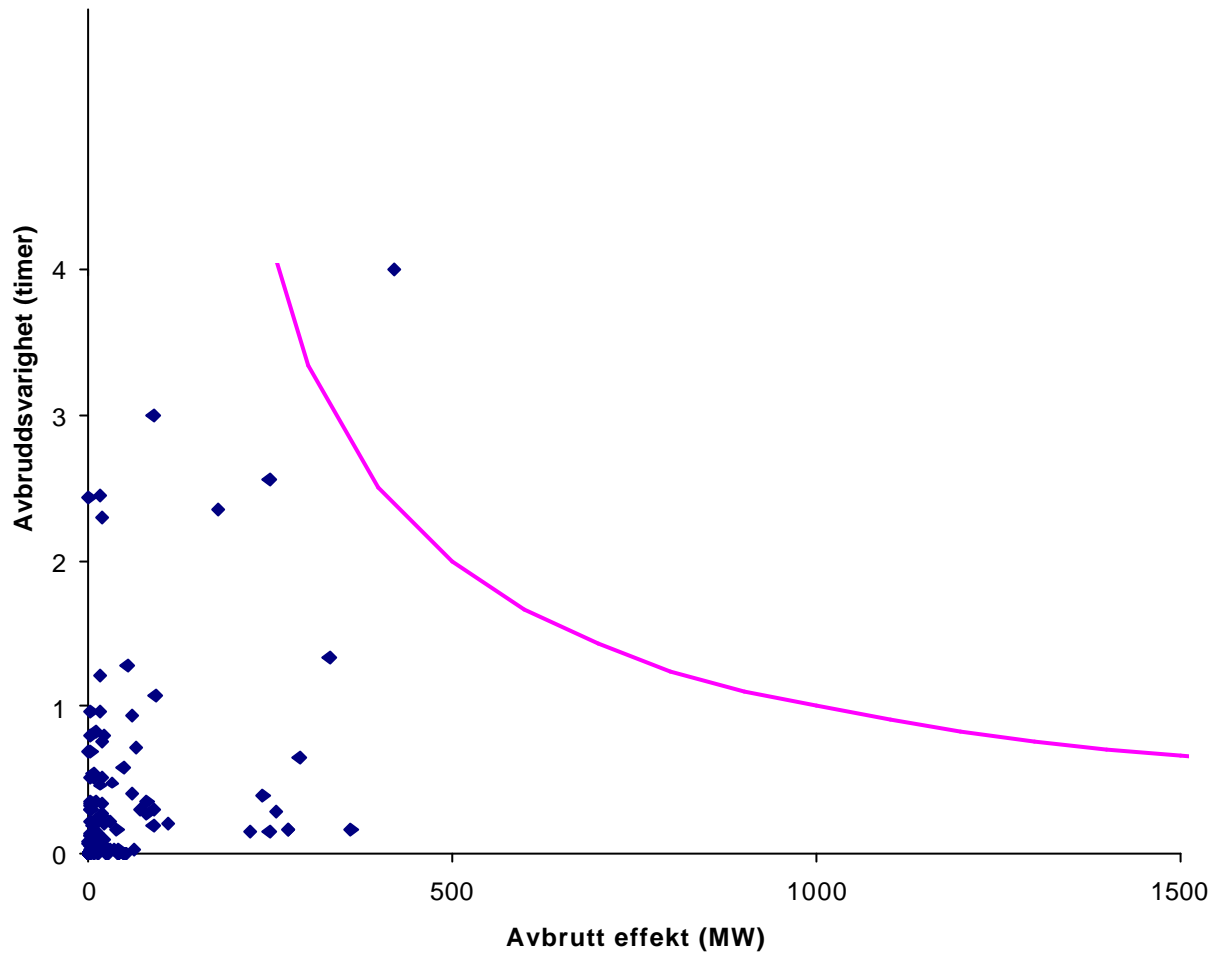
Figur 2.18 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet.

## 2.6 Driftsforstyrrelser fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet

Statnett har som mål at ingen driftsforstyrrelser i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV skal medføre mer enn 1000 MWh ikke levert energi. I 2002 var det tilsammen 514 driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene, og 97 av disse driftsforstyrrelsene medførte ikke levert energi. En driftsforstyrrelse medførte mer enn 1000 MWh ikke levert energi. Denne skyldtes en tretopp mot en 300 kV ledning i Rogaland.

Figur 2.19 viser de enkelte driftsforstyrrelsene plottet inn i et xy-diagram med avbrutt effekt langs x-aksen og avbruddsvarighet langs y-aksen. Den røde kurven viser målet på 1000 MWh ikke levert energi.





### 3 Feil

I dette kapitlet presenteres feil under driftsforstyrrelser. Feil er i denne sammenhengen knyttet til anleggsdeler. Feil er definert som en tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.

Det vises først en oversikt over feil som har ført til driftsforstyrrelser, angitt med feilhyppighet og konsekvenser (ILE og tapt vann). Deretter vises mer detaljerte oversikter over feil på spesifikke anleggsdeler fordelt på spenningsnivå og over tid (år). For de samme anleggsdeler gis det også oversikt over reparasjonstid, presentert som variasjon i midlere reparasjonstid over året samt kumulative fordelinger. Til slutt vises oversikter over utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser.

#### 3.1 Antall feil under driftsforstyrrelser, feilhyppighet<sup>1)</sup>, ikke levert energi og tapt vann

Anleggsdel	Antall km / anl.del	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
Kraftledning <sup>2)</sup>	29804	246	0,83	1,08	66	0,22	0,29	312	1,05	1,40	2693	50,8	1045	6,4
Kraftkabel <sup>2)</sup>	1305	2	0,15	0,23	15	1,15	1,04	17	1,30	1,26	671	12,6	0	0,0
Krafttransformator	2685	5	0,19	0,46	14	0,52	0,62	19	0,71	1,08	62	1,2	0	0,0
Effektbryter		14			22			36			243	4,6	128	0,8
Skillebryter		2			9			11			233	4,4	0	0,0
Strømtransf.		0			10			10			40	0,8	1207	7,4
Spenningstransf.		0			8			8			274	5,2	894	5,4
Samleskinne		2			9			11			71	1,3	1560	9,5
Avleder		2			5			7			153	2,9	0	0,0
Slukkespole		0			0			0			0	0,0	0	0,0
HF-sperre		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Generator	656	15	2,29	4,11	32	4,88	5,54	47	7,16	9,65	0	0,0	2210	13,5
Magnetiseringsutstyr	656	4	0,61	0,31	9	1,37	0,99	13	1,98	1,30	0	0,0	607	3,7
Turbin	656	2	0,30	0,52	6	0,91	1,48	8	1,22	2,00	0	0,0	1	0,0
Turbinregulator	656	7	1,07	0,90	25	3,81	1,97	32	4,88	2,87	0	0,0	1154	7,0
Ventilsystem	656	1	0,15	0,69	34	5,18	1,40	35	5,34	2,09	0	0,0	0	0,0
Anl. i vannvei		7			8			15			0	0,0	2951	18,0
Vassdr./mag./dam		0			3			3			0	0,0	764	4,7
Fasekomp. (Rot.)	13	3	23,08	6,15	3	23,08	20,00	6	46,15	26,15	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Kond.)	183	0	0,00	1,47	5	2,73	2,89	5	2,73	4,36	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Reakt.)	35	0	0,00	2,06	3	8,57	6,18	3	8,57	8,24	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (SVC)	12	1	8,33	46,67	4	33,33	15,00	5	41,67	61,67	0	0,0	0	0,0
HVDC-anlegg		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Stasjonsforsyning		5			12			17			21	0,4	128	0,8
Hjelpesystem		2			15			17			0	0,0	50	0,3
Annet prim. anlegg		15			8			23			234	4,4	83	0,5
Ukjent		57			11			68			61	1,2	259	1,6
Vern ledn./kabel		72			30			102			373	7,0	3	0,0
Vern krafttransf.		34			15			49			56	1,0	1489	9,1
Vern prod.anlegg		52			20			72			0	0,0	578	3,5
Vern øvrige		15			4			19			81	1,5	0	0,0
Kontr.ut. ledn./kabel		9			7			16			35	0,6	0	0,0
Kontr.ut. krafttransf.		10			5			15			3	0,1	0	0,0
Kontr.ut. prod.anl.		55			64			119			0	0,0	1282	7,8
Kontr.ut øvrig		11			2			13			0	0,0	0	0,0
<b>Totalt</b>		<b>650</b>			<b>483</b>			<b>1133</b>			<b>5304</b>	<b>100,0</b>	<b>16392</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> Feilhyppighet er bare beregnet for anleggsdeler hvor det foreligger oversikt over antall anleggsdeler.

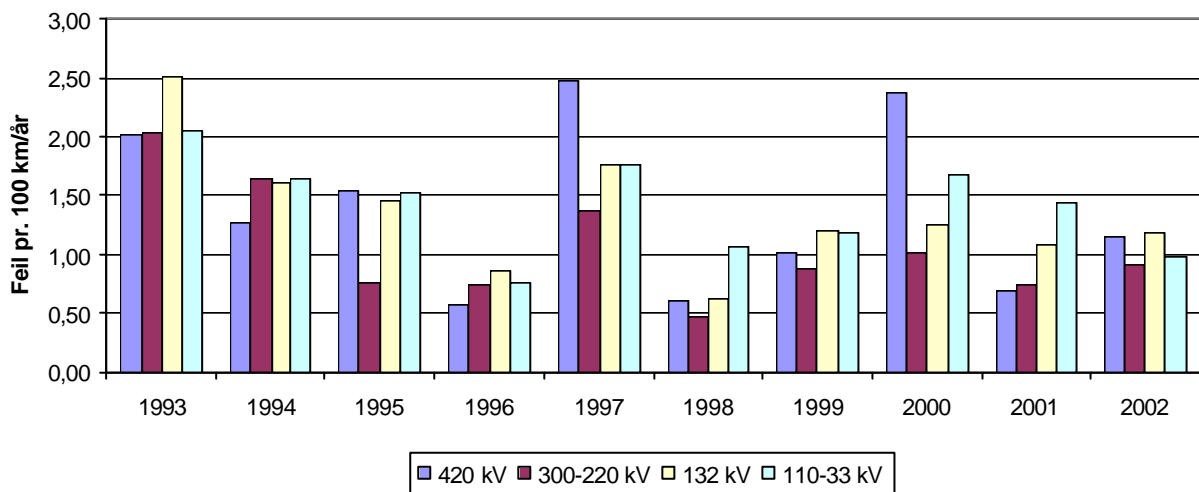
<sup>2)</sup> Feilhyppighet for kraftledning og kraftkabel er oppgitt i feil pr. 100 km/år.

Statistikken for 2002 omfatter til sammen 1133 feil, hvorav 650 forbigående og 483 varige. Flest feil ble registrert på kraftledninger, kontrollutstyr for produksjonsanlegg og ledningsvern. Feilhyppigheten pr. 100 anleggsdel/år var størst for roterende fasekompensator og SVC-anlegg. Feil på kraftledninger medførte de største konsekvensene i form av ILE. Feil på generatorer og anlegg i vannvei medførte de største konsekvensene i form av tapt vann.

### 3.1.1 Feil på kraftledninger

Spenningsnivå (kV)	Antall km	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil					
		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		ILE		Tapt vann		
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%	
420	2273	24	1,06	1,23	2	0,09	0,10	26	1,14	1,33	0,00	0,0	290	28,3	
300-220	5825	49	0,84	1,01	4	0,07	0,08	53	0,91	1,09	1791,61	66,5	42	4,1	
132	10111	103	1,02	1,22	16	0,16	0,24	119	1,18	1,46	312,04	11,6	485	47,3	
110-33	11595	70	0,60	1,04	44	0,38	0,50	114	0,98	1,54	589,53	21,9	208	20,3	
<b>Totalt</b>	<b>29804</b>	<b>246</b>	<b>0,83</b>	<b>1,08</b>	<b>66</b>	<b>0,22</b>	<b>0,29</b>	<b>312</b>	<b>1,05</b>	<b>1,37</b>	<b>2693,18</b>	<b>100,0</b>	<b>1025</b>	<b>100,0</b>	

Statistikken viser at feilfrekvensen på kraftledning på alle spenningsnivå var betydelig lavere i 2002 enn gjennomsnittet siste 10 år. Det var til sammen 312 feil i 2002, fordelt på 246 forbigående og 66 varige feil. Dette er færre forbigående feil og varige feil enn gjennomsnittet siste 10 år.

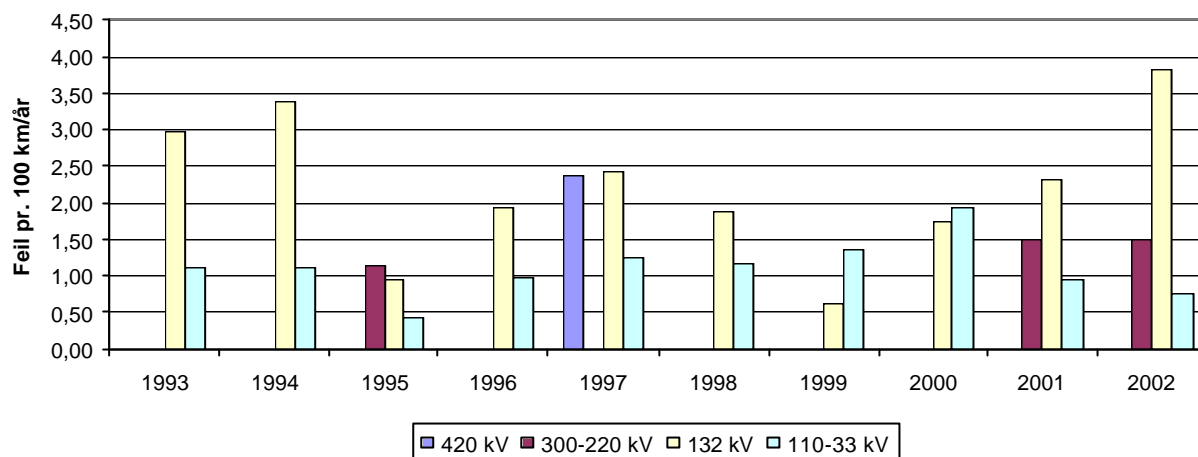


Figur 3.1 Feil på kraftledninger fordelt på år og spenningsnivå.

### 3.1.2 Feil på kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall km	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil					
		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		Antall feil	Feil pr. 100 km/år		ILE		Tapt vann		
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%	
420	25	0	0,00	0,22	0	0,00	0,00	0	0,00	0,22	0	0,0	0	0,0	
300-220	67	0	0,00	0,00	1	1,49	0,47	1	1,49	0,47	1	0,1	0	0,0	
132	183	1	0,55	0,49	7	3,83	1,92	8	4,38	2,41	0	0,0	0	0,0	
110-33	1031	1	0,10	0,15	7	0,68	0,95	8	0,78	1,10	670	99,9	0	0,0	
<b>Totalt</b>	<b>1305</b>	<b>2</b>	<b>0,15</b>	<b>0,21</b>	<b>15</b>	<b>1,15</b>	<b>1,05</b>	<b>17</b>	<b>1,30</b>	<b>1,26</b>	<b>671</b>	<b>100,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	

Figur 3.2 viser at i 2002 ble det registrert forholdsvis mange feil på 132 kV kabler, mens det for kabler på 300-220 kV var noe høyere feilfrekvens enn normalt de siste 10 årene. Det ble ikke registrert feil på kabler på 420 kV nivå i 2002.



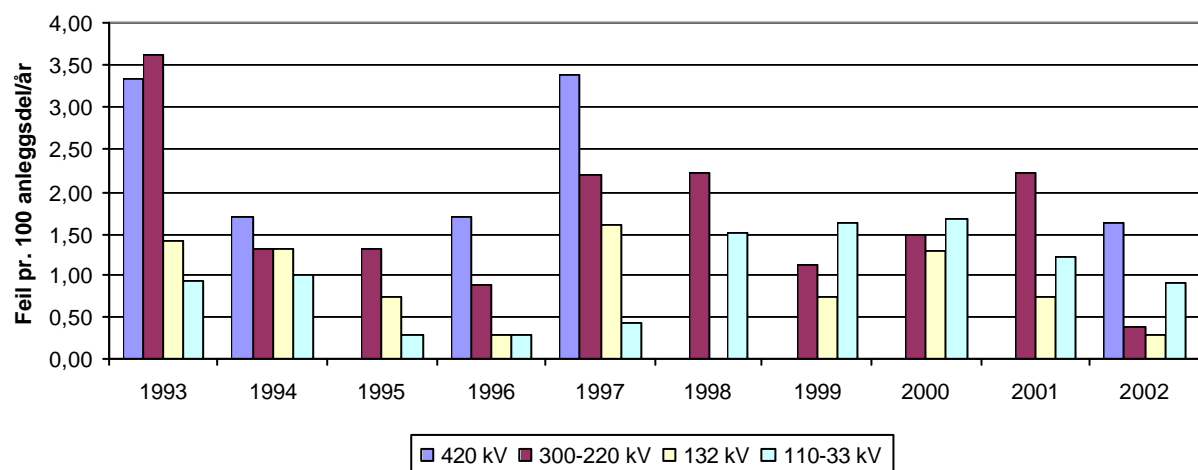
Figur 3.2 Feil på kabler fordelt på år og spenningsnivå.

### 3.1.3 Feil på krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) <sup>1)</sup>	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
420	61	0	0,00	0,61	1	1,64	0,46	1	1,64	1,07	0	0,0	0	0,0
300-220	270	0	0,00	0,41	1	0,37	1,27	1	0,37	1,68	0	0,0	0	0,0
132	691	0	0,00	0,42	2	0,29	0,46	2	0,29	0,88	0	0,0	0	0,0
110-33	1663	5	0,30	0,42	10	0,60	0,58	15	0,90	0,99	62	100,0	0	0,0
Totalt	2685	5	0,19	0,43	14	0,52	0,61	19	0,71	1,04	62	100,0	0	0,0

<sup>1)</sup> Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

Tabellen viser at det ble registrert 19 feil på krafttransformatorer i 2002, derav 5 forbigående og 14 varige. Andel varige feil var noe lavere enn gjennomsnittet de 10 siste år. Det var 1 feil på krafttransformatorer på 420 kV og 300-220 kV nivå. 79% av feilene er registrert på krafttransformatorer med spenningsnivå 33-110 kV.

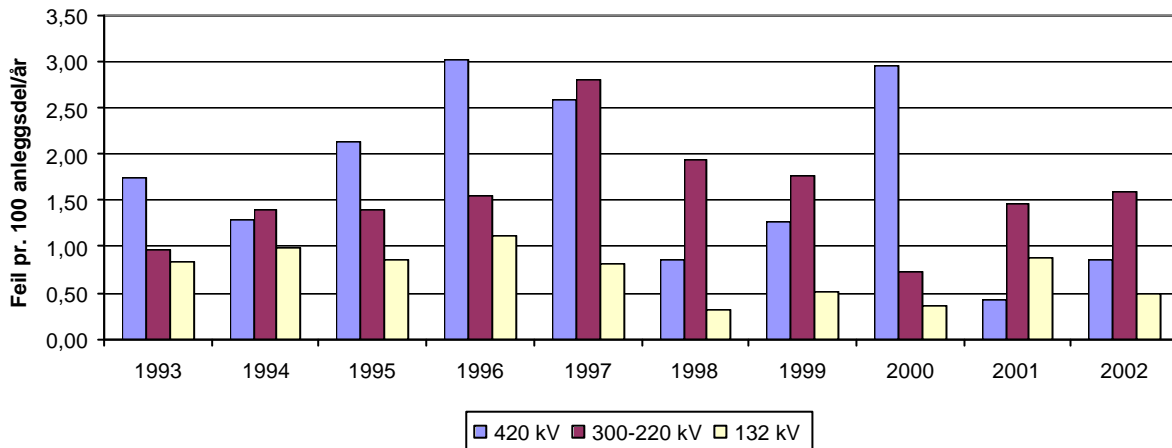


Figur 3.3 Feil på krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

### 3.1.4 Feil på effektbrytere

Spenningsnivå (kV)	Antall effektbryt.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
420	236	1	0,42	0,66	1	0,42	0,94	2	0,85	1,60	0	0,1	0	0,0
300-220	687	2	0,29	0,57	9	1,31	0,99	11	1,60	1,56	39	16,2	0	0,0
132	1974	5	0,25	0,37	5	0,25	0,34	10	0,51	0,71	2	0,7	128	100,0
110-33	-	6	-	-	7	-	-	13	-	-	202	83,0	0	0,0
Totalt	-	14	-	-	22	-	-	36	-	-	243	100,0	128	100,0

Tabellen viser at det var 36 feil på effektbrytere i 2002, derav 14 forbigående og 22 varige. Det gjøres oppmerksom på at feilmanøvrer og feilkoplinger av brytere i denne sammenheng blir registrert som feil på effektbrytere. Disse inngår i kategorien forbigående feil. Det er ikke beregnet noen feilhyppighet for 33-110 kV da det ikke foreligger noen oversikt over antall effektbrytere på dette spenningsnivået.



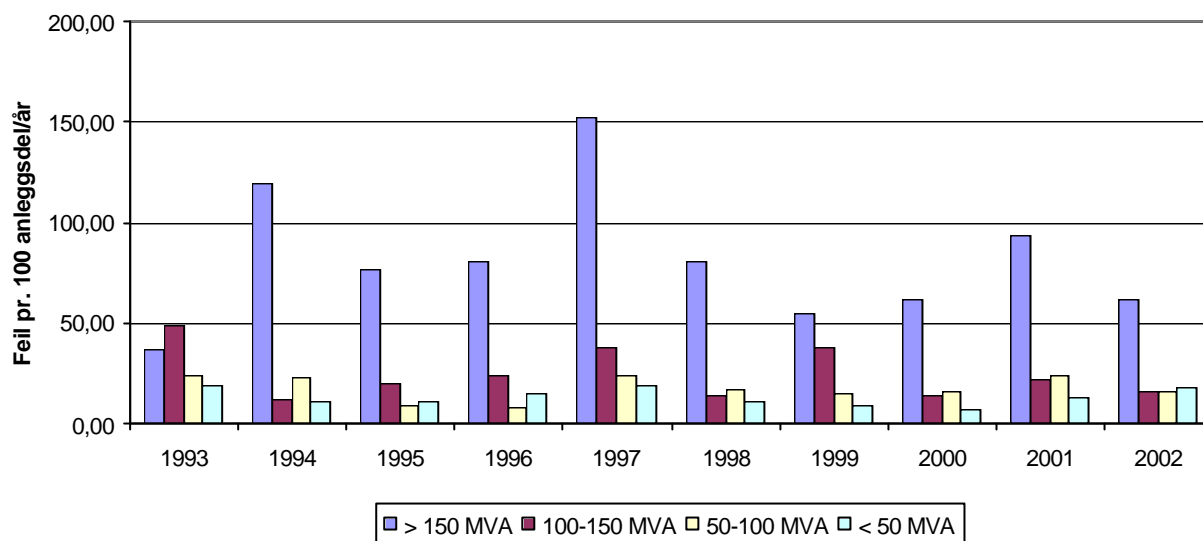
Figur 3.4 Feil på effektbrytere fordelt på år og spenningsnivå.

### 3.1.5 Feil på vannkraftaggregat<sup>1)</sup> med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
> 150	31	5	16,13	33,43	14	45,16	50,80	19	61,29	84,23	0	0,0	1410	68,0
100-150	45	1	2,22	8,08	6	13,33	17,17	7	15,56	25,25	0	0,0	0	0,0
50 -100	119	5	4,20	6,32	13	10,92	12,09	18	15,13	18,41	0	0,0	18	0,9
< 50	133	2	1,50	3,32	21	15,79	10,20	23	17,29	13,52	0	0,0	646	31,1
Totalt	328	13	3,96	7,93	54	16,46	15,69	67	20,43	23,62	0	0,0	2074	100,0

<sup>1)</sup> Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Tabellen viser at det var færre registrerte feil på vannkraftaggregat i 2002 enn gjennomsnittet siste 10 år. Antall feil var 67, hvor 13 var forbigående og 54 varige. Aggregat med ytelse større enn 150 MVA har forholdsvis høy feilfrekvens i forhold til aggregat med lavere ytelse. Dette skyldes trolig at disse aggregatene startes og stoppes hyppigere enn de øvrige aggregatene, samt bedre feilrapportering på store aggregat.



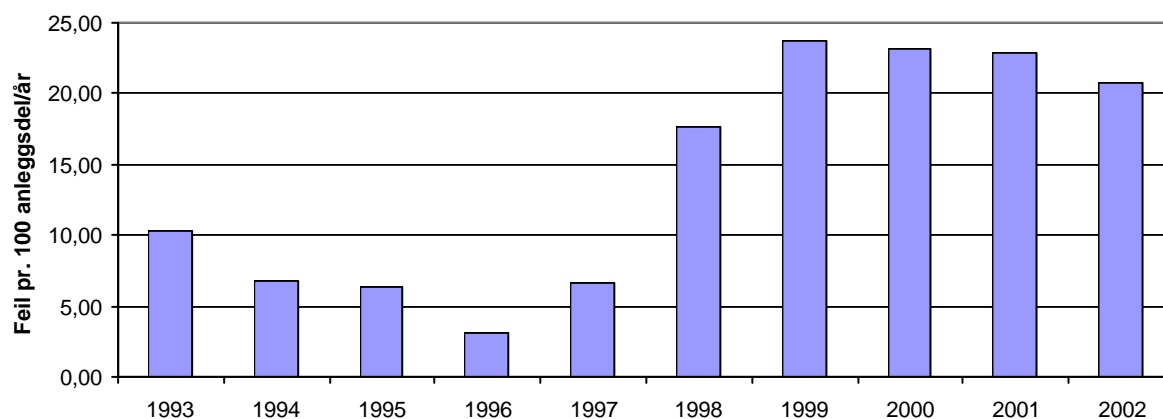
Figur 3.5 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

### 3.1.6 Feil på vannkraftaggregat<sup>1)</sup> med direkte innmating mot 33-110 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil		Varige feil		Alle feil								
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	16	4,88	5,26	52	15,85	8,59	68	20,73	13,85	0	100,0	1899	100,0

<sup>1)</sup> Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem.

Figur 3.6 viser at det er langt flere registrerte feil på vannkraftaggregat med innmating mot 33-110 kV nett i årene 1998-2002 enn tidligere år. Dette kan skyldes endringer i rapporteringsrutiner. I 1998 ble anleggseierne pålagt å rapportere om disse feilene. Tidligere har dette vært basert på frivillig rapportering. Feilfrekvensen har vært relativt stabil i årene 1998-2002.



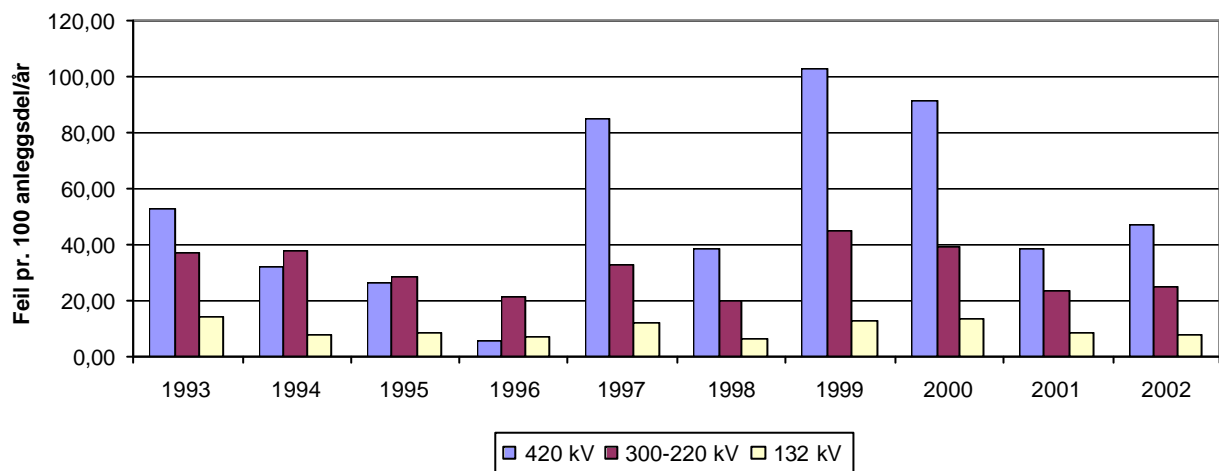
Figur 3.6 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

### 3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall ledn. <sup>1)</sup>	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
420	34	7	20,59	27,81	9	26,47	20,32	16	47,06	48,13	36	7,8	0	0,0
300-220	132	27	20,45	21,92	6	4,55	9,25	33	25,00	31,17	28	6,0	3	1,2
132	441	29	6,58	7,12	7	1,59	3,00	36	8,16	10,13	341	73,1	0	0,0
110-33	-	3	-	-	6	-	-	9	-	-	61	13,1	255	98,8
Totalt	-	66	-	-	28	-	-	94	-	-	466	100,0	258	100,0

<sup>1)</sup> Det refereres her til antall kraftledninger/kabler og ikke antall km kraftledning/kabel.

Det fremgår av tabellen at det var 94 feil, derav 66 forbigående og 28 varige feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler i 2002. Feilhyppigheten for 420 kV var klart redusert fra «toppårene» 1999 og 2000 (se Figur 3.7). For 33-110 kV er det ikke beregnet noen feilhyppighet, da det ikke foreligger noen oversikt over antall ledninger og kabler. Det fremgår av tabellen at antall feil på dette spenningsnivået var forholdsvis lavt i 2002. Dette kan skyldes at en del anleggseiere i liten grad fokuserer på feil i vern og kontrollutstyr, og at feilene derfor ikke blir registrert.



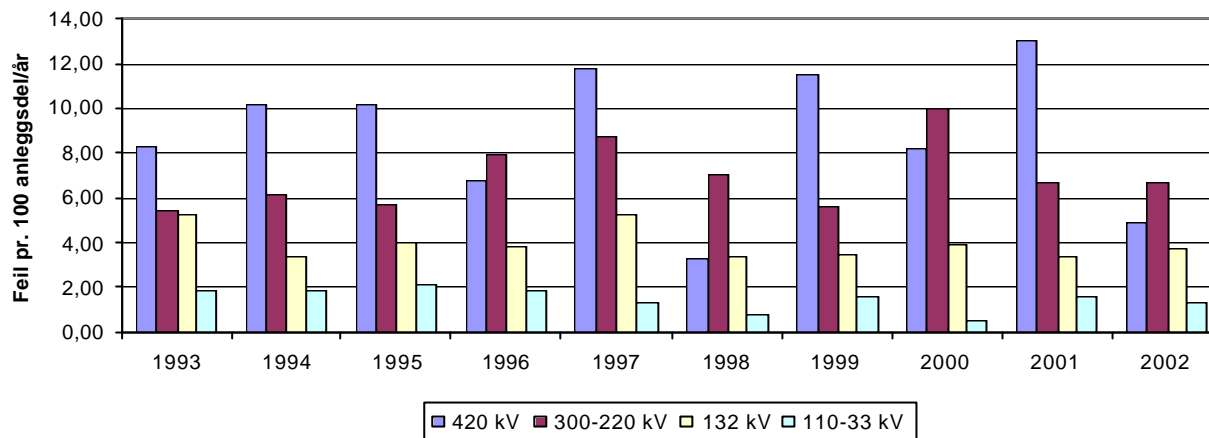
Figur 3.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler fordelt på år og spenningsnivå.

### 3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) <sup>1)</sup>	Antall transf.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
420	61	2	3,28	5,45	1	1,64	3,38	3	4,92	8,82	0	0,0	0	0,0
300-220	270	15	5,56	4,77	3	1,11	2,04	18	6,67	6,81	1	1,3	1480	99,4
132	691	19	2,75	2,92	7	1,01	0,98	26	3,76	3,91	33	56,1	9	0,6
110-33	1663	12	0,72	0,89	10	0,60	0,59	22	1,32	1,48	25	42,6	0	0,0
Totalt	2685	48	1,79	1,93	21	0,78	0,91	69	2,57	2,84	59	100,0	1489	100,0

<sup>1)</sup> Spenningsnivå er referert transformatorens høyspentside.

Antall feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer i 2002 er noe lavere enn gjennomsnittet siste 10 år. Det var høyest feilhyppighet på 300-220 kV nivå og størst mengde ikke levert energi på 132 kV og 110-33 kV nivå. Vern og kontrollutstyr for transformatorer med spenningsnivå 33-110 kV har en relativt lav feilhyppighet. Dette kan skyldes liten fokus på denne typen feil hos anleggseiere, tilsvarende som for vern og kontrollutstyr for ledninger og kabler.



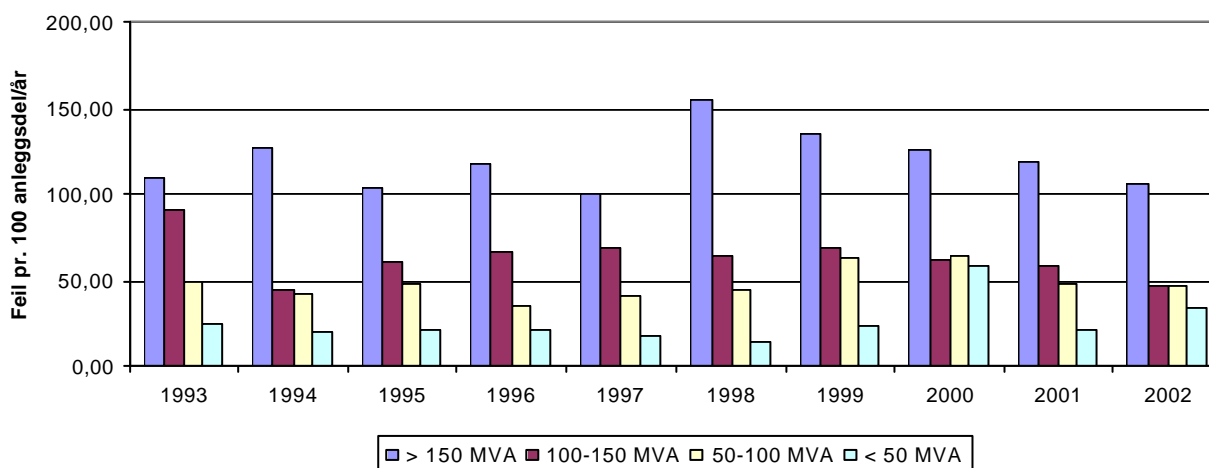
Figur 3.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

### 3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat<sup>1)</sup> med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall transf.	Forbigående feil		Varige feil		Alle feil								
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
> 150	31	18	58,06	65,23	19	61,29	58,58	37	119,35	123,81	0	0,0	82	4,6
100-150	45	10	22,22	32,32	12	26,67	29,90	22	48,89	62,22	0	0,0	200	11,2
50 -100	119	42	35,29	31,51	15	12,61	16,66	57	47,90	48,17	0	0,0	227	12,7
< 50	133	31	23,31	15,55	19	14,29	9,90	50	37,59	25,45	0	0,0	1276	71,5
<b>Totalt</b>	<b>328</b>	<b>101</b>	<b>30,79</b>	<b>28,34</b>	<b>65</b>	<b>19,82</b>	<b>19,88</b>	<b>166</b>	<b>50,61</b>	<b>48,23</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>1785</b>	<b>100,0</b>

<sup>1)</sup> Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringssystem

Feilhyppigheten på vern og kontrollutstyr for aggregat med direkte innmating mot 132-420 kV nett var i 2002 tilnærmet likt gjennomsnittet for de 10 siste år. I likhet med øvrige feil på vannkraftaggregat (tabell 3.1.5), hadde de største aggregatene den klart høyeste feilhyppigheten.



Figur 3.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

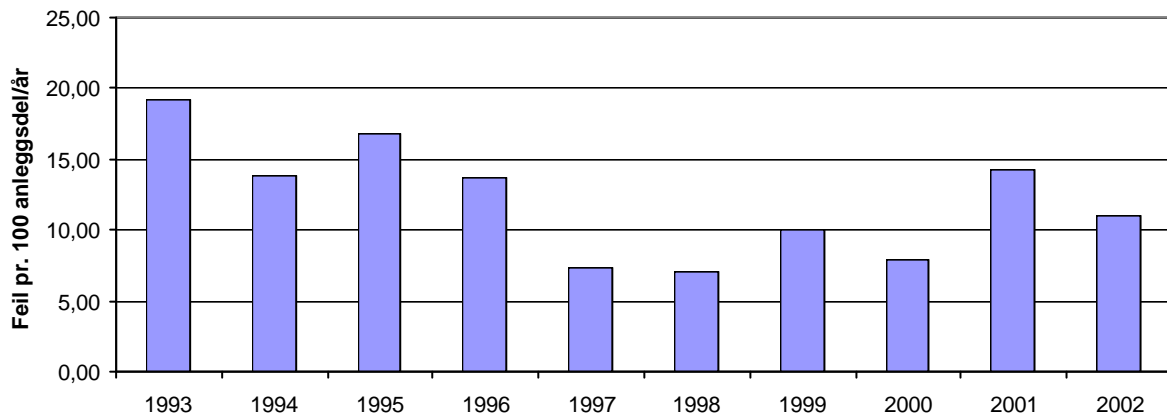


### 3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat <sup>1)</sup> med direkte innmating mot 33-110 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall aggr.	Forbigående feil			Varige feil			Alle feil						
		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		Antall feil	Feil pr. 100 anleggsdel/år		ILE		Tapt vann	
			2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002		2002	Gj.snitt 1993-2002	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	12	3,66	6,98	24	7,32	5,74	36	10,98	12,72	0	-	402	100,0

<sup>1)</sup> Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Det fremgår av tabellen at feilhyppigheten på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat med direkte innmating mot nett med spenning 33-110 kV i 2002 er tilnærmet likt gjennomsnittet siste 10 år. I 2002 var det til sammen 36 rapporterte feil, derav 12 forbigående og 24 varige.

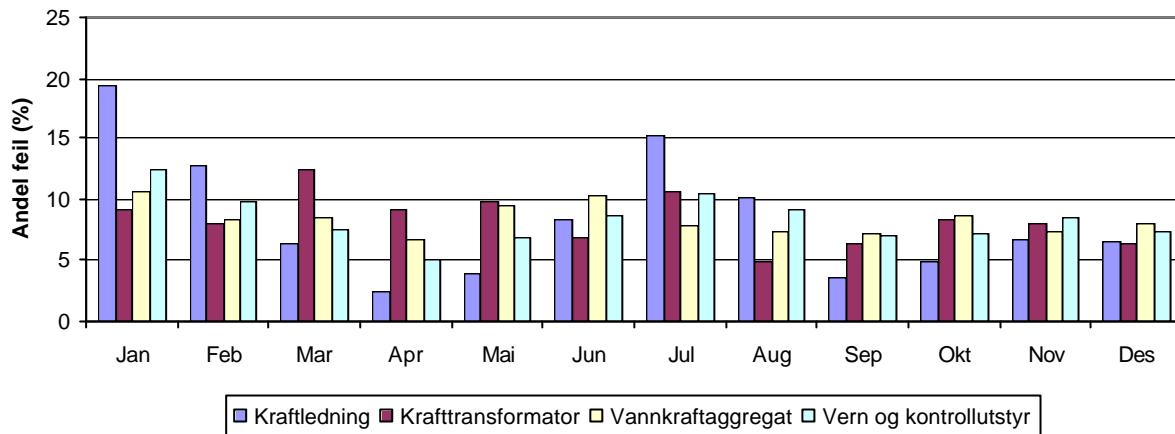


Figur 3.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

### 3.2 Prosentvis fordeling av feil over året

Anleggsdel	Antall feil	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
Kraftledning	3850	19,4	12,7	6,3	2,4	3,8	8,4	15,2	10,2	3,6	4,9	6,6	6,5	100,0
Kraftkabel	146	15,8	6,9	6,8	6,2	6,2	4,1	11,6	13,0	7,5	8,2	4,1	9,6	100,0
Krafttransformator	264	9,1	8,0	12,5	9,1	9,9	6,8	10,6	4,9	6,4	8,3	8,0	6,4	100,0
Effektbryter	486	13,0	9,1	8,4	6,8	7,4	8,8	8,2	7,6	6,2	9,1	7,6	7,8	100,0
Skillebryter	203	9,8	9,8	5,4	5,9	9,4	9,9	8,9	7,4	10,8	6,4	9,4	6,9	100,0
Strømtransf.	81	3,7	7,4	8,6	2,5	11,1	8,7	18,5	11,1	6,2	11,1	7,4	3,7	100,0
Spenningstransf.	119	5,0	7,6	10,9	5,0	7,6	13,5	12,6	5,0	7,6	9,2	8,4	7,6	100,0
Samleskinne	148	14,8	12,2	7,4	6,8	2,7	10,1	10,8	9,5	4,7	10,1	4,1	6,8	100,0
Avleder	111	27,1	13,5	5,4	3,6	3,6	9,0	5,4	7,2	9,0	6,3	5,4	4,5	100,0
Slukkespole	12	8,4	0,0	8,3	0,0	0,0	8,3	16,7	8,3	8,3	0,0	16,7	25,0	100,0
HF-sperre	6	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	16,7	16,7	16,7	16,7	100,0
Generator	598	10,9	8,5	8,7	5,2	10,5	11,5	8,7	7,8	6,4	7,9	6,0	7,9	100,0
Magnetiseringsutstyr	92	13,0	2,2	6,5	12,0	3,3	10,9	8,7	5,4	8,7	5,4	13,0	10,9	100,0
Turbin	132	10,6	7,6	7,6	5,3	12,9	9,8	3,8	6,8	6,1	15,9	8,3	5,3	100,0
Turbinregulator	204	10,3	9,8	8,8	6,8	5,9	9,8	9,8	7,4	10,3	7,4	7,8	5,9	100,0
Ventilsystem	169	8,3	9,5	8,9	10,6	10,7	6,5	4,7	7,1	6,5	8,9	7,1	11,2	100,0
Anl. i vannvei	143	15,3	10,5	7,0	7,7	6,3	9,8	4,2	7,7	7,7	7,7	7,7	8,4	100,0
Vassdr./mag./dam	31	6,4	16,1	6,5	9,7	12,9	3,2	3,2	6,5	6,5	3,2	9,7	16,1	100,0
Fasekomp. (Rot.)	35	2,8	11,4	2,9	2,9	5,7	5,7	22,9	8,6	17,1	5,7	2,9	11,4	100,0
Fasekomp (Kond.)	81	3,7	8,7	7,4	7,4	5,0	5,0	12,3	4,9	9,9	12,3	14,8	8,6	100,0
Fasekomp (Reakt.)	15	13,4	0,0	20,0	0,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0	13,3	0,0	13,3	100,0
Fasekomp (SVC)	76	6,6	2,6	7,9	2,6	11,8	7,9	14,5	14,5	11,8	7,9	6,6	5,3	100,0
HVDC-anlegg	52	15,4	7,7	1,9	0,0	1,9	11,6	3,9	15,4	11,5	9,6	11,5	9,6	100,0
Stasjonsforsyning	200	15,0	11,0	5,0	4,5	6,5	10,0	10,0	6,0	4,5	7,5	8,5	11,5	100,0
Hjelpesystem	211	9,9	8,1	7,6	7,6	9,0	7,1	7,1	5,7	7,6	12,3	10,4	7,6	100,0
Annet prim. anlegg	90	7,8	11,1	4,4	4,4	6,7	10,0	13,3	11,1	6,7	8,9	7,8	7,8	100,0
Ukjent	422	7,6	9,9	5,7	8,1	9,7	14,0	9,5	7,8	7,1	5,5	8,5	6,6	100,0
Vern ledn./kabel	927	14,2	11,4	7,6	3,0	5,8	9,3	13,3	9,5	5,6	5,3	7,8	7,2	100,0
Vern krafttransf.	508	13,0	12,0	5,9	4,3	4,5	9,1	10,4	10,0	7,1	6,9	8,3	8,5	100,0
Vern prod.anlegg	595	10,7	8,9	5,9	5,2	5,7	10,3	10,6	10,9	8,6	7,6	8,7	6,9	100,0
Vern øvrige	211	12,8	11,4	5,2	4,8	9,0	10,0	8,5	8,5	6,6	10,4	5,7	7,1	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	336	14,9	11,9	7,7	3,6	7,4	9,2	12,8	7,1	5,7	4,2	9,5	6,0	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	242	13,6	12,0	10,3	4,9	5,0	7,9	8,7	5,8	9,9	8,7	6,6	6,6	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	1545	11,3	7,7	8,2	6,9	8,7	7,4	8,7	8,8	7,1	8,9	9,1	7,2	100,0
Kontr.ut øvrig	204	10,3	9,3	7,9	6,4	4,9	8,3	8,8	10,8	8,3	3,4	10,3	11,3	100,0
Alle anleggsdeler	12545	14,1	10,4	7,2	4,7	6,4	8,9	11,4	9,0	6,1	6,9	7,7	7,2	100,0

Tabellen viser hvordan feil på de ulike anleggsdelene fordelte seg over året for perioden 1993-2002. Fordelingen for alle anleggsdeler totalt viser at feilhyppigheten var størst i vintermånedene og at det også var forholdsvis høy feilhyppighet i sommermånedene. Mange av anleggsdelene følger denne trenden. Kraftledninger hadde en spesielt høy feilhyppighet i januar. Dette skyldes naturlig nok at kraftledninger er spesielt utsatt for værpåkjenninger. Enkelte anleggsdeler har forholdsvis få feil, og det er noe tilfeldig når de inntreffer. Feil på vern og kontrollutstyr fordelte seg forholdsvis likt med feil på primæranleggene.



Figur 3.11 Feil på anleggsdeler fordelt over året.

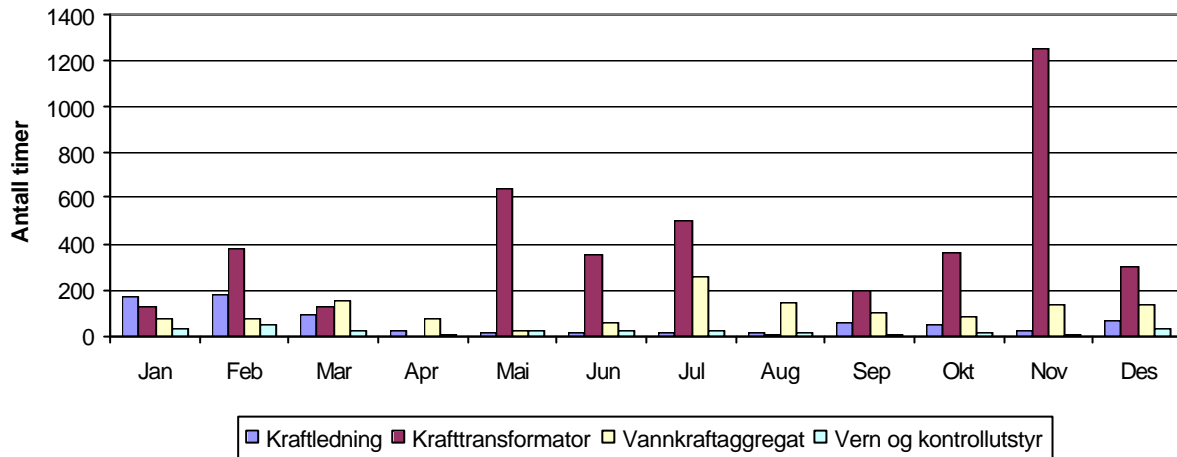
### 3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid (tt.mm) over året

Anleggsdel	Middel verdi	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Kraftledning	88.20	178.03	182.32	93.43	25.20	21.37	22.41	14.07	16.43	50.46	41.21	26.20	61.41
Kraftkabel	229.34	236.16	337.53	394.40	47.33	177.03	363.04	145.42	179.58	432.25	246.48	25.58	239.00
Krafttransformator	374.30	124.08	385.35	125.12	3.03	638.23	352.28	503.14	12.36	202.33	370.05	1249.39	299.48
Effektbryter	299.11	330.57	221.01	81.19	885.25	370.29	136.35	376.06	46.01	140.19	44.07	360.04	623.20
Skillebryter	126.59	24.03	133.27	74.28	42.15	811.05	11.05	86.47	80.03	65.03	39.40	36.34	5.42
Strømtransf.	260.49	30.53	31.04	916.03	72.00	107.33	748.40	43.54	129.47	721.36	105.53	47.00	77.13
Spenningstransf.	201.01	107.37	1368.31	52.11	432.07	245.10	54.02	69.38	56.06	259.41	32.06	162.30	103.22
Samleskinne	252.04	592.30	12.52	1591.29	57.20	38.00	169.26	122.02	304.33	62.28	27.44	9.31	21.46
Avleder	139.01	78.38	87.38	802.59	21.15	24.0	73.03	70.28	13.10	427.12	50.09	61.15	81.05
Slukkespole	213.46	0.00	0.00	0.51	0.00	0.00	43.45	0.00	1.10	0.00	0.00	1.44	482.58
HF-sperre	155.16	0.00	0.00	7.56	0.00	0.00	0.00	0.00	720.00	3.41	16.41	0.00	28.00
Generator	65.03	14.39	56.32	38.27	133.57	76.24	42.58	80.39	192.17	75.48	34.29	36.20	80.23
Magnetiseringsutstyr	97.12	52.27	43.34	7.25	123.28	7.32	55.41	437.26	9.04	80.32	67.51	44.26	98.44
Turbin	151.02	131.36	50.39	266.49	13.21	12.37	23.31	27.55	653.18	16.52	323.22	0.57	215.02
Turbinregulator	21.26	7.24	10.51	12.04	2.18	155.39	12.56	23.32	71.44	5.59	3.21	6.28	1.57
Ventilsystem	11.21	7.36	9.04	4.25	23.07	6.34	9.35	5.21	2.53	10.25	5.37	4.01	39.08
Anl. i vannvei	43.17	12.07	14.56	1.12	0.00	106.05	47.19	26.19	4.51	205.49	68.42	17.52	18.44
Vassdr./mag./dam	13.08	0.00	13.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fasekomp. (Rot.)	339.43	7.00	29.31	4.12	84.28	0.41	24.00	60.45	156.40	17.53	0.00	93.00	3254.00
Fasekomp (Kond.)	228.06	39.00	47.30	120.19	72.39	3.37	169.30	176.40	3.16	883.16	406.22	105.08	195.00
Fasekomp (Reakt.)	490.44	4.35	3240.00	17.40	0.00	336.26	20.03	0.00	1.10	0.00	3600.00	1.44	413.13
Fasekomp (SVC)	98.55	0.00	0.00	0.00	0.00	8.10	2.36	1056.00	0.00	5.15	0.00	1.03	0.00
HVDC-anlegg	72.37	7.15	0.00	0.00	0.00	8.33	249.18	0.21	0.00	111.12	0.40	7.37	0.00
Stasjonsforsyning	6.29	3.00	3.50	7.25	0.29	1.04	8.21	20.59	4.05	1.00	1.30	2.20	0.51
Hjelpesystem	4.37	1.48	3.53	7.41	3.33	3.35	1.13	1.44	10.27	9.43	1.17	7.54	0.43
Annet prim. anlegg	54.43	12.06	36.08	7.34	491.19	13.35	2.17	1.58	0.20	0.00	120.46	0.00	19.05
Ukjent	10.45	24.16	30.00	1.00	8.00	1.46	36.26	1.43	17.06	0.47	0.30	1.18	7.06
Vern ledn./kabel	33.04	12.17	5.56	167.58	10.49	72.09	16.40	42.13	8.18	31.38	32.35	9.13	3.18
Vern kraftransf.	11.59	2.40	49.08	3.22	1.22	0.50	2.06	6.18	23.59	7.58	12.36	35.23	0.47
Vern prod.anlegg	19.04	31.30	9.19	1.42	170.30	1.03	3.18	11.51	3.59	33.56	7.53	6.14	2.27
Vern øvrige	5.47	2.03	1.38	1.46	1.56	1.43	11.19	1.14	14.04	1.20	0.18	0.32	25.16
Kontr.ut. ledn./kabel	15.54	5.47	6.19	2.35	8.00	68.35	3.39	4.59	7.57	1.26	1.06	45.47	8.28
Kontr.ut. kraftrans.	52.39	333.30	16.15	3.16	28.25	3.09	28.23	77.10	24.46	3.57	5.35	2.11	52.27
Kontr.ut. prod.anl.	14.42	16.17	12.27	18.10	25.30	11.21	16.46	11.18	21.37	12.29	9.22	14.55	5.18
Kontr.ut øvrig	17.39	0.33	12.24	12.26	15.21	5.54	49.44	5.17	6.27	12.13	24.30	9.59	6.05

Tabellen viser hvordan midlere reparasjonstid fordelt seg over året for perioden 1993-2002. Det er kun varige feil som er med i underlaget, da det per definisjon bare er varige feil som krever reparasjon (se vedlegg 1).

Middelverdien for hele året viser at roterende fasekompensatorer, reaktorer og krafttransformatorer har lange reparasjonstider. Av fordelingen pr måned fremgår det at dette kan være litt tilfeldig. I dataunderlaget går det frem at det er noen få feil med lang reparasjonstid som trekker middelverdien opp.

Tradisjonelt sett har reparasjonstid vært en vanskelig parameter å registrere. Dette skyldes at det har vært ulik oppfatning av hva som inngår i reparasjonstiden. For eksempel skal administrative utsettelse (frivillig venting) trekkes fra reparasjonstiden. Det har variert i løpet av 10-års perioden hvordan dette er blitt praktisert.



Figur 3.12 Middelverdi for reparasjonstid fordelt over året.

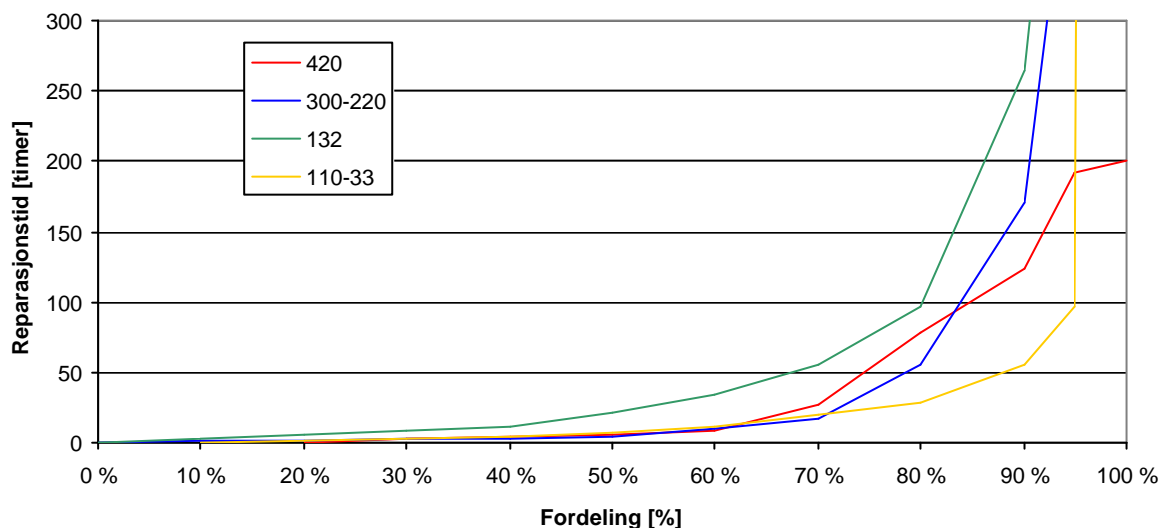
### 3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid

De neste tabellene og figurene viser kumulative fordelinger av reparasjonstider for ulike anleggsdeler. Prosentverdiene angir antall feil med kortere reparasjonstid enn den angitte verdien. F.eks. fører 80 % av alle kraftledningsfeil på 420 kV nivå til reparasjonstid **kortere** enn 80 timer. Det betyr igjen at 20 % av alle kraftledningsfeil medfører **lengre** reparasjonstid enn dette. Datagrunnlaget er alle varige feil som er registrert med reparasjonstid > 0 for perioden 1993-2002. Pr definisjon er det bare varige feil som krever reparasjon. Alle tider er oppgitt på formatet (tt.mm).

#### 3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftledninger

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	24	37.55	59.52	0.13	0.21	0.38	2.40	4.00	5.04	8.53	27.00	78.00	123.45	200.00
300-220	47	98.01	293.20	0.30	1.20	2.00	2.38	3.33	4.21	9.49	16.30	55.32	170.37	1536.00
132	246	145.59	449.12	0.03	2.35	5.16	7.57	12.00	21.09	34.30	55.00	96.00	264.00	3360.00
110-33	471	54.01	398.02	0.02	0.38	1.32	3.00	4.36	6.30	10.51	20.30	28.00	55.00	7296.00

Tabellen viser at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for kraftledninger. 50 %-verdien (medianen) hadde en forholdsvis høy verdi for spenningsnivå 132 kV.



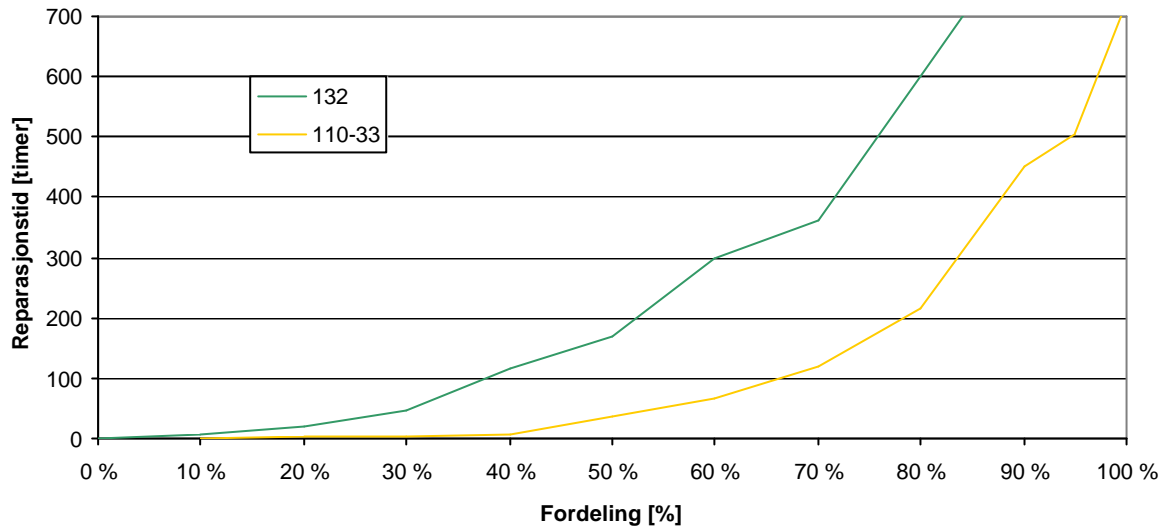
Figur 3.13 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger.

#### 3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftkabler

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300-220 <sup>1)</sup>	4	382.39	705.19	1.36	28.00	61.00	1440.00	-	-	-	-	-	-	-
132	38	343.15	461.24	0.10	7.59	21.30	47.00	117.16	170.00	298.00	360.00	600.00	845.00	2364.00
110-33	61	127.55	190.10	0.08	0.38	1.40	3.36	8.00	35.00	66.40	120.00	216.00	450.00	722.54

<sup>1)</sup> For få feil til å lage en kumulativ fordeling. I stedet er det oppgitt hver enkelt reparasjonstid.

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for kraftkabler øker med spenningsnivå. Sammenlignet med kraftledninger i forrige tabell har kraftkabler forholdsvis mye lengre reparasjonstid.



Figur 3.14 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftkabler.

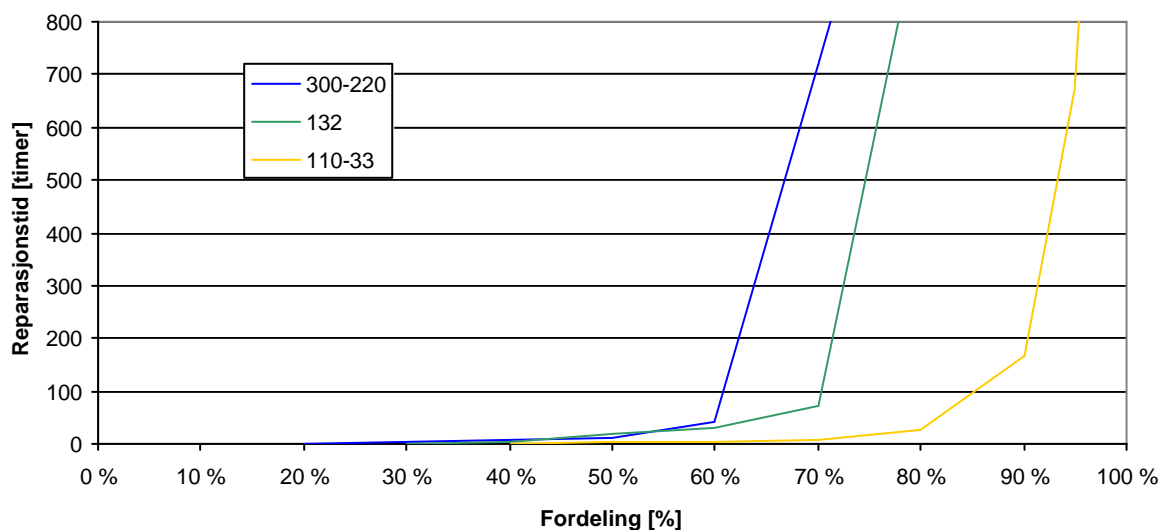
### 3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) <sup>1)</sup>	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420 <sup>2)</sup>	3	722.20	1176.07	15.00	72.00	2080.00	-	-	-	-	-	-	-	-
300-220	31	793.01	1443.36	0.32	1.00	1.29	2.00	6.58	11.24	42.00	720.00	1389.51	2881.00	5852.00
132	30	460.53	819.33	0.07	0.13	0.56	1.33	2.30	18.00	29.20	71.47	1000.00	1752.00	2784.00
110-33	70	115.59	399.35	0.09	0.16	0.27	0.31	1.44	3.00	5.20	8.49	24.39	166.39	2203.00

<sup>1)</sup> Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

<sup>2)</sup> For få feil til å lage en kumulativ fordeling. I stedet er det oppgitt hver enkelt reparasjonstid.

Det fremgår av tabellen at reparasjonstid på krafttransformatorer øker med stigende spenningsnivå. For 220-300 kV nivå og 132 kV nivå vil ca 30 % av alle feil ha veldig lang reparasjonstid.

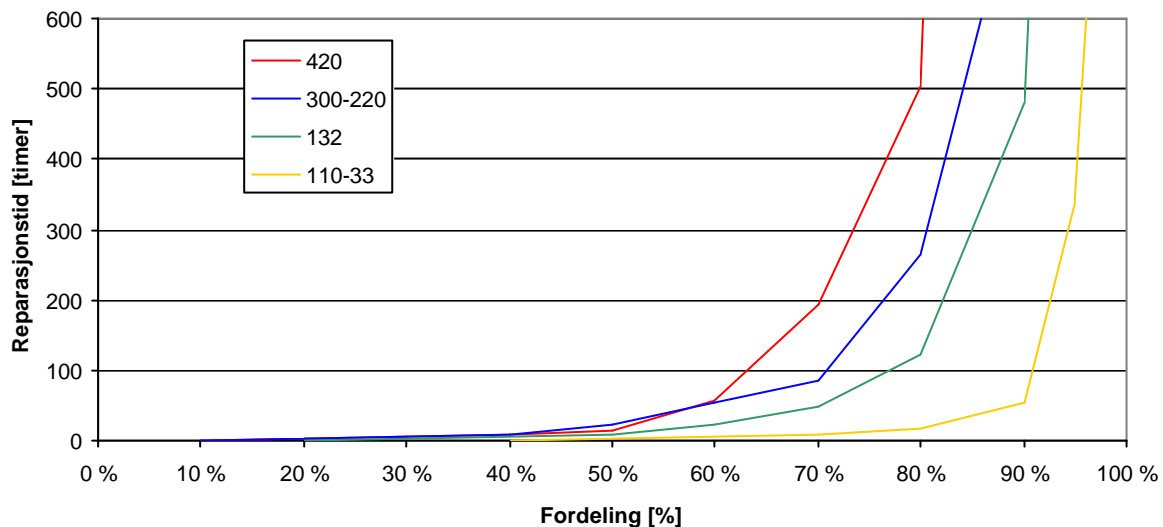


Figur 3.15 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer.

### 3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for effektbrytere

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	26	1072.09	2687.53	0.32	0.58	2.08	6.00	8.20	14.00	56.00	192.00	504.00	4382.54	12360.00
300-220	72	316.48	790.45	0.06	1.00	1.54	5.00	8.23	21.20	55.00	84.00	264.00	840.00	4000.00
132	71	234.51	637.39	0.03	0.46	1.07	2.00	5.20	8.42	24.00	48.00	121.53	480.00	3075.00
110-33	73	52.01	199.44	0.01	0.08	0.27	0.51	1.23	2.55	4.54	8.00	16.00	53.45	1512.00

Tabellen viser at reparasjonstider for effektbrytere øker med stigende spenningsnivå. 50 %-verdien er omlag tre ganger så lang for 220-300 kV nivå som for 132 kV nivå.



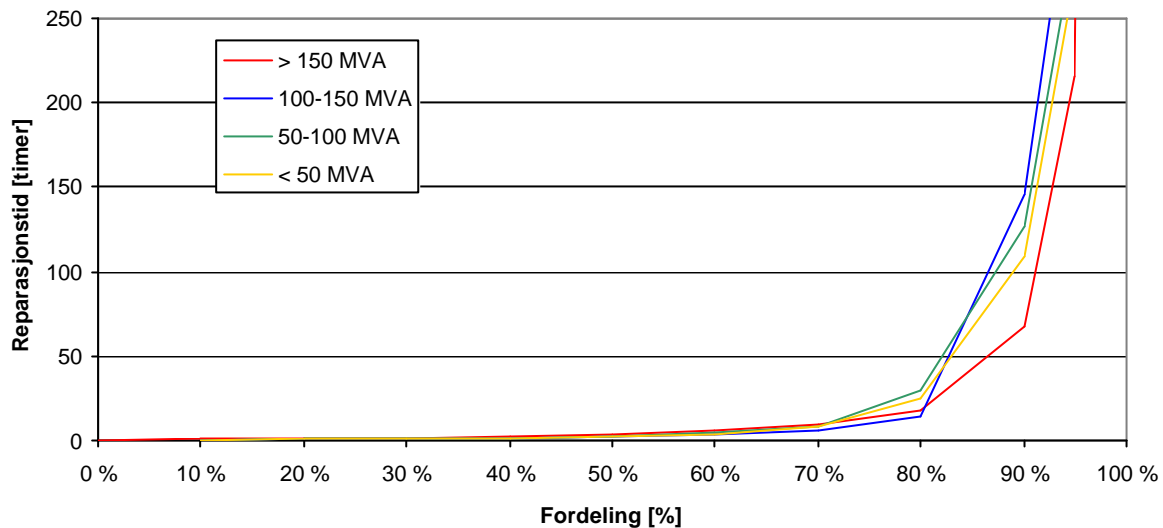
Figur 3.16 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere.

### 3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for vannkraftaggregat 1) med direkte innmating mot 132-420 kV nett

Ytelse (MVA)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
> 150	165	60.09	280.45	0.12	0.42	1.02	1.35	2.18	3.38	5.25	9.00	18.00	68.00	2887.00
100-150	83	72.35	258.43	0.06	0.31	0.54	1.15	1.43	2.50	4.07	6.07	14.36	145.53	1522.00
50-100	148	60.53	222.39	0.13	0.29	0.48	1.00	1.36	2.42	4.20	7.51	29.38	127.00	2162.00
< 50	371	61.51	250.44	0.02	0.24	0.40	0.57	1.26	2.20	3.48	8.15	24.30	109.00	2520.00

<sup>1)</sup> Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringssystem

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for vannkraftaggregat var relativt uavhengig av ytelse på aggregatet. 50 %-verdien (medianen) ligger mellom 2 og 4 timer for samtlige ytelsesgrupperinger. Dette er forholdsvis korte reparasjonstider sammenlignet med 50 %-verdien for kraftkabler, krafttransformatorer, effektbrytere og kraftledninger.



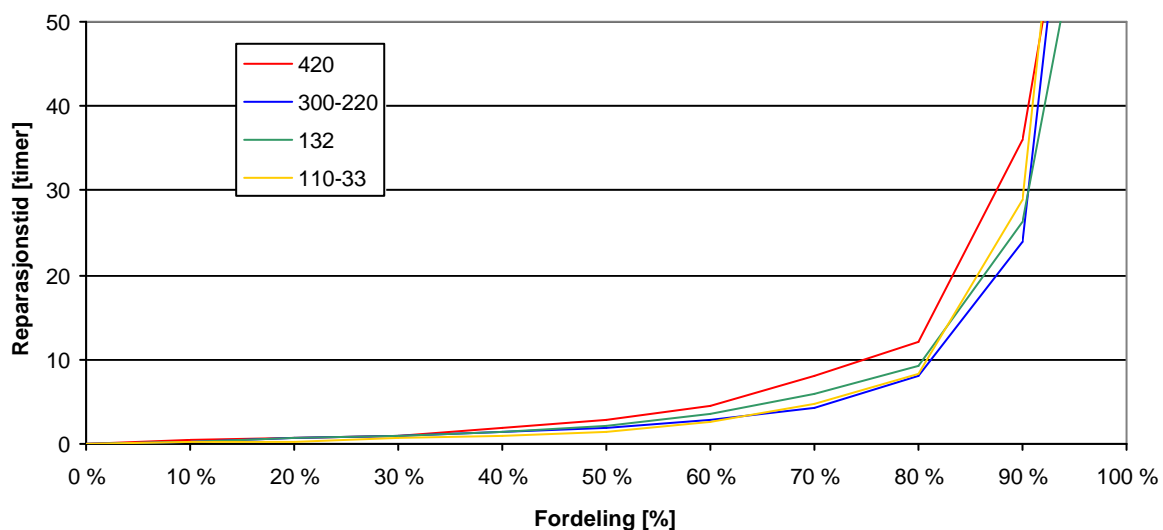
Figur 3.17 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat.

### 3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for (tt.mm) vern og kontrollutstyr

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	226	18.04	98.32	0.01	0.23	0.39	1.00	1.50	2.53	4.27	8.00	12.00	36.00	1450.00
300-220	510	23.59	111.02	0.01	0.19	0.36	1.00	1.20	2.00	2.46	4.23	8.00	24.00	1488.00
132	465	18.38	137.58	0.01	0.15	0.36	0.56	1.21	2.02	3.29	5.55	9.09	26.20	2880.00
110-33	375	14.48	48.22	0.01	0.07	0.21	0.40	1.00	1.30	2.30	4.46	8.17	29.00	552.00

I denne tabellen inngår varige feil for alle typer vern og kontrollutstyr. For produksjonsanlegg er vern og kontrollutstyr referert spenningsnivået produksjonsanlegget mater inn på.

Det fremgår av tabellen at den kumulative fordelingen av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr er relativt uavhengig av spenningsnivå. 50 %-verdien ligger for alle spenningsnivåene mellom 1 og 3 timer. Mellom 70 og 80 % av alle feil repareres innen 10 timer.



Figur 3.18 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vern og kontrollutstyr.



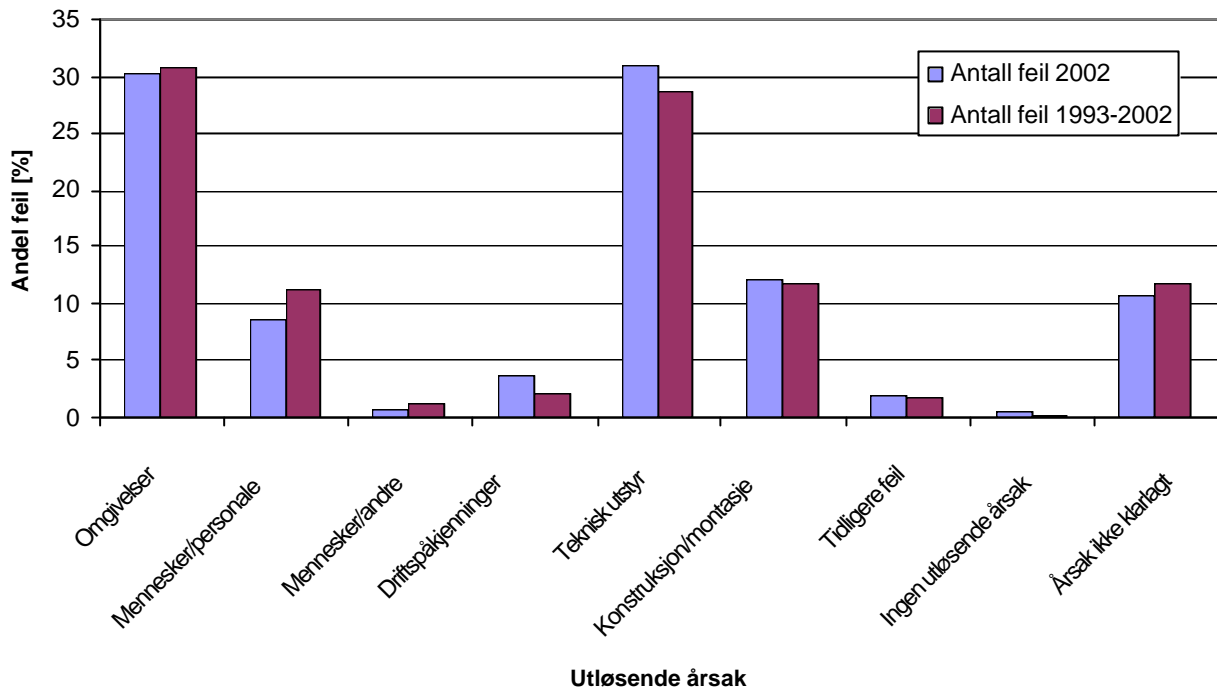
### 3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi

Utløsende årsak	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil			
	Antall feil		ILE		Antall feil		ILE		Antall feil		ILE	
	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
<b>Omgivelser</b>	<b>43,5</b>	<b>40,1</b>	<b>53,6</b>	<b>55,4</b>	<b>12,6</b>	<b>16,4</b>	<b>46,1</b>	<b>32,8</b>	<b>30,3</b>	<b>30,8</b>	<b>47,8</b>	<b>41,2</b>
Tordenvær	32,8	21,0	34,7	10,2	3,5	2,8	1,6	2,3	20,3	13,9	9,3	5,3
Vind	4,3	12,0	4,7	24,6	0,6	2,5	0,0	3,1	2,7	8,3	1,1	11,0
Snø/is	3,4	3,0	6,0	2,8	2,1	2,8	5,1	7,3	2,8	2,9	5,4	5,7
Frost/tele	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Vann/hedbør/fuktighet	0,3	0,2	0,0	0,2	0,4	1,0	0,2	1,2	0,4	0,5	0,1	0,8
Salt/forurensing	0,1	1,0	0,2	4,7	0,0	0,5	0,0	0,3	0,1	0,8	0,0	1,9
Fremmedlegemer	0,1	0,1	0,0	0,0	0,8	0,5	0,0	0,0	0,4	0,3	0,0	0,0
Fugl/dyr	0,3	0,8	0,2	0,3	0,6	0,7	0,0	0,1	0,4	0,8	0,0	0,2
Vegetasjon	1,2	0,8	7,8	3,2	2,9	3,9	39,0	14,2	1,9	2,0	31,8	10,1
Brann/eksplosjon	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1
Annet/Ukjent	0,8	1,1	0,0	9,4	1,3	1,3	0,0	4,0	1,0	1,1	0,0	6,0
<b>Mennesker/personale</b>	<b>10,2</b>	<b>13,7</b>	<b>9,3</b>	<b>8,9</b>	<b>6,6</b>	<b>7,4</b>	<b>1,5</b>	<b>5,7</b>	<b>8,6</b>	<b>11,3</b>	<b>3,3</b>	<b>6,9</b>
<b>Mennesker/andre</b>	<b>0,6</b>	<b>0,8</b>	<b>17,2</b>	<b>2,2</b>	<b>1,0</b>	<b>2,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,8</b>	<b>1,3</b>	<b>4,0</b>	<b>1,7</b>
Feilbetjening	2,4	4,6	3,0	5,6	2,1	2,6	0,7	4,1	2,3	3,9	1,2	4,6
Arbeid/prøving	6,3	7,8	6,2	2,2	2,9	3,4	0,6	1,1	4,8	6,1	1,9	1,5
Trefelling	0,2	0,3	0,0	0,3	0,8	1,3	0,1	0,4	0,4	0,7	0,1	0,4
Graving/sprenging	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,3
Anleggsarbeid	0,0	0,1	0,0	0,4	0,6	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,2
Trafikkskade	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0
Hærverk/sabotasje	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Annet/Ukjent	1,7	1,5	17,3	2,4	1,0	1,6	0,1	0,9	1,4	1,5	4,1	1,5
<b>Driftspåkjenninger</b>	<b>3,7</b>	<b>2,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>3,5</b>	<b>2,3</b>	<b>8,4</b>	<b>2,4</b>	<b>3,6</b>	<b>2,2</b>	<b>6,6</b>	<b>1,8</b>
Overbelastning	1,4	0,7	0,1	0,4	0,4	0,5	0,0	0,1	1,0	0,6	0,0	0,2
Høy/lav spenning	0,9	0,5	0,4	0,1	1,7	0,8	7,2	1,1	1,2	0,6	5,6	0,7
Annet/Ukjent	1,4	0,9	0,3	0,4	1,4	1,0	1,2	1,2	1,4	1,0	1,0	0,9
<b>Teknisk utstyr</b>	<b>16,5</b>	<b>17,7</b>	<b>4,7</b>	<b>9,0</b>	<b>50,7</b>	<b>45,7</b>	<b>33,5</b>	<b>29,1</b>	<b>31,2</b>	<b>28,6</b>	<b>26,8</b>	<b>21,6</b>
Aldring	2,6	1,8	0,0	0,5	8,7	11,8	10,2	10,1	5,2	5,7	7,8	6,6
Slitasje	0,0	0,3	0,0	0,0	6,0	1,7	0,3	0,4	2,6	0,8	0,2	0,2
Korrosjon	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,2	0,0	0,2	0,0	0,7
Lekkasje	0,3	0,1	1,6	0,1	0,8	0,9	0,0	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Løse deler	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,0	0,5	0,2	0,3	0,0	0,3
Skadet/defekt del	1,4	0,4	1,5	0,2	13,1	4,7	17,0	3,1	6,4	2,1	13,4	2,0
Sprekk/brudd	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	1,0	0,9	0,9	0,3	0,4	0,7	0,6
Annet/Ukjent	12,2	15,0	1,6	8,0	21,1	24,7	5,1	12,4	16,0	18,7	4,3	10,8
<b>Konstruksjon/montasje</b>	<b>11,2</b>	<b>8,7</b>	<b>8,9</b>	<b>12,1</b>	<b>13,5</b>	<b>17,0</b>	<b>7,5</b>	<b>11,0</b>	<b>12,2</b>	<b>11,9</b>	<b>7,9</b>	<b>11,4</b>
Konstr.-dimensjoneringsfeil	2,1	2,3	0,0	3,1	0,6	2,2	0,2	1,0	1,5	2,2	0,2	1,8
Produksjonsfeil	0,5	0,2	0,0	0,4	1,3	1,9	0,0	4,4	0,8	0,9	0,0	2,9
Montasjefeil	0,6	0,5	0,4	0,1	2,3	2,6	5,8	2,0	1,3	1,4	4,5	1,3
Feil i innstilling/justering	4,4	3,7	6,4	7,3	4,4	6,5	1,0	3,0	4,4	4,7	2,3	4,6
Mangelfulle instr./rutiner	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mangelfullt vedlikehold	0,2	0,3	2,1	0,1	3,5	3,1	0,5	0,5	1,6	1,4	0,9	0,3
Utilstrekkelig vern	0,3	0,8	0,0	0,7	0,4	0,3	0,0	0,0	0,4	0,6	0,0	0,3
Annet/Ukjent	3,1	0,9	0,0	0,4	1,0	0,4	0,0	0,1	2,2	0,7	0,0	0,2
<b>Tidligere feil</b>	<b>0,9</b>	<b>1,4</b>	<b>0,0</b>	<b>1,8</b>	<b>3,5</b>	<b>2,4</b>	<b>0,1</b>	<b>10,4</b>	<b>2,0</b>	<b>1,8</b>	<b>0,1</b>	<b>7,2</b>
<b>Ingen utløsende årsak</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,6</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>
<b>Årsak ikke klarlagt</b>	<b>13,2</b>	<b>15,3</b>	<b>5,4</b>	<b>9,7</b>	<b>7,3</b>	<b>6,3</b>	<b>2,8</b>	<b>7,3</b>	<b>10,7</b>	<b>11,8</b>	<b>3,4</b>	<b>8,2</b>
<b>Sum</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

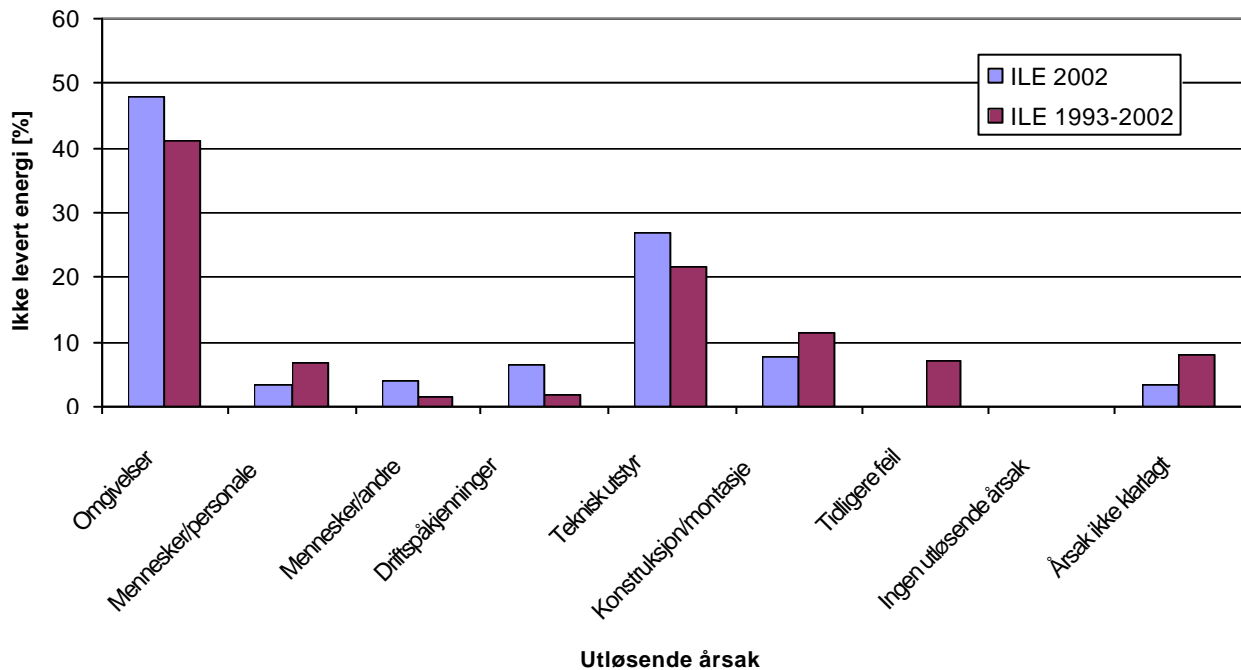
I tabellen inngår alle varige og forbigående feil fordelt på utløsende årsak. Med utløsende årsak menes hendelse eller omstendighet som fører til svikt på en enhet (se definisjoner i vedlegg 1).

Tabellen viser at det er samsvar mellom utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser i 2002 og gjennomsnittet siste 10 år. Dessuten er andel feil der årsak ikke er klarlagt redusert fra 11,8% til 10,7%, noe som kan skyldes større fokusering på analyse og rapportering.

Driftspåkjenninger og konstruksjon/montasje har forårsaket økt andel ikke levert energi i 2002 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Omlag 47,8 % av all ILE skyldtes påvirkning fra omgivelser i 2002. Dette er høyere enn gjennomsnittet som ligger på 41,1 %.



Figur 3.19 Antall feil fordelt på utløsende årsak.



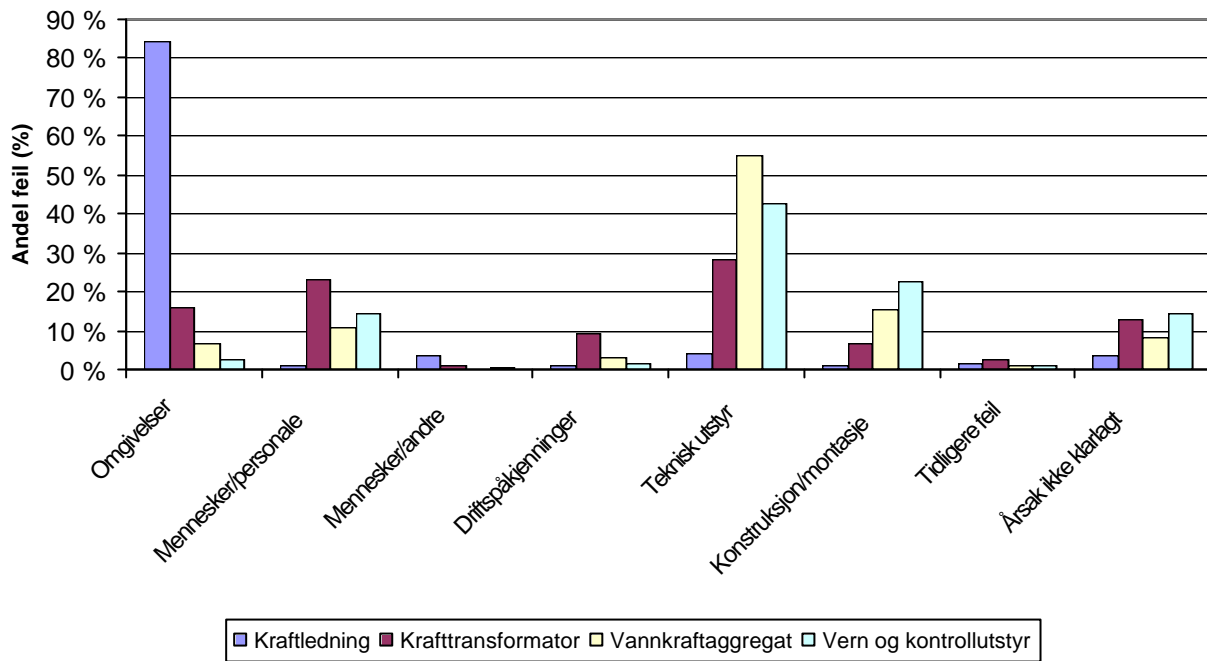
Figur 3.20 Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

### 3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel

Anleggsdel	Ant. feil 2002	Omgivelser		Mennesker/personale		Mennesker/andre		Driftspåkjenninger		Teknisk utstyr		Konstruksjon/montasje		Tidligere feil		Ikke klarlagt/Ingen utløsn.		Sum	
		2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002	2002	1993-2002
Kraftledning	312	84,0	84,2	0,7	1,0	1,9	3,4	1,6	0,9	5,4	4,3	0,0	0,8	0,3	1,8	6,1	3,6	100,0	100,0
Kraftkabel	17	5,9	13,2	17,6	4,2	0,0	6,9	0,0	5,6	47,1	39,6	23,5	20,1	0,0	2,1	5,9	8,3	100,0	100,0
Krafttransformator	19	0,0	15,7	0,0	23,4	0,0	1,1	15,8	9,2	57,9	28,4	5,3	6,5	5,2	2,7	15,8	13,0	100,0	100,0
Effektbryter	36	5,6	3,1	27,8	36,0	0,0	0,0	2,8	2,3	47,2	41,0	8,3	9,8	0,0	1,5	8,3	6,3	100,0	100,0
Skillebryter	11	0,0	5,4	72,7	43,1	9,1	1,0	0,0	0,5	9,1	36,1	9,1	7,4	0,0	2,5	0,0	4,0	100,0	100,0
Strømtransf.	10	10,0	18,5	10,0	6,2	0,0	0,0	0,0	2,5	60,0	39,5	0,0	13,6	0,0	7,4	20,0	12,3	100,0	100,0
Spenningstransf.	8	0,0	19,3	0,0	1,7	0,0	0,0	12,5	9,3	50,0	39,5	25,0	5,9	12,5	10,9	0,0	13,4	100,0	100,0
Samleskinne	11	36,3	37,8	9,1	8,8	0,0	1,3	9,1	4,1	27,3	24,3	0,0	6,1	9,1	8,1	9,1	9,5	100,0	100,0
Avleder	7	42,8	28,0	0,0	0,9	0,0	0,0	42,9	13,5	0,0	21,6	0,0	2,7	0,0	24,3	14,3	9,0	100,0	100,0
Slukkespole	0	0,0	8,3	0,0	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	25,0	0,0	16,7	0,0	16,7	0,0	100,0
HF-sperre	0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	100,0
Generator	47	14,9	10,8	14,9	15,6	0,0	0,0	6,4	2,1	42,5	47,7	14,9	14,4	4,3	0,7	2,1	8,7	100,0	100,0
Magnetiseringsutstyr	13	0,0	1,1	0,0	6,5	0,0	0,0	15,4	5,4	69,2	69,6	7,7	8,7	0,0	2,2	7,7	6,5	100,0	100,0
Turbin	8	0,0	6,9	0,0	13,8	0,0	0,0	37,5	7,6	50,0	32,8	0,0	26,7	0,0	4,6	12,5	7,6	100,0	100,0
Turbinregulator	32	0,0	2,0	3,2	5,9	0,0	0,0	15,6	3,4	62,5	63,1	15,6	13,8	3,1	0,5	0,0	11,3	100,0	100,0
Ventilsystem	35	0,0	1,8	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,2	94,3	79,3	2,8	14,2	0,0	0,0	2,9	2,9	100,0	100,0
Anl. i vannvei	15	60,0	41,9	6,6	11,9	0,0	0,0	6,7	3,5	26,7	28,0	0,0	5,6	0,0	0,7	0,0	8,4	100,0	100,0
Vassdr./mag./dam	3	100,0	45,6	0,0	4,4	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	33,8	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	8,8	100,0	100,0
Fasekomp. (Rot.)	6	0,0	3,9	0,0	15,4	0,0	0,0	16,7	3,9	66,7	53,8	16,6	11,5	0,0	3,8	0,0	7,7	100,0	100,0
Fasekomp (Kond.)	6	16,6	14,0	0,0	2,3	0,0	0,0	16,7	39,5	66,7	37,2	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	2,3	100,0	100,0
Fasekomp (Reakt.)	2	0,0	8,3	50,0	8,3	0,0	0,0	0,0	4,2	50,0	37,5	0,0	29,2	0,0	4,2	0,0	8,3	100,0	100,0
Fasekomp (SVC)	5	0,0	9,2	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	80,0	67,1	0,0	6,6	0,0	0,0	20,0	7,9	100,0	100,0
HVDC-anlegg	0	0,0	1,9	0,0	7,7	0,0	3,9	0,0	0,0	0,0	23,1	0,0	11,5	0,0	1,9	0,0	50,0	0,0	100,0
Stasjonsforsyning	17	5,9	4,5	23,5	34,5	0,0	0,0	0,0	0,5	17,6	35,0	41,2	18,0	11,8	1,5	0,0	6,0	100,0	100,0
Hjelpesystem	17	0,0	15,2	11,8	22,9	0,0	0,5	0,0	3,3	52,9	37,1	29,4	12,9	5,9	0,5	0,0	7,6	100,0	100,0
Annet prim. anlegg	23	17,4	16,9	13,1	16,8	0,0	2,1	8,7	21,1	17,4	16,8	21,7	14,7	0,0	2,1	21,7	9,5	100,0	100,0
Ukjent	68	57,4	42,4	8,8	11,4	1,5	0,6	2,9	4,6	4,4	4,4	0,0	1,6	1,5	0,5	23,5	34,5	100,0	100,0
Vern ledn./kabel	102	1,0	1,8	3,9	7,6	0,0	0,1	1,9	1,0	19,6	29,9	37,3	33,4	9,8	1,8	26,5	24,4	100,0	100,0
Vern krafttransf.	49	6,1	4,2	16,3	19,0	2,1	1,2	2,0	2,8	14,3	21,4	30,6	34,1	8,2	1,4	20,4	15,9	100,0	100,0
Vern prod.anlegg	72	0,0	1,5	6,9	12,0	0,0	0,0	2,8	2,7	38,9	41,3	31,9	24,1	1,4	2,4	18,1	16,0	100,0	100,0
Vern øvrige	19	0,0	3,3	26,3	15,4	0,0	1,4	5,2	2,8	21,1	25,7	15,8	31,8	0,0	1,4	31,6	18,2	100,0	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	16	0,0	7,2	25,0	27,8	0,0	1,5	0,0	0,0	43,7	31,9	12,5	16,7	6,3	0,8	12,5	14,1	100,0	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	15	13,3	5,6	40,0	25,1	6,7	0,9	0,0	0,3	0,0	43,3	0,0	10,7	6,7	2,2	33,3	11,9	100,0	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	119	0,9	1,6	10,9	14,1	0,0	0,1	1,7	0,7	57,1	60,7	16,0	15,3	0,8	0,2	12,6	7,3	100,0	100,0
Kontr.ut øvrig	13	0,0	0,5	7,7	11,3	0,0	0,5	0,0	1,0	61,5	53,4	23,1	17,6	0,0	1,5	7,7	14,2	100,0	100,0

Det fremgår av tabellen at den dominerende årsakskategorien for feil på kraftledninger i 2002 var omgivelser. For feil på krafttransformatorer var feil i teknisk utstyr samt årsak ikke klarlagt og driftspåkjenninger de dominerende årsakene. For vannkraftaggregat (generator, magn.utstyr, turbin, turbinreg. og ventilsystem) var feil i teknisk utstyr den dominerende årsaken, men også driftspåkjenninger var årsak til mange feil. Feil i teknisk utstyr og konstruksjon/montasje er også dominerende årsaker ved feil på vern og kontrollutstyr i 2002, men andel feil hvor årsak ikke er klarlagt er også forholdsvis stor. Driftspåkjenninger er registrert som årsak til flere feil på de fleste anleggsdelene i 2002 enn gjennomsnittet siste 10 år.

Figur 3.21 viser hvordan utløsende årsak fordeler seg for et utvalg av anleggsdelene for perioden 1993-2002.



Figur 3.21 Fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel for perioden 1993-2002.

## 4 Avbrudd

I dette kapitlet gis det en oversikt over avbrudd som følge av feil under driftsforstyrrelser i hovednettet. Med avbrudd menes her uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere. Avbruddene er i denne sammenhengen knyttet til definerte leveringspunkt i hovednettet. Dette er samme type statistikk som presenteres i NVEs avbruddstatistikk. I NVEs avbruddsstatistikk er avbruddene knyttet til rapporteringspunkt (se definisjon i vedlegg 1).

I denne statistikken er leveringspunktene definert i skillet mellom hovednettet og underliggende nett eller i punkt hvor hovednettet leverer direkte til sluttbruker. Statistikken gir altså en oversikt over avbruddsforholdene for sluttbrukere under definerte leveringspunkt som følge av driftsforstyrrelser i hovednettet. Registrering av avbrudd knyttet til leveringspunkt har blitt gjort siden 1996.

Innledningsvis gis en oversikt over antall leveringspunkt som inngår i statistikken. Så presenteres avbruddshyppighet, avbruddsvarighet og mengde ILE per leveringspunkt for de ulike spenningsnivåene.

### 4.1 Antall leveringspunkt fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå	Antall leveringspunkt
420-220	36
132	272
110-33	147

Følgende punkt er definert som leveringspunkt:

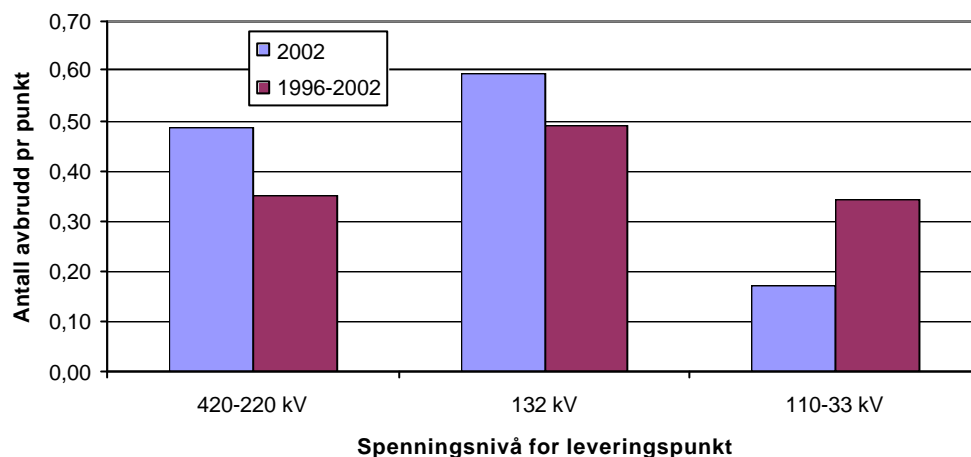
- *Samleskinner med systemspenning 132-420 kV med direkte transformering mot 22 kV eller lavere spenningsnivå i samme stasjon, eller med levering direkte mot sluttbruker*
- *Samleskinner med systemspenning 33-110 kV med direkte transformering til høyere spenningsnivå i samme stasjon*

### 4.2 Gjennomsnittlig antall avbrudd per leveringspunkt fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå <sup>1)</sup>		Sum	
	2002	1996-2002	2002	1996-2002	2002	1996-2002	2002	1996-2002
420-220	0,49	0,33	0,00	0,01	0,00	0,01	0,49	0,35
132	0,13	0,07	0,47	0,40	0,00	0,02	0,59	0,49
110-33	0,09	0,09	0,08	0,22	0,01	0,02	0,17	0,34
Alle leveringspunkt	0,14	0,09	0,30	0,31	0,00	0,02	0,44	0,43

<sup>1)</sup> Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå

Det fremgår av tabellen at avbruddshyppigheten per leveringspunkt i 2002 var høyest for 132 kV nivå, og lavest på 110-33 kV nivå. Avbruddshyppigheten på 420 kV nivå var betydelig høyere i 2002 enn gjennomsnittet siste 6 år. Avbrudd var i hovedsak forårsaket av feil som inntraff på samme spenningsnivå som leveringspunktene.



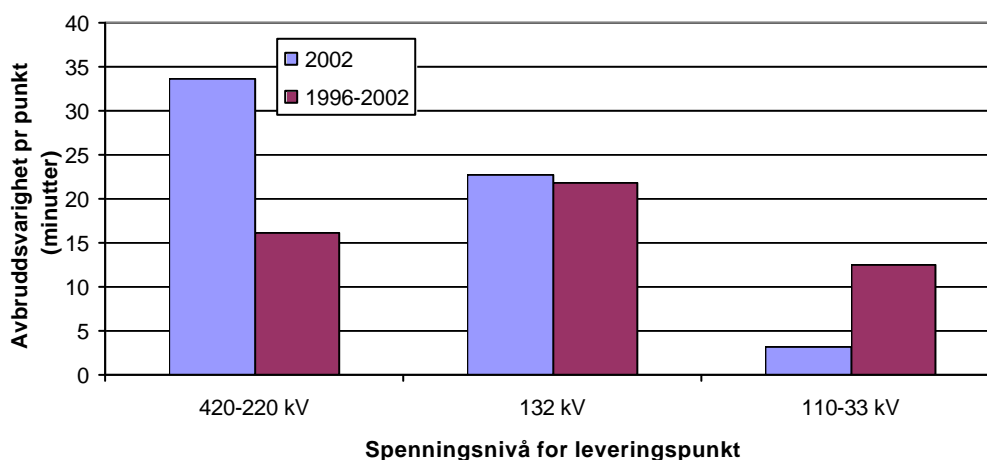
Figur 4.1 Gjennomsnittlig antall avbrudd pr leveringspunkt.

### 4.3 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet per leveringspunkt (minutter) fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå <sup>1)</sup>		Sum	
	2002	1996-2002	2002	1996-2002	2002	1996-2002	2002	1996-2002
420-220	34	15	0	1	0	1	34	16
132	5	2	0	16	17	3	23	22
110-33	2	4	0	7	2	1	3	13
Alle leveringspunkt	6	4	0	12	11	3	17	18

<sup>1)</sup> Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå.

Tabellen viser at det i 2002 var lengst avbruddsvarighet for leveringspunkt på 420-220 kV nivå. For leveringspunkt på 33-110 kV nivå er avbruddsvarigheten lavere enn gjennomsnittet de 7 siste årene, mens den på 132 kV nivå er relativt lik.



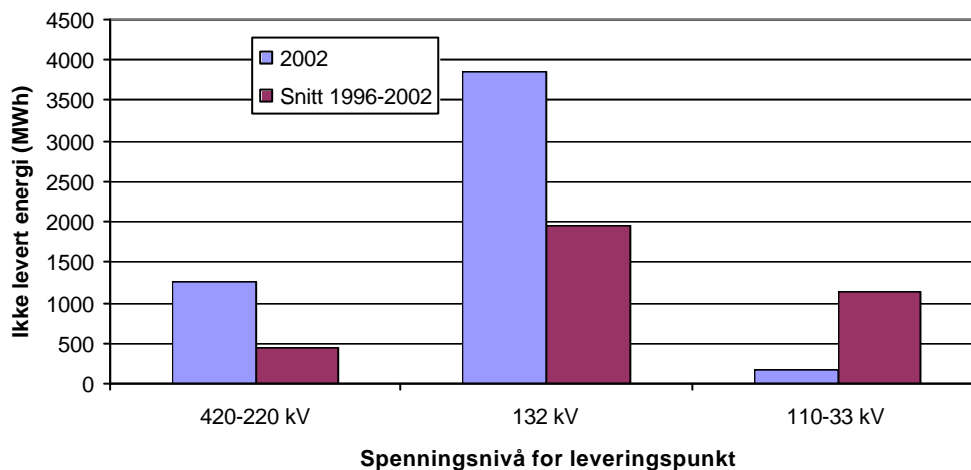
Figur 4.2 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr leveringspunkt.

#### 4.4 Ikke levert energi (MWh) fordelt på spenningsnivå

Spenningsnivå for leveringspunkt [kV]	Avbrudd som skyldes feil på 420-220 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil på 132 kV nivå		Avbrudd som skyldes feil som ikke kan knyttes til spenningsnivå <sup>1)</sup>		Sum	
	2002	1996-2002	2002	1996-2002	2002	1996-2002	2002	1996-2002
420-220	1252	383	0	10	0	58	1252	450
132	714	203	1566	1464	1566	290	3846	1957
110-33	139	784	0	324	28	38	167	1146
Alle leveringspunkt	2105	1370	1566	1798	1594	385	5266	3553

<sup>1)</sup> Dette kan f.eks være feil på felles hjelpeanlegg etc. som det ikke er naturlig å knytte til et spenningsnivå.

Det fremgår av tabellen at det var en total mengde ILE på 3846 MWh for 132 kV leveringspunkt i 2002, som var hhv 3 og 23 ganger større enn ILE på 220-420 kV og 33-110 kV nivå. ILE på 110-33 kV nivå var forholdsvis lav i 2002 i forhold til gjennomsnittet siste 6 år.



Figur 4.3 Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå.

## 5 Utfall

I dette kapitlet presenteres statistikk over utfall under driftsforstyrrelser. Registrering av utfall ble første gang gjort for statistikkåret 1998 i forbindelse med at Statnett tok i bruk et nytt registreringssystem for driftsforstyrrelser, SDI. Registreringen omfatter driftsforstyrrelser i *overføringsanlegg og produksjonsanlegg i 132-420 kV nettet*.

Hensikten med utfallsregistreringen er å få en oversikt over hvordan driftsforstyrrelser påvirker tilgjengeligheten til ulike anleggsdeler i kraftsystemet. Utfallsregistreringen baseres på en IEEE-standard. Med utfall menes utløsning eller påtvungen utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk kraft. Utfall kan skyldes feil på en anleggsdel i enheten eller utfall av en annen enhet. Alle enheter som blir utilgjengelige under driftsforstyrrelser inngår derfor i utfallsregistreringen.

Enhetene det registreres utfall for, kalles *kraftsystemenheter*. En kraftsystemenhet er definert som en gruppe anleggsdeler som er avgrenset ved en eller flere effektbrytere. Dette er hensiktsmessig da det i hovednettet alltid vil være effektbrytere som blir utløst/koblet ut. Kraftsystemenhetene er delt i ulike typer utfra den anleggsdelen som er «dominerende» innenfor enheten. F.eks vil en kraftsystemenhet som inneholder et blokk-koblet aggregat med transformator bli definert som en «aggregatenhet»

Utfall kan skyldes flere forhold. I denne statistikken er det valgt å gruppere årsakene i fire kategorier:

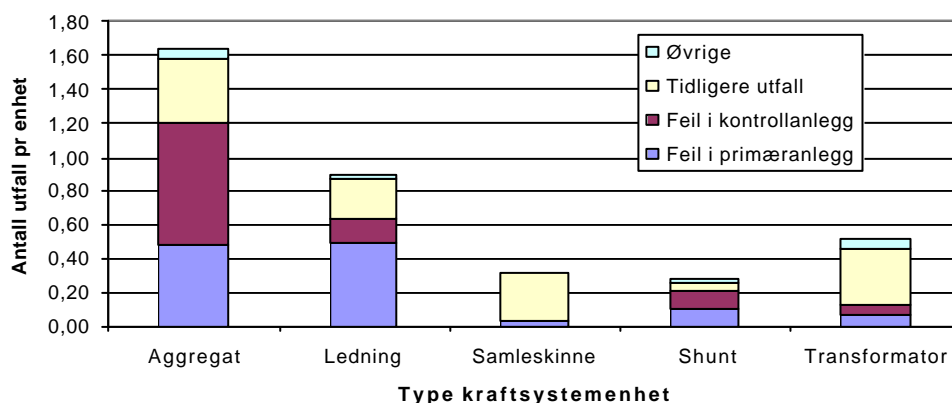
- **Feil i primæranlegg** - dvs. feil i primæranlegg er den **direkte** årsak til utfall.
- **Feil i kontrollanlegg** - dvs. feil i kontrollanlegg er den **direkte** årsak til utfall.
- **Tidligere utfall** - dvs. at en kraftsystemenhet faller ut som følge av at andre kraftsystemenheter har falt ut.
- **Øvrige** - det kan f.eks være utfall som følge av feil i underliggende nett, BFK, PFK etc.

### 5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak

Type kraftsystemenhet	Antall kraftsystemenheter	Årsak til utfall								Sum utfall pr kraftsystemenhet	
		Feil i primæranlegg		Feil i kontrollanlegg		Tidligere utfall		Øvrige		2002	1998-2002
		2002	1998-2002	2002	1998-2002	2002	1998-2002	2002	1998-2002		
Aggregat	339	0,47	0,42	0,72	0,62	0,38	0,33	0,07	0,05	1,66	1,44
Ledning	590	0,49	0,48	0,15	0,14	0,24	0,21	0,03	0,04	0,92	0,86
Samleskinne	492	0,03	0,02	0,01	0,01	0,28	0,25	0,00	0,00	0,32	0,29
Shunt	183	0,10	0,12	0,10	0,14	0,05	0,08	0,03	0,04	0,30	0,41
Transformator	734	0,07	0,05	0,06	0,08	0,33	0,34	0,06	0,11	0,53	0,54

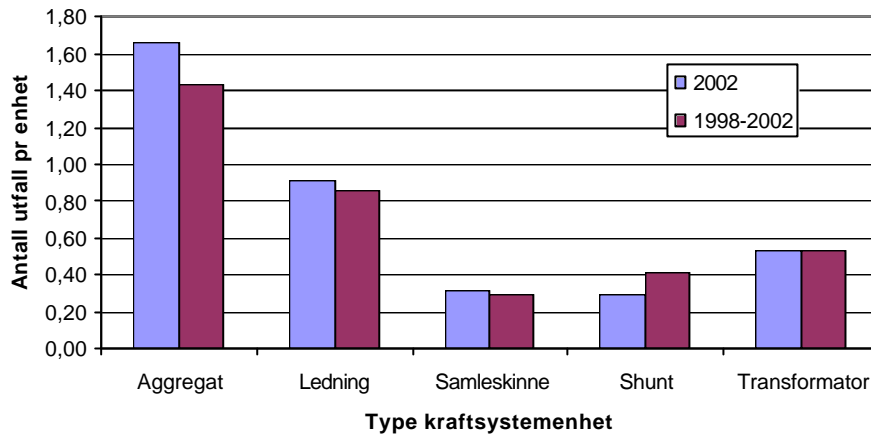
Tabellen viser at utfallshyppigheten av kraftsystemenheter var lavere i 2002 enn for gjennomsnittet i årene 1998-2002 med unntak for shuntenheter og aggregat. Det var i gjennomsnitt 1,66 utfall per aggregat i 2002. Det er feil i kontrollutstyr som er de mest dominerende årsakene til utfall.

Kraftledninger hadde en utfallshyppighet per enhet på 0,92 i 2002. Det er i de fleste tilfellene feil i primæranlegg som er den direkte årsaken til utfallene. Shunt hadde den beste tilgjengeligheten, der sum utfall per enhet var 0,30 som i hovedsak skyldtes feil i primæranlegg og i kontrollanlegg.



Figur 5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak i 2002.





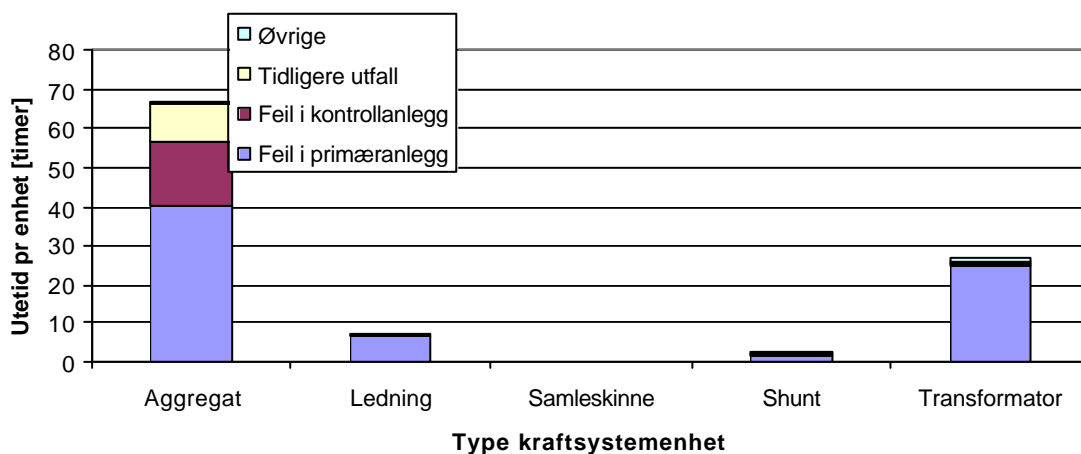
Figur 5.2 Antall utfall per enhet fordelt på type kraftsystemenhet.

## 5.2 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet (tt.mm) fordelt på årsak

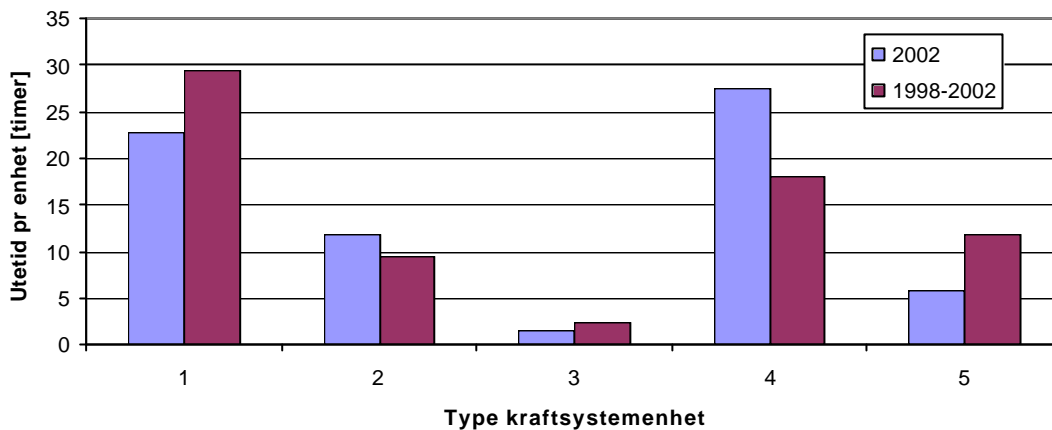
Type kraftsystemenhet	Antall kraftsystem-enheter	Årsak til utfall								Sum utetid pr kraftsystem-enhet	
		Feil i primæranlegg		Feil i kontrollanlegg		Tidligere utfall		Øvrige		2002	1998 - 2002
		2002	1998 - 2002	2002	1998 - 2002	2002	1998 - 2002	2002	1998 - 2002		
Aggregat	339	18.47	19.34	3.02	6.13	0.49	3.23	0.04	0.09	22.41	29.19
Ledning	602	11.10	8.56	0.28	0.26	0.11	0.13	0.01	0.04	11.51	9.40
Samleskinne	492	1.22	2.11	0.02	0.02	0.09	0.10	0.00	0.00	1.33	2.24
Shunt	183	27.09	11.38	0.06	4.03	0.09	2.17	0.06	0.05	27.31	18.03
Transformator	737	4.31	10.39	0.16	0.22	0.21	0.21	0.36	0.33	5.45	11.55

Det fremgår av tabellen at Shunt hadde den lengste utetiden pr enhet i 2002 med en gjennomsnittlig utetid på 27 timer og 31 minutter. Den lange utetiden skyldtes noen få enkelthendelser med spesielt lange utetider. Tabellen viser at utfall som skyldtes feil i primæranlegg generelt medførte lengre utetid for de ulike kraftsystemenhetene enn utfall som skyldtes feil i kontrollanlegg.

Årsaken til de forholdsvis lange utetidene pr enhet, er i hovedsak at enkeltutfall med ekstremt lange utetider trekker middelverdien opp. Tabellen bør derfor ses i sammenheng med tabell 5.3, som viser den kumulative fordelingen av utetid.



Figur 5.3 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet fordelt på årsak for 2002.

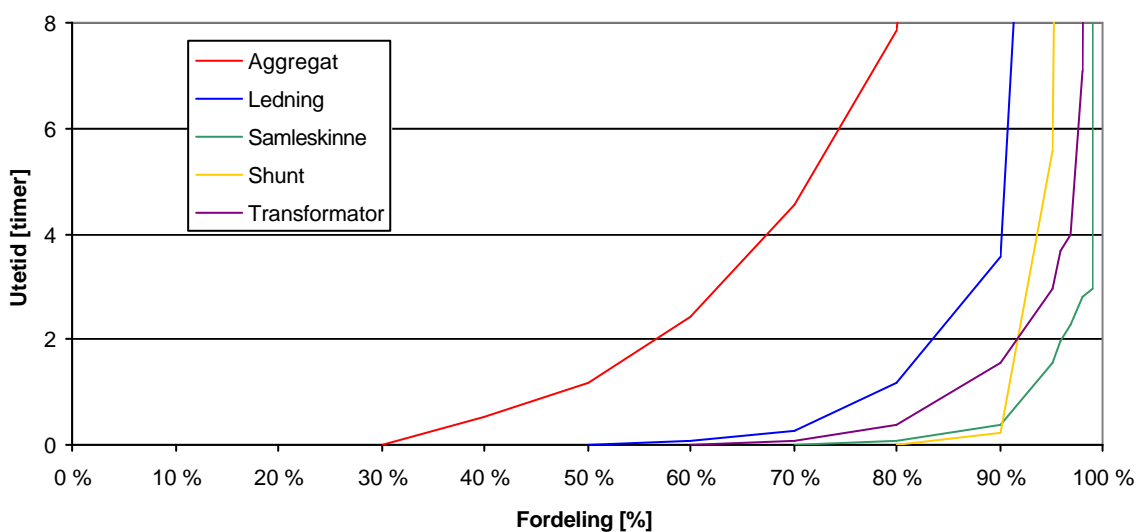


Figur 5.4 Utetid per enhet fordelt på type kraftsystemenhet.

### 5.3 Kumulativ fordeling av utetid (tt.mm) i 2002

Type kraftsystem-enhet	Antall enheter	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Aggregat	339	22.41	163.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	1.11	2.26	4.33	7.50	24.35	2889.56
Ledning	602	11.51	108.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.16	1.11	3.33	2397.07
Samleskinne	492	1.33	30.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.22	666.15
Shunt	183	27.31	222.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	2364.33
Transformator	737	5.45	80.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.22	1.33	1821.41

Tabellen viser at mellom 30 og 40 % av aggregatenhetene var 100 % tilgjengelige i 2002. For ledninger og transformatorer er hhv opptil 60 % og 70 % av enhetene alltid tilgjengelige, mens for de øvrige kraftsystemenhetene er opptil 80 % av enhetene 100 % tilgjengelige. 50 %-verdien (medianen) ligger på 1 time og 11 minutter for aggregatenheter, mens den for de øvrige enheter altså ligger på 0 minutter. Denne tabellen bør ses i sammenheng med tabell 5.2 for å vurdere enhetenes tilgjengelighet.



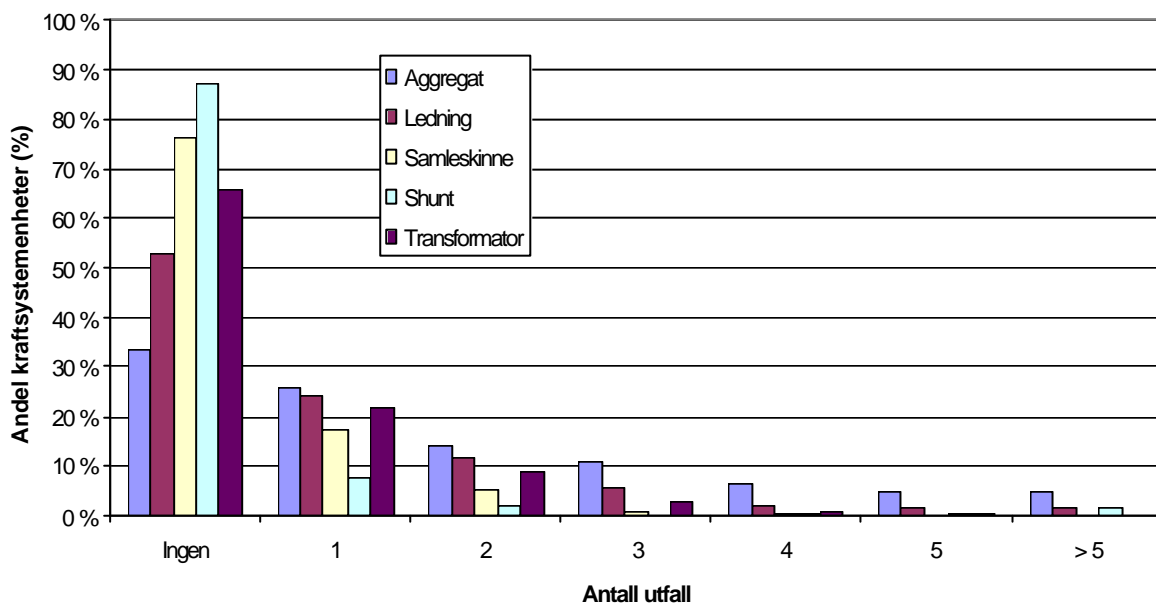
Figur 5.5 Kumulativ fordeling av utetid i 2002.

## 5.4 Fordeling av antall utfall per enhet

Type kraftsystemenhet	Antall enheter	Maks antall utfall pr enhet	Prosentvis antall kraftsystemenheter fordelt på antall utfall						
			Ingen utfall	1 utfall	2 utfall	3 utfall	4 utfall	5 utfall	> 5 utfall
Aggregat	339	8	33,63	25,66	13,86	10,91	6,49	4,72	4,72
Ledning	602	12	53,16	24,09	11,96	5,65	1,99	1,66	1,50
Samleskinne	492	4	76,42	17,28	4,88	0,81	0,61	0,00	0,00
Shunt	183	9	87,43	7,65	2,19	0,00	0,55	0,55	1,64
Transformator	737	6	65,54	21,44	8,96	2,85	0,68	0,41	0,14

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelser berørte under halvparten av alle kraftsystemenheter i 2002. Av alle aggregat hadde 33,6 % ingen utfall. Høyest var tilgjengeligheten for shuntenheter, der bare 12,6 % av alle enhetene hadde ett eller flere utfall.

Videre fremgår det av tabellen at noen kraftsystemenheter hadde hyppigere utfall enn andre. For ledninger ble det til sammen registrert 12 utfall av én og samme enhet. I dette tilfellet er det 420 kV ledning Kvilldal - Holen som har hatt problemer med sterk vind og snø. For aggregat er det registrert opp til 8 utfall av samme enhet.

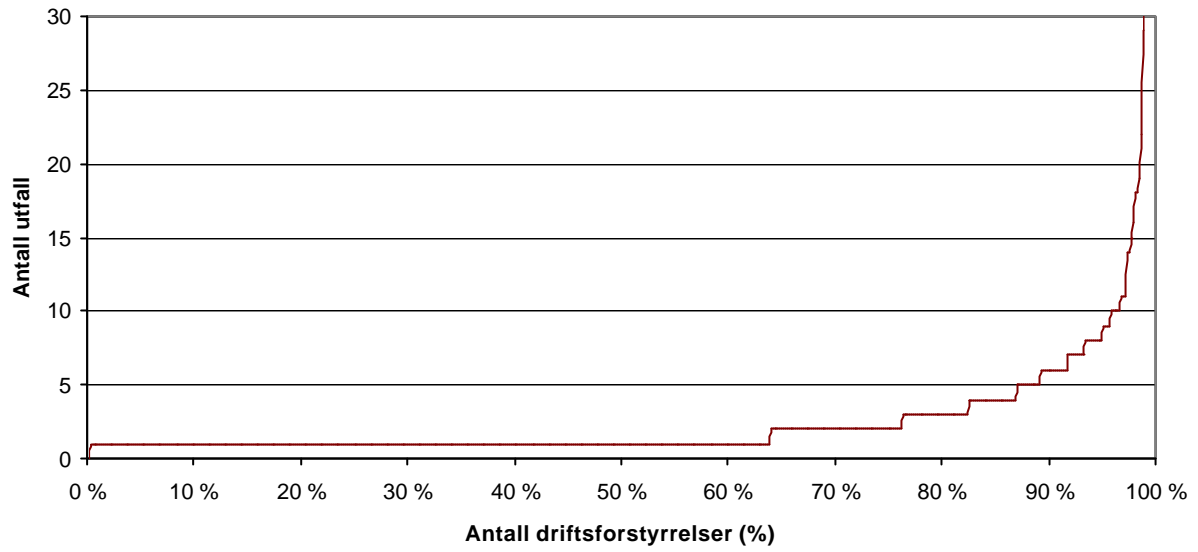


Figur 5.6 Antall utfall per kraftsystemenhet.

## 5.5 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse

Antall driftsforstyrrelser	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
600	2,92	6,55	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	6,00	106,00

Tabellen viser at mellom 60 og 70 % av alle driftsforstyrrelser i 2002 kun medførte utfall av én kraftsystemenhet. 10 % av alle driftsforstyrrelser medførte mer enn 6 utfall. Den driftsforstyrrelsen med flest utfall, til sammen 106 utfall, skyldtes overslag til tre på 300 kV ledning Aura-Ørskog.



Figur 5.7 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse.

## 6 Vernrespons

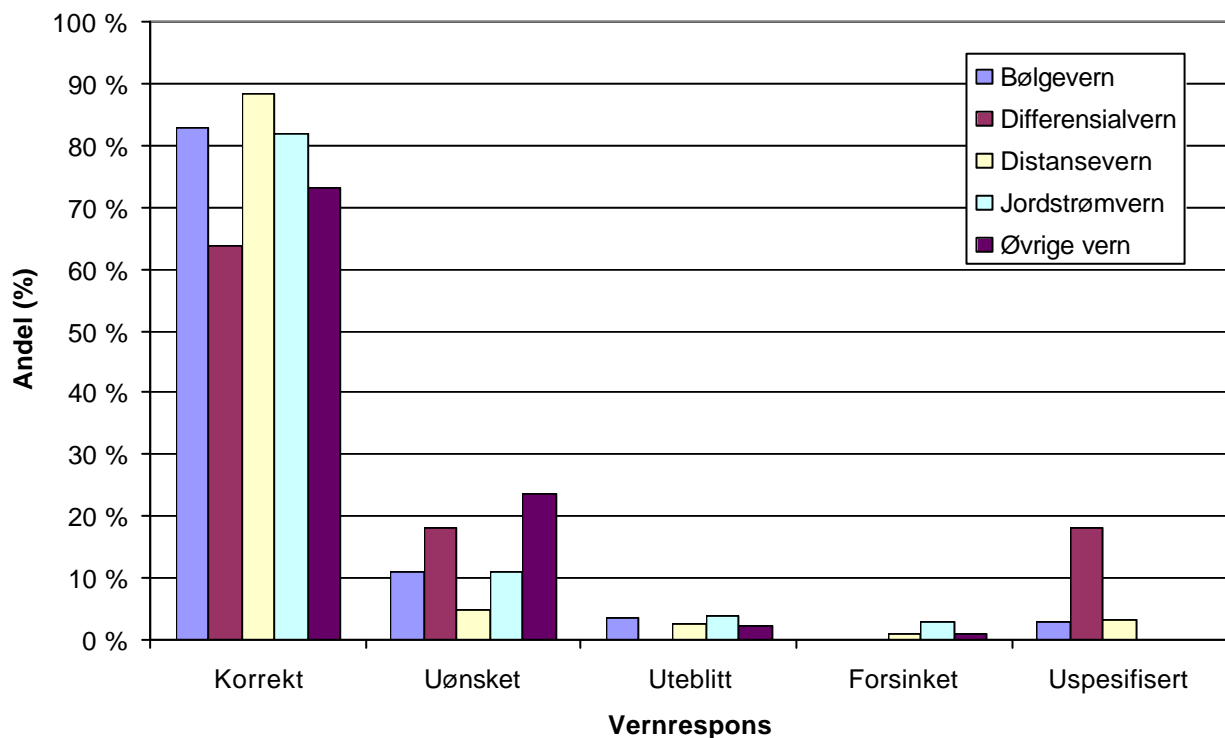
Statnett har siden 1999 registrert all respons fra vern i nett med spenningsnivå fra og med 132 kV. Dette omfatter blant annet alle korrekte, uønskede og uteblitte vernutløsninger. I dette kapitlet presenteres statistikk som er hentet fra disse registreringene.

### 6.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern

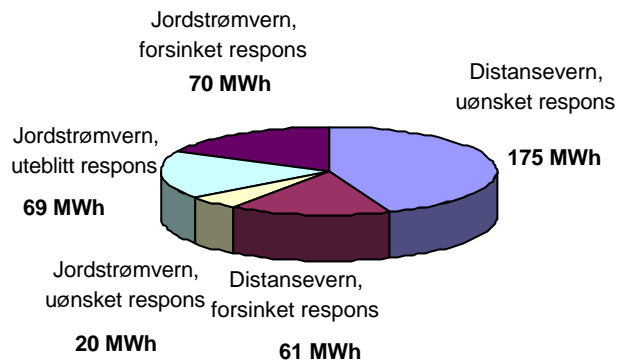
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Bølgevern	145	82,8	11,0	3,4	0,0	2,8
Differensialvern	11	63,6	18,2	0,0	0,0	18,2
Distansevern	1602	88,3	4,8	2,7	1,1	3,1
Jordstrømvern	100	82,0	11,0	4,0	3,0	0,0
Øvrige vern	93	73,1	23,7	2,2	1,1	0,0
<b>Totalt</b>	<b>1951</b>	<b>86,7</b>	<b>6,6</b>	<b>2,8</b>	<b>1,1</b>	<b>2,9</b>

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern for årene 1999-2002. Det er hovedsaklig distansevern som benyttes som ledningsvern, og statistikken viser at dette vernet har en høy andel korrekte utløsninger (88 %). I nett med spenningsnivå 220-420 kV er ledningsvern dublert. I tabellen over er vernresponsen relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. De ukorrekte utløsningene trenger derfor ikke å ha medført videre konsekvenser. Den høye andelen ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes i hovedsak uønskede utløsninger ved fjernutløsning.

Figur 6.2 viser at det er ukorrekt respons fra distansevern og jordstrømvern som har medført ikke levert energi, henholdsvis 236 MWh og 159 MWh.



Figur 6.1 Fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999 og 2000.



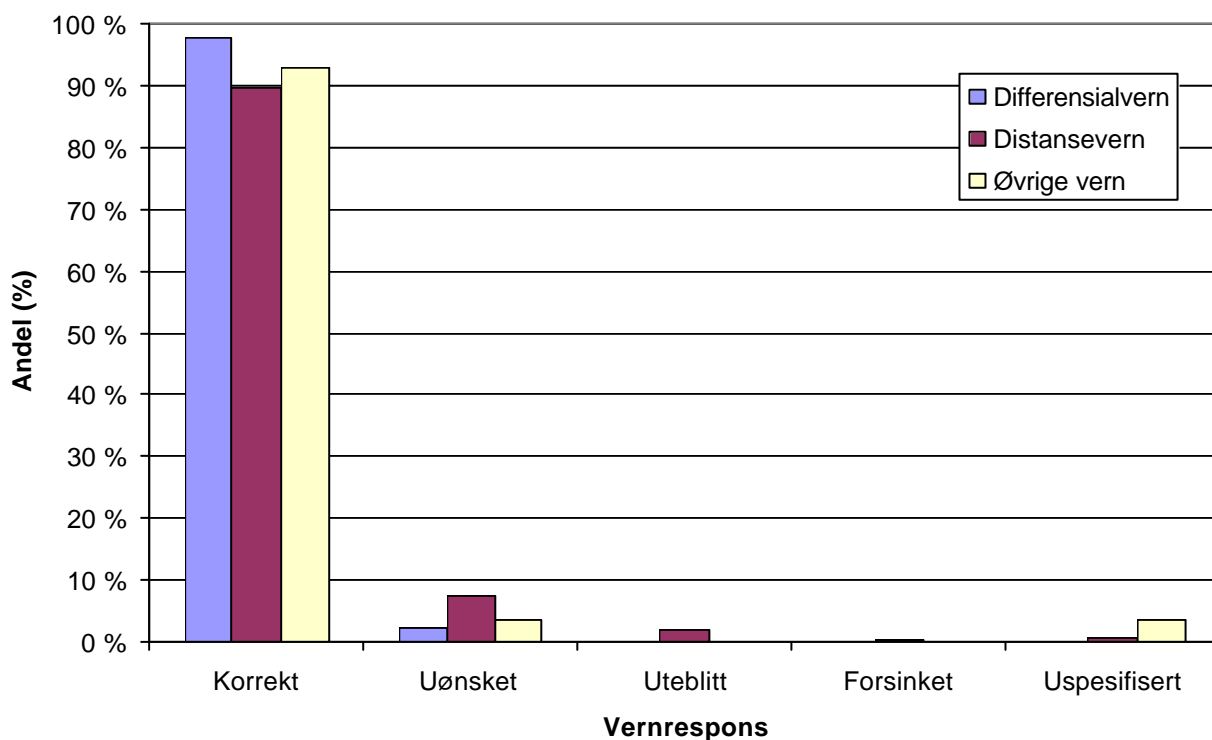
Figur 6.2 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999-2002.

## 6.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern

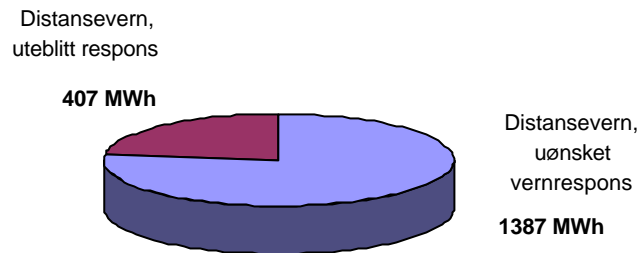
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	85	97,6	2,4	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1103	89,8	7,5	1,9	0,3	0,5
Øvrige vern	57	93,0	3,5	0,0	0,0	3,5
Totalt	1245	90,4	7,0	1,7	0,2	0,6

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern for årene 1999-2002. Andel ukorrekte utløsninger for distansevern er omlag den samme som for 220-420 kV ledningsvern. Ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes uønskede utløsninger av overstrømsvern.

Figur 6.4 viser at det er uønskede og uteblitte utløsninger av distansevern som har medført ikke levert energi i 1999-2002, hhv 1387 MWh og 407 MWh. Ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 132 kV nett har hatt langt større konsekvenser i form av ikke levert energi enn ukorrekt vernrespons av ledningsvern i 220-420 kV nett.



Figur 6.3 Fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2002.



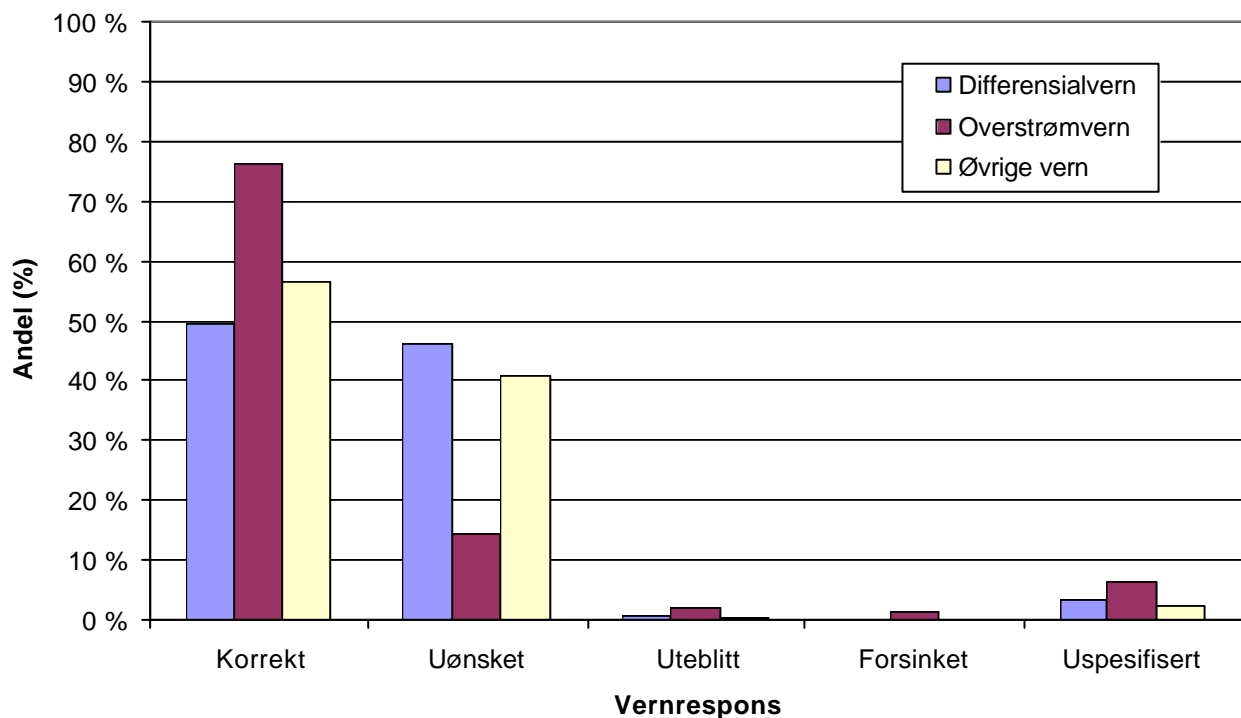
Figur 6.4 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2002.

### 6.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern

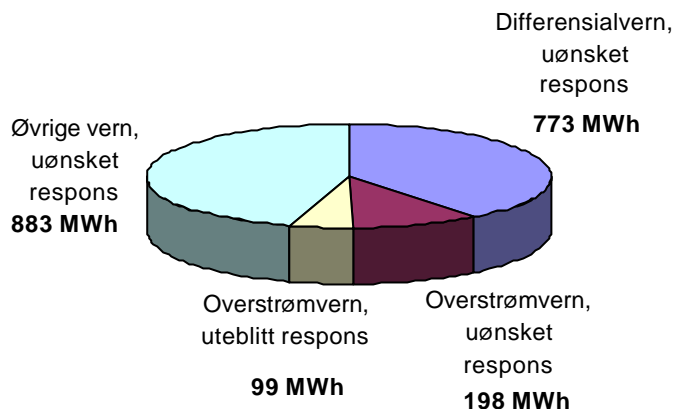
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	121	49,6	46,3	0,8	0,0	3,3
Overstrømvern	210	76,2	14,3	1,9	1,4	6,2
Øvrige vern	227	56,4	41,0	0,4	0,0	2,2
Totalt	558	62,4	32,1	1,1	0,5	3,9

Tabellen viser fordeling av vernrespons for transformatorvern i 132-420 kV nett for årene 1999-2002. Andel ukorrekte utløsninger er hele 37,6 %. For differensialvernet er over halvparten av utløsningene ukorrekte (50,4 %).

Figur 6.6 viser at det er uønskede utløsninger av differensialvern og «øvrige vern» som har medført mest ikke levert energi i 1999-2002, hhv 773 MWh og 883 MWh.



Figur 6.5 Fordeling av vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2002.

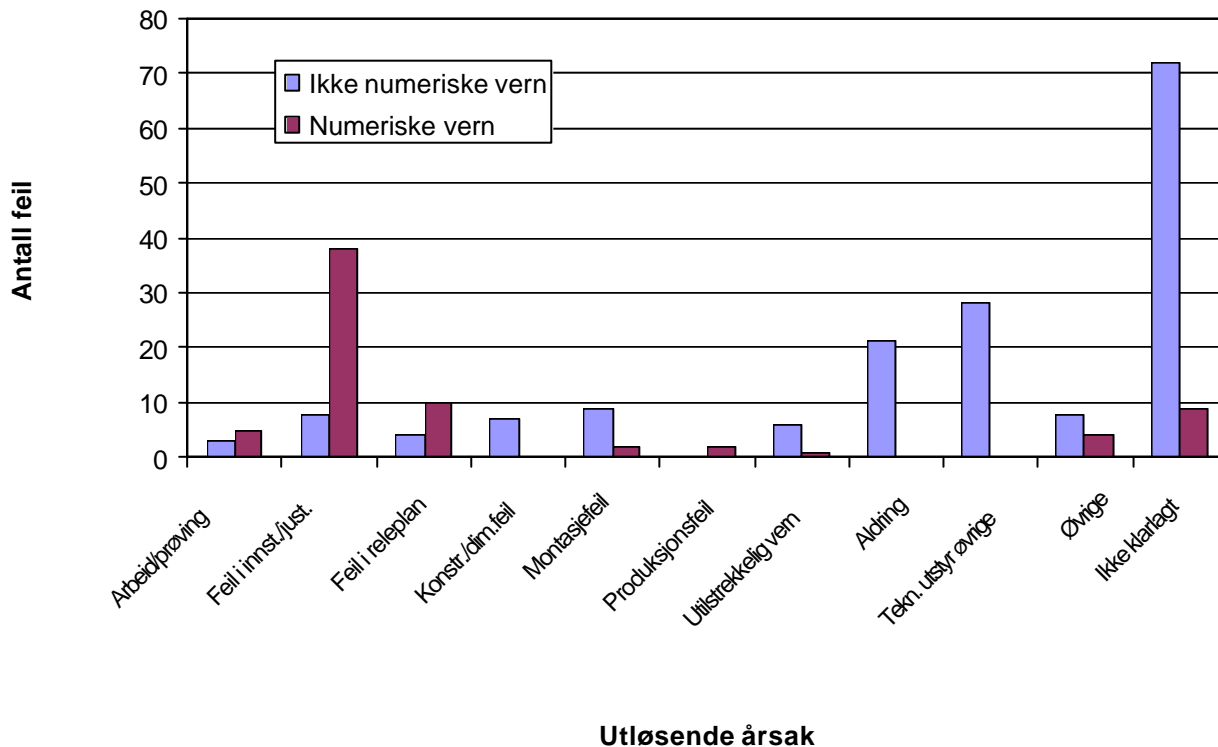


Figur 6.6 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2002.

#### 6.4 Ukorrekt vernrespons for distansevern fordelt på utløsende årsak

Figur 6.7 viser en oversikt over ukorrekte utløsninger av distansevern i 132-420 kV nett for 1999-2002. Statistikken viser at 8,4 % av utløsningene har vært ukorrekte for ikke numeriske distansevern. For numeriske distansevern har 8,2 % av utløsningene vært ukorrekte.

For ikke numeriske distansevern er i svært mange tilfeller feilårsaken ikke klarlagt. Forøvrig er de hyppigste feilårsakene aldring og øvrige feil på teknisk utstyr samt montasje-feil. For numeriske vern er den hyppigste feilårsaken feil innstilling/justering.



Figur 6.7 Ukorrekt vernrespons for distansevern i 132-420 kV nett fordelt på utløsende årsak i 1999-2002.



## 7 Leveringspålidelighet i sentralnettet

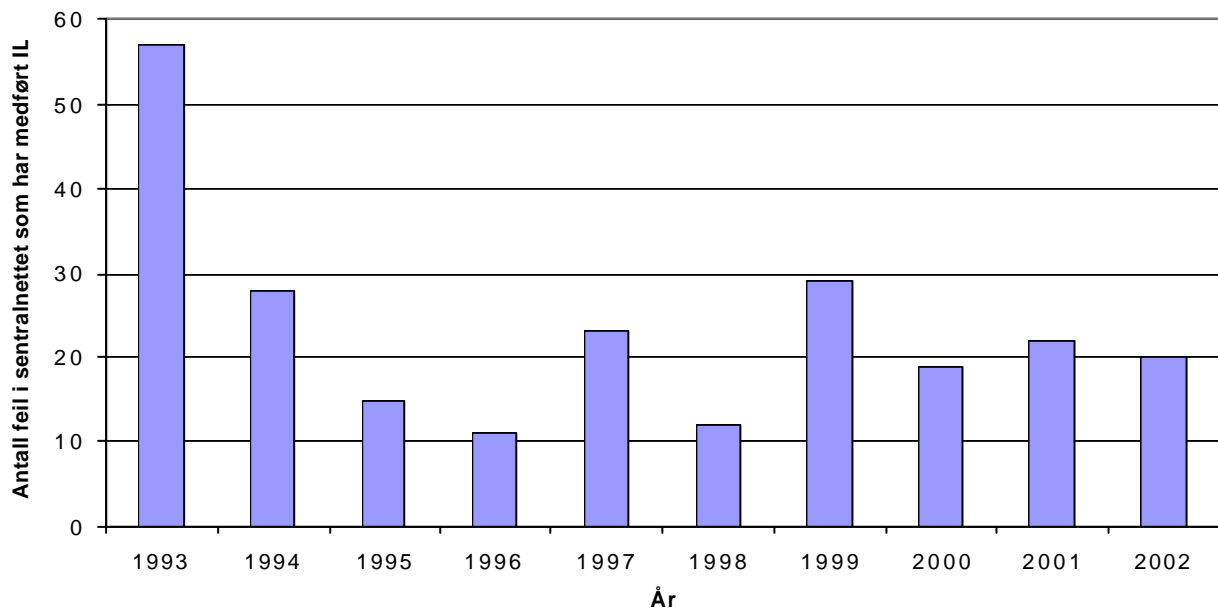
I dette kapittelet gis det en oversikt over leveringspålideligheten i sentralnettet. Sentralnettets utstrekning har endret seg i løpet av årene. I denne statistikken er alle data for perioden 1993-2002 referert til sentralnettets utstrekning pr. 31.12.02.

### 7.1 Antall feil i sentralnettet som har medført ILE og mengde ILE

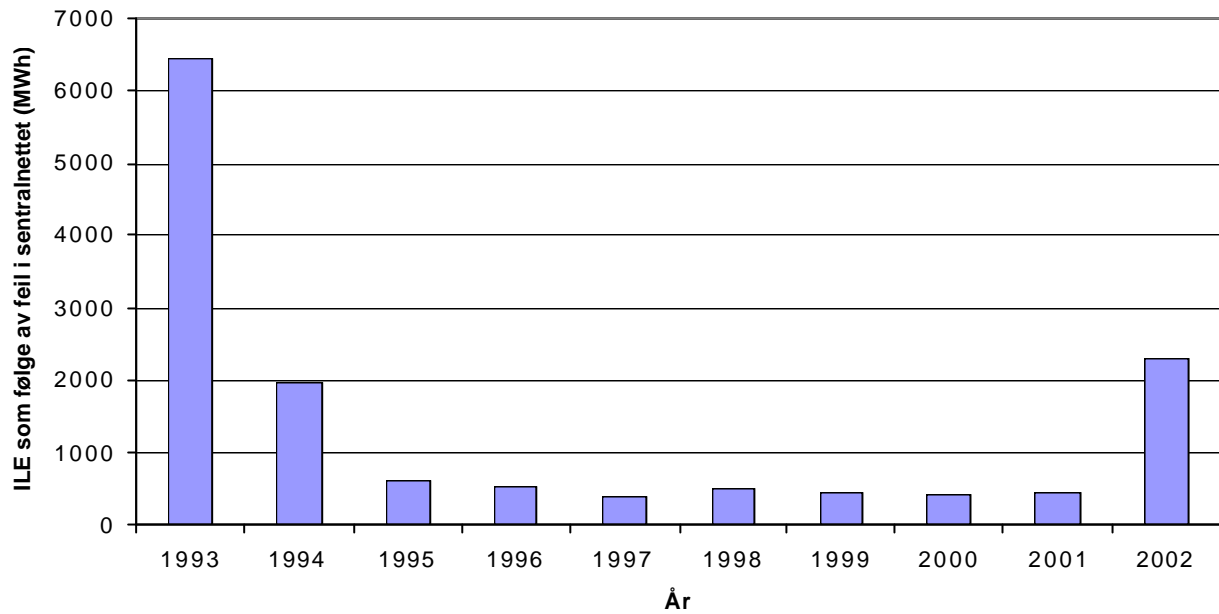
År	Antall feil som har medført ILE	ILE som følge av feil i sentralnettet (MWh)	ILE totalt i Norge (MWh)	Andel ILE som følge av feil i sentralnettet (%)
1993	57	6445		
1994	28	1989		
1995	15	613	40184	1,5
1996	11	514	35474	1,4
1997	23	387	40464	1,0
1998	12	494	27556	1,8
1999	29	449	30824	1,5
2000	19	416	26984	1,5
2001	22	446	20222	2,2
2002	20	2326	19780	11,8
	23,6	1408	30186	1,4

Tabellen viser at det har vært 23,6 feil per år i sentralnettet som har medført ikke levert energi. NVE har siden 1995 samlet inn avbruddsdata som gir oversikt over all ikke levert energi som skyldes varslede og ikke varslede avbrudd i nett med spenning over 1 kV. Denne statistikken viser at ikke levert energi i Norge i snitt har vært 30,2 GWh per år. I perioden 1995-2002 har feil ved driftsforstyrrelser i sentralnettet medført 1,4 % av all ikke levert energi. I 2002 var det en markant økning av ILE som følge av feil i sentralnettet. Dette kommer hovedsaklig på grunn av en stor feil i Rogaland, samt at redusert effekt nå inngår i KILE-ordningen.

Det høye antallet feil og den store mengden ikke levert energi i 1993 skyldes i hovedsak sterk vind og nettsammenbrudd i Nord-Norge i begynnelsen av februar dette året.



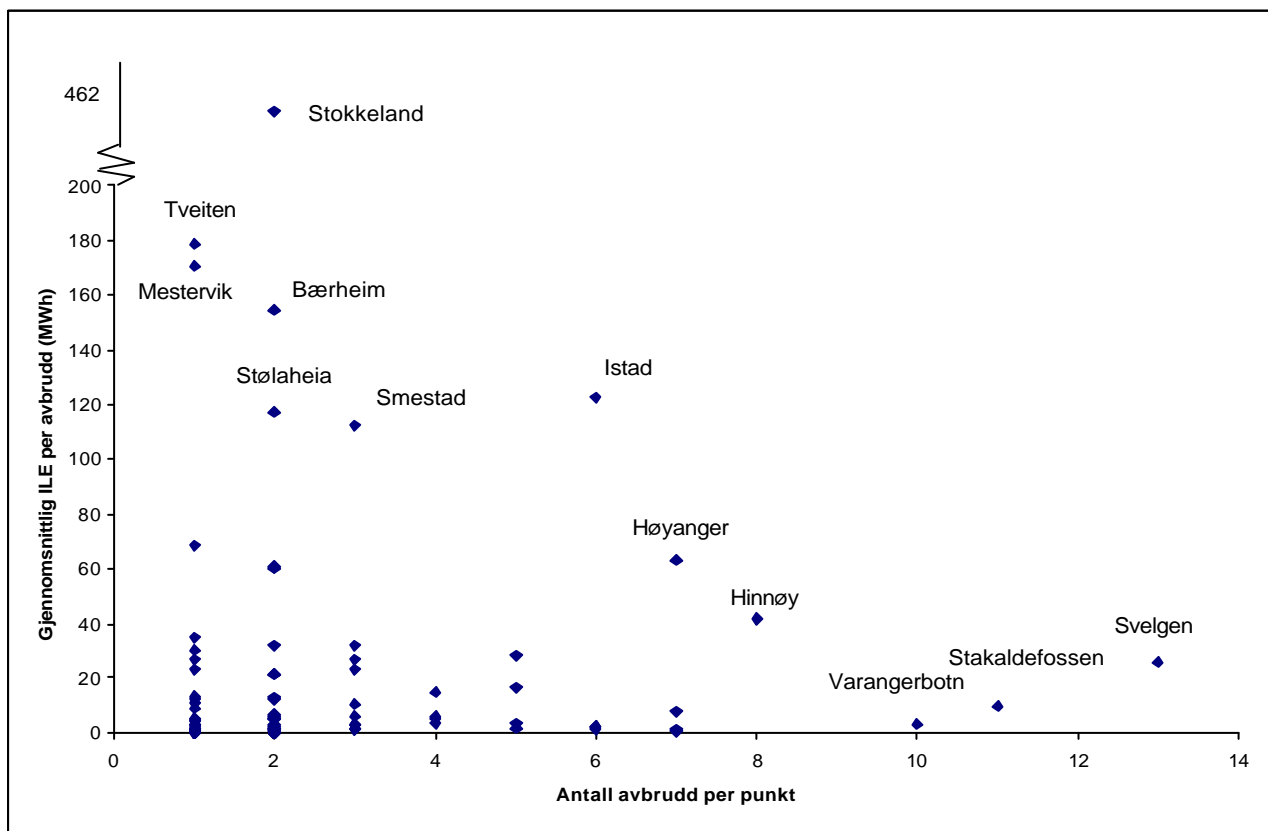
Figur 7.1 Antall feil som har medført ILE i sentralnettet.



Figur 7.2 ILE som følge av feil i sentralnettet.

## 7.2 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i sentralnettetspunktene

Figur 7.3 viser antall avbrudd og ikke levert energi per avbrudd for sentralnettspunktene i perioden 1995-2002. Av de 167 sentralnettspunktene er det 85 (51 %) som ikke har hatt avbrudd i løpet av perioden. De sentralnettspunktene som har hatt høyest avbruddshyppighet ligger i Sogn og Fjordane samt de tre nordligste fylkene. Sentralnettspunktene Stokkeland, Tveiten, Mestervik og Bærheim har hatt mest ikke levert energi per avbrudd.



Figur 7.3 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i perioden 1995-2002.

### 7.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2002

Sentralnettetspunkt	kV	Fylke	Sum ILE (MWh)	Antall avbrudd	Sum avbruddsvarighet (min)
STOKKELAND	300	ROG	404,5	1	240
BÆRHEIM	300	ROG	308,9	1	240
STØLAHEIA	300	ROG	231,7	1	240
MESTERVIK	132	TRO	170,3	1	138
ISTAD	132	MØR	142,6	2	111
KJELLAND	300	ROG	121,0	1	240
HUSNES	300	HOR	120,8	2	27
HINNØY	132	NOR	110,1	1	60
KANSTADBOTN	132	NOR	107,2	1	153
HASLE	300	ØST	35,1	1	23
HAUGEN	132	MØR	26,2	1	15
ÅNA-SIRA	300	VAG	25,5	3	81
KLÆBU	300	STR	23,5	1	8
SANDVIKA	132	TRO	23,4	1	242
HØYANGER	132	SOG	20,0	1	10
GISKEMO	132	MØR	19,4	1	15
KILBOTN	132	TRO	12,9	1	4
ULLSFJORD	132	TRO	11,8	1	117
SYKKYLVEN	132	MØR	6,0	1	37
BRANDHOL	132	MØR	4,5	2	94
OLSBORG	132	TRO	4,2	1	138
GRYTEN	132	MØR	3,0	2	25
KJELBOTN	132	MØR	2,2	1	15
VARANGERBOTN	132	FIN	2,2	2	3,5
LYNGEN	132	TRO	1,1	1	42
EIDSKOG	132	HED	1,0	1	7
OFOTEN	132	NOR	0,8	1	58
SAURDAL	300	ROG	0,5	1	18
KVITNES	132	TRO	0,5	1	4
LEIVDAL	132	SOG	0,2	1	8
HOLEN	420	AAG	0,1	1	3

Tabellen viser hvilke sentralnettetspunkt som har hatt avbrudd i 2002. Det var tilsammen 20 feil som medførte ILE og mengden ikke levert energi var 2326 MWh.

Den hendelsen med størst konsekvenser for sluttbrukere var i forbindelse med høyohmig jordslutning på 300 kV ledningen Stokkeland - Tonstad. Etter utfallet ble det meste av sør-Rogaland liggende spenningsløst i ca. 4 timer. Ikke levert energi er beregnet til 1544 MWh.

## 8 Ikke levert energi og KILE for 2002

I dette kapitlet gis en oversikt over KILE-kostnader knyttet til nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV for 2002. Kapitlet belyser hvordan KILE-kostnadene fordeler seg på spenningsnivå, ulike anleggsdeler og årsaker. Kapitlet gir også en oversikt over ikke levert energi som inngår i de foregående kapitlene, men som ikke ble omfattet av KILE-ordning for 2002. KILE-kostnadene er beregnet ut fra gjeldende standardsatser. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle individuelle avtaler konsesjonærene har inngått med sluttbrukere.

### 8.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper

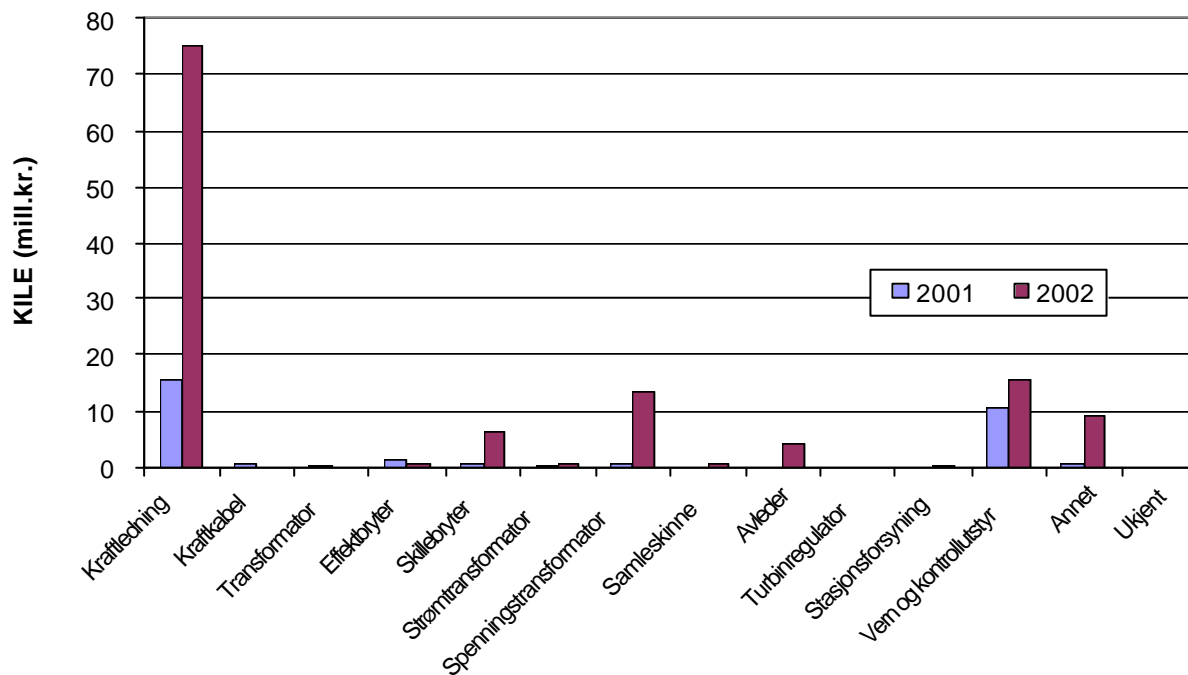
Spenningsnivå	Antall feil som har medført KILE		ILE Husholdning (MWh)		ILE Næring (MWh)		ILE Totalt (MWh)		KILE (kr)	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002
420	2	3	71,0	6,0	36,8	31,0	107,8	37,0	kr 2 122 970	kr 1 575 266
300	17	21	157,8	646,6	156,1	1301,9	313,9	1948,5	kr 8 436 592	kr 67 681 854
132	53	62	349,8	479,5	382,8	1099,8	732,6	1579,3	kr 20 539 067	kr 56 907 207
Øvrige	1	1	2,5	14,1	1,2	5,4	3,6	19,5	kr 67 722	kr 326 740
Sum	73	87	581,1	1146,2	576,8	2438,1	1 158,0	3 584,3	kr 31 166 351	kr 126 491 066

Tabellen viser at det har vært 87 feil i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV som har medført KILE i 2002. Den totale KILE-kostnaden var omlag 126,5 millioner. Det er flest feil på 132 kV nivå, mens kostnadene per feil er høyest på 300 kV nivå. Under kategorien «Øvrige» er det her tatt med en feil i stasjonsforsyning som medførte KILE-kostnader.

## 8.2 KILE fordelt på anleggsdel

Anleggsdel	Antall hendelser		KILE	
	2001	2002	2001	2002
Kraftledning	32	32	kr 15 440 531	kr 75 074 937
Kraftkabel	3	2	kr 670 290	kr 56 527
Transformator	2	0	kr 270 349	kr 0
Effektbryter	5	2	kr 1 387 096	kr 527 520
Skillebryter	1	2	kr 768 795	kr 6 065 360
Strømtransformator	1	4	kr 283 619	kr 675 463
Spenningstransformator	1	2	kr 580 445	kr 13 659 824
Samleskinne	0	4	kr 0	kr 722 972
Avleder	1	1	kr 110 593	kr 4 306 297
Turbinregulator	1	0	kr 20 642	kr 0
Stasjonsforsyning	0	1	kr 0	kr 326 740
Vern og kontrollutstyr	24	33	kr 10 769 582	kr 15 722 797
Annet	1	3	kr 803 464	kr 9 309 726
Ukjent	1	1	kr 60 942	kr 42 900
<b>Totalt</b>	<b>73</b>	<b>87</b>	<b>kr 31 166 351</b>	<b>kr 126 491 066</b>

Tabellen viser at omlag 59 % av KILE-kostnadene 2002 i nett med spenning større eller lik 132 kV skyldes feil på kraftledninger, og feil på vern og kontrollutstyr utgjør 12,5 %. Dette dreier seg ofte om sekundærfeil som utvider omfanget av driftsforstyrrelsene.

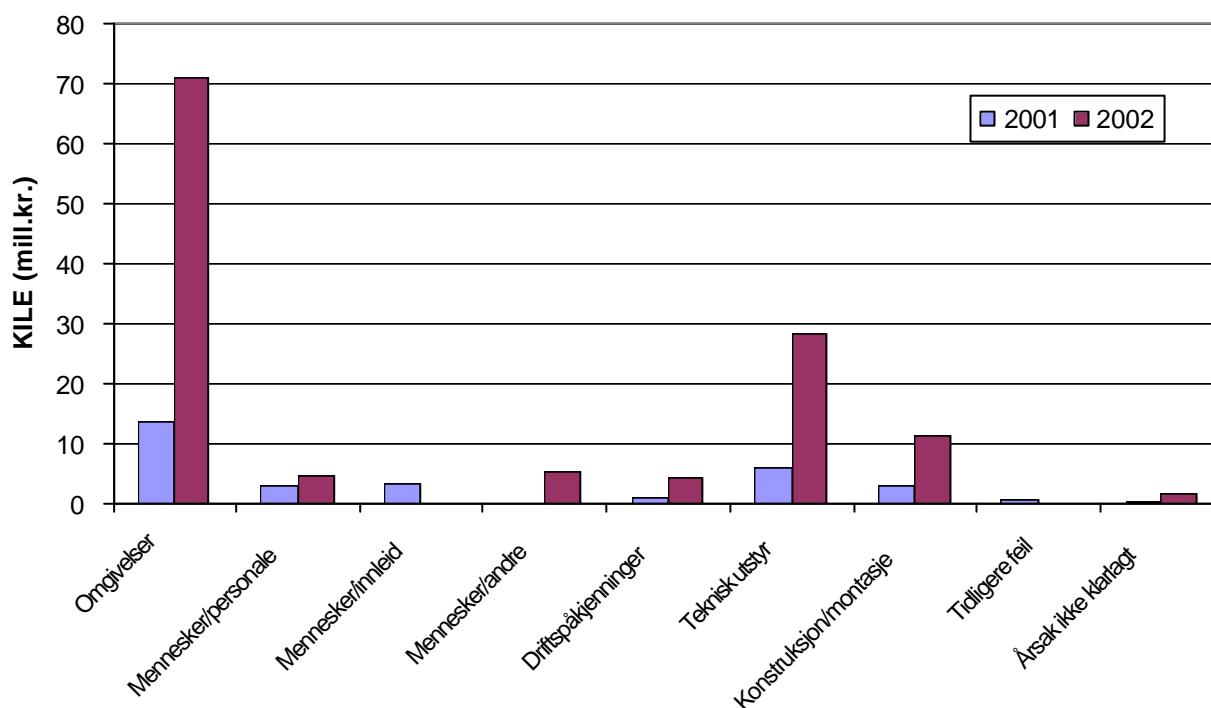


Figur 8.1 KILE fordelt på anleggsdel

## 8.3 KILE fordelt på årsak

Utløsende årsak	Antall hendelser		KILE	
	2001	2002	2001	2002
Omgivelser	30	30	kr 13 506 149	kr 70 887 524
Mennesker/personale	8	10	kr 2 964 749	kr 4 537 850
Mennesker/innleid	1	0	kr 3 315 304	kr 0
Mennesker/andre	1	1	kr 18 156	kr 5 468 956
Driftspåkjenninger	4	4	kr 1 079 821	kr 4 424 169
Teknisk utstyr	13	15	kr 6 158 766	kr 28 218 013
Konstruksjon/montasje	13	14	kr 3 061 195	kr 11 233 189
Tidligere feil	1	2	kr 768 795	kr 163 105
Årsak ikke klarlagt	2	11	kr 293 416	kr 1 558 260
Totalt	73	87	kr 31 166 351	kr 126 491 066

Tabellen viser at KILE-kostnaden i 2002 er høyest for feil hvor årsaken var omgivelser (56 %), etterfulgt av teknisk utstyr (22 %). Videre viser tabellen at mennesker (både personale og innleid) og konstruksjon/montasje tilsammen gir et stort bidrag (17 %).



Figur 8.2 KILE fordelt på årsak

## 8.4 KILE og ansvarlige konsesjonærer

Konsesjonær	Antall feil		ILE (MWh)		KILE	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Agder Energi Nett AS	1	3	4,2	33,0	kr 113 396	kr 937 836
Andøy Energi AS	1		0,9		kr 21 620	0
Aurland Energiverk AS		1		1,1	0	kr 41 560
BKK Nett AS	2	2	8,4	29,7	kr 195 705	kr 779 630
Buskerud Nett AS	5	5	26,5	18,5	kr 835 035	kr 462 048
Eidsiva Energi AS	4	1	91,4	11,1	kr 3 139 234	kr 356 414
Gudbrandsdal Energi AS		1		26,0	0	kr 630 240
Hadeland Energiverk	1		12,8		kr 258 106	0
Hadsel Energiverk AS		1		6,7	0	kr 233 210
Helgeland kraftlag A/L	4	7	30,9	25,8	kr 763 197	kr 572 861
Hålogaland Kraft AS	1		1,3		kr 44 861	0
Istad Kraft AS		1		0,4	0	kr 11 058
Kragerø Energi AS		1		6,5	0	kr 145 068
Kvænangen Kraftverk AS	1		7,8		kr 283 619	0
Lofotkraft AS		2		6,6	0	kr 136 598
Lyse Nett AS	1	6	3,2	1632,4	kr 78 160	kr 56 322 250
Neset Kraft AS		1		0,9	0	kr 44 825
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk		1		56,4	0	kr 2 732 230
Oppland Energi Nett AS	1		4,4		kr 125 050	0
Otra Kraft DA	2		53,2		kr 1 288 598	0
Salten Kraftsamband AS	3	2	76,7	0,5	kr 1 858 626	kr 13 072
Skagerak Nett AS	4	7	27,0	34,4	kr 1 032 125	kr 832 644
Sogn og Fjordane Energiverk AS	2		115,2		kr 2 792 448	0
Statkraft SF	3		16,1		kr 377 100	0
Statnett SF	26	42	511,7	1388,4	kr 12 521 180	kr 47 002 712
Sunnhordland Kraftlag AS		3		2,2	0	kr 46 461
Tafjord Kraftnett AS	1		1,7		kr 64 802	0
Troms Kraft Nett AS	2		14,0		kr 420 051	0
Trønder Energi Nett AS	6	3	34,9	303,8	kr 1 029 073	kr 15 190 349
Tussa Nett AS	1		2,0		kr 49 572	0
Varanger Kraft AS	1		1,8		kr 70 453	0
Vest-Telemark Kraftlag	2		6,5		kr 141 300	0
Viken Nett AS	2		105,4		kr 3 663 040	0
SUM	77	90	1 158	3 584	kr 31 166 351	kr 126 491 066

Tabellen gir en oversikt over ansvarlig konsesjonær med antall feil, mengde ILE og KILE-kostnad knyttet til driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå.

Antall feil som har medført KILE i tabellen ovenfor er 90, mens det tidligere i kapitlet er 87 feil. Dette skyldes at det er noen konsesjonærer som har fått KILE-ansvar fordi de har forsinket gjenopprettingen etter feil hos andre konsesjonærer. Disse «forsinkede gjenopprettingene» er ikke telt opp som feil i de tidligere tabellene.

Av de 90 feilene som er vist i tabellen, er det 6 feil som har oppstått i anlegg uten inntektsramme. Disse feilene har medført KILE-kostnader på 0,8 mill.kr. Det er nærmeste konsesjonær til feilstedet, i mellom feilstedet og sluttbrukerene, som har fått KILE-ansvaret ved disse hendelsene.

De totale KILE-kostnadene anses å være endelige, mens fordelingen mellom konsesjonærene må betraktes som foreløpig i det denne statistikken publiseres. Årsaken til dette er at berørte parter ikke har kommet til enighet om hvem som er ansvarlig konsesjonær for noen få enkeltsaker. Disse tvistesakene behandles av NVE.

## Vedlegg 1

### Definisjoner knyttet til driftsforstyrrelser

	Definisjon	Kommentar
<b>Driftsforstyrrelse</b>	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.	<p>En driftsforstyrrelse innledes av en primærfeil, og kan bestå av flere feil. Feil kan skyldes svikt på enheter i kraftsystemet, systemfeil eller svikt i rutiner.</p> <p>En påtvungen utkobling blir som hovedregel ikke regnet som driftsforstyrrelse dersom det er tid til å gjøre preventive tiltak før utkoblingen skjer, for eksempel legge om driften. Et unntak er dersom man har jordfeil i spolejordet nett. Selv om man legger om driften når man seksjonerer bort feilen, vil dette bli regnet som en driftsforstyrrelse.</p> <p>En mislykket innkobling blir regnet som en driftsforstyrrelse dersom det må utføres korrigerende vedlikehold før eventuelt nytt innkoblingsforsøk. Eksempelvis vil det ikke være en driftsforstyrrelse dersom det er tilstrekkelig å kvittere et signal før et aggregat lar seg koble inn på nytt.</p> <p>En driftsforstyrrelse kan for eksempel være:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>bryterfall som følge av lynnedslag på ledning</li> <li>mislykket innkobling av aggregat der det må gjøres reparasjon eller justering før aggregatet kan kobles inn på nettet</li> <li>nødutkobling pga brann</li> <li>uønsket utløsning av transformator som følge av uhell under testing av vern</li> </ol>
<b>Utkobling</b>	Manuell bryterutkobling.	<p>En utkobling kan være planlagt, påtvungen eller utilsiktet.</p> <p>Ordet utkobling er utelukkende knyttet til manuell utkobling (inkl. fjernstyring) av bryteren, og omfatter ikke automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.</p>
<b>Utløsning</b>	Automatisk bryterfall eller sikringsbrudd.	<p>Ordet utløsning er utelukkende knyttet til at automatikk kobler ut bryteren, eventuelt at en sikring ryker. Det omfatter altså ikke manuell utkobling av bryteren.</p>
<b>Utfall</b>	Utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi.	<p>Etter utfall er en enhet utilgjengelig.</p> <p>Utfall av en enhet kan skyldes feil på en komponent i enheten eller utfall av en annen enhet.</p> <p>Eksempelvis kan utfall av en ledning medføre at en samleskinne blir spenningsløs. Ettersom samleskinnen ikke lenger kan transportere/levere energi, er samleskinnen utilgjengelig.</p> <p>En toviklingstransformator er utilgjengelig som følge av bryterfall på den ene siden eller på begge sider.</p> <p>En ledning med T-avgreining (og en bryter i hver ende) er utilgjengelig dersom det er bryterfall i en, to eller alle tre ender. Dersom det er bryterfall bare i den ene enden, og de to andre lednings-</p>



endene fortsatt ligger inne, transporterer/leverer to av ledningsdelene fortsatt energi. En ledningsdel er da utilgjengelig, mens de to andre er tilgjengelige. Det kan sies om hele enheten at den er delvis utilgjengelig. Dersom to av tre eller alle tre brytere faller er enheten utilgjengelig.

<b>Utetid</b>	Tid fra utfall til enheten igjen er driftsklar.	Brukes i denne sammenheng i forbindelse med utfall under driftsforstyrrelser
---------------	---	--

## Definisjoner knyttet til feil

	Definisjon	Kommentar
<b>Feil</b>	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon.	Feil er enhver mangel eller avvik som gjør at en enhet ikke er i stand til å utføre den funksjonen den er bestemt til å gjøre i kraftsystemet.
<b>Varig feil</b>	Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig.	En varig feil krever en reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar. Kvittering av signal eller reseting av datamaskin regnes ikke som vedlikehold.
<b>Forbigående feil</b>	Feil hvor korrigerende vedlikehold ikke er nødvendig.	Gjelder feil som ikke medfører andre tiltak enn gjeninnkobling av bryter, utskifting av sikringer, kvittering av signal eller reseting av datamaskin. Gjelder også feil som har ført til langvarige avbrudd, eller tilfeller der det har vært foretatt inspeksjon eller befaring uten at feil ble funnet.
<b>Gjentakende feil</b>	Tilbakevendende feil på samme enhet og med samme årsak som gjentar seg før det har vært praktisk mulig å foreta utbedring eller å eliminere årsaken.	Tradisjonelt omtalt som intermitterende feil. Feil som gjentar seg etter at det har blitt foretatt kontroll uten at feil ble funnet eller utbedret, regnes ikke som gjentakende feil.
<b>Fellesfeil</b>	To eller flere primærfeil med en og samme feilårsak.	Tradisjonelt omtalt som common mode feil. Et mastehavari der flere ledninger er ført på felles mast er eksempel på en fellesfeil. Havari av masten vil da medføre feil og utfall av to eller flere enheter.
<b>Primærfeil</b>	Feil som innleder en driftsforstyrrelse.	En driftsforstyrrelse kan ha flere primærfeil, for eksempel ved fellesfeil eller doble jordlutninger.
<b>Systemfeil</b>	Tilstand karakterisert ved at en eller flere kraftsystemparametre har overskredet gitte grenseverdier uten at det har oppstått feil på bestemte enheter. nettdeler omtales som systemfeil.	Tradisjonelt omtalt som systemproblem. Eksempelvis vil 1) høy frekvens i et separattnett 2) effektpendlinger 3) høy eller lav spenning i
<b>Feilårsak</b>	Forhold knyttet til konstruksjon, produksjon, installasjon, bruk eller vedlikehold som har ført til feil på enhet.	<p>Feilårsak klassifiseres i utløsende -, bakenforliggende -og medvirkende årsak.</p> <p>Feilårsak knyttes til én feil. Alle feil har en utløsende årsak. Noen feil har også medvirkende eller bakenforliggende årsaker.</p> <p>Et eksempel på bruk av årsaksbeskrivelsene kan være mastehavari under sterk vind og snø. Den utløsende feilårsaken er vind, medvirkende feilårsak er snø (eller omvendt), mens den bakenforliggende feilårsak er materialtrettet. Den bakenforliggende feilårsak kan altså være tilstede lenge før driftsforstyrrelsen inntreffer, men driftsforstyrrelsen inntreffer ikke før en utløsende feilårsak er tilstede.</p>

<b>Utløsende årsak</b>	Hendelse eller omstendigheter som fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
<b>Bakenforliggende årsak</b>	Hendelse eller omstendigheter som er tilstede før svikt inntreffer, men som i seg selv ikke nødvendigvis fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
<b>Medvirkende årsak</b>	Hendelse eller omstendigheter som opptrer i kombinasjon med utløsende årsak, hvor begge årsakene bidrar til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
<b>Reparasjonstid</b>	Tid fra reparasjon starter, medregnet nødvendig feilsøking, til en enhets funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar.	Gjelder bare for varige feil. Reparasjonstiden inkluderer ikke administrativ utsettelse (frivillig venting). Nødvendige forberedelser for å kunne foreta reparasjon inkluderer også i reparasjonstiden, for eksempel henting eller bestilling av utstyr, venting på utstyr, transport.

## Definisjoner knyttet til konsekvenser for sluttbrukere og produksjonsenheter

	Definisjon	Kommentar
<b>Avbrudd</b>	Tilstand karakterisert ved uteblitt eller redusert levering av elektrisk energi til én eller flere sluttbrukere, hvor forsyningspenningen er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning.	<p>Avbrudd er utelukkende knyttet til sluttbrukere.</p> <p>Avbrudd kan være varslet eller ikke varslet.</p> <p>Fasebrudd der sluttbruker har halv spenning, skal etter definisjonen ikke registreres som avbrudd.</p> <p>Avbruddene klassifiseres i:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Langvarige avbrudd (&gt; 3 min)</li> <li>• Kortvarige avbrudd (≤ 3 min)</li> </ul>
<b>Ikke varslet avbrudd</b>	Avbrudd som skyldes driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling der berørte sluttbrukere ikke er informert på forhånd.	Ettersom avbrudd er knyttet til sluttbrukere, har det mer mening å snakke om varslet / ikke varslet avbrudd framfor planlagt / ikke planlagt avbrudd.
<b>Varslet avbrudd</b>	Avbrudd som skyldes planlagt utkobling der berørte sluttbrukere er informert på forhånd.	<p>Inkluderer også avbrudd som går utover varslet tid.</p> <p>NVE har følgende kommentar til hva som er «godkjent varsling»:</p> <p>Det forutsettes at varsling foregår på en hensiktsmessig måte (individuell eller offentlig meddelelse) slik at kundene har mulighet til å innrette seg i forhold til avbruddet som kommer. Dette er et selger / kundeforhold som NVE i utgangspunktet ikke vil blande seg bort i. Kundene har plikt til å holde seg informert om det som skjer, og nettselskapene ønsker forhåpentligvis et godt forhold til kundene sine og bør derfor ta hensyn til kundenes behov mht varsling (avisoppslag og eventuelt direkte meddelelser i god tid før avbruddet er planlagt). Det finnes regler for varsling i forhold til kunder som har utkoblbar kraft med egen tariff.</p>
<b>Avbruddsvarighet</b>	Tid fra avbrudd inntreffer til sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktsmessig avtalt spenning.	Dette betyr i praksis at sluttbruker har full energileveranse. Avbruddet inntreffer ved første utløsning / utkobling. Ved manglende registrering av utløsning/utkobling, inntreffer avbruddet når nettselskapet får første melding om registrert avbrudd.

<b>Lengste avbruddsvarighet</b>	Lengste tidsperiode en sluttbruker har avbrudd innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling.	Hvis en sluttbruker har flere avbrudd innenfor samme hendelse skal lengste avbruddsvarighet regnes som summen av disse tidsperiodene.
<b>Total avbruddsvarighet</b>	Tid fra første sluttbruker mister forsyning innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling til siste sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktmessig avtalt spenning.	
<b>Ikke levert energi (ILE)</b>	Beregnet mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbruker dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.	<p>Beregnet størrelse basert på forventet lastkurve i det tidsrommet svikt i leveringen varer. Med svikt i levering menes her avbrudd eller redusert levering av energi. Last som blir liggende ute etter at forsyningen er tilgjengelig igjen, skal ikke tas med i den forventede mengden ikke levert energi. Ved beregning av avbruddskostnader er dette tatt høyde for i den spesifikke avbruddskostnaden.</p> <p>Ikke levert energi er med andre ord ikke nødvendigvis knyttet til et avbrudd. Dette kan for eksempel være tilfelle dersom sluttbrukeren har kontraktmessig avtalt spenning, men ikke tilstrekkelig energi leveranse pga begrensninger i kraftsystemet.</p>

## Øvrige definisjoner med relevans for feil og avbrudd

	Definisjon	Kommentar
<b>Sluttbruker</b>	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.	
<b>Leveringspunkt</b>	Punkt i nettet der elektrisk energi utveksles.	<p>Denne definisjonen er en fellesbetegnelse, og kan i praksis omfatte alle punkt i nettet.</p> <p>Leveringspunkt kan ytterligere klassifiseres i matepunkt, utvekslingspunkt og koblingspunkt.</p>
<b>Rapporteringspunkt</b>	Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til NVE.	Per 2000 gjelder: Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering direkte til sluttbruker.
<b>Kraftsystemenhet</b>	Gruppe anleggsdeler som er avgrenset ved en eller flere effektbrytere.	<p>Denne definisjonen benyttes i hovednettet ved registrering av utfall.</p> <p>Ved utfallsregistrering er det hensiktsmessig å gruppere anleggsdeler som kan betraktes som en enhet ved utfall. Da det alltid er effektbrytere som blir utløst / koblet ut, er anleggsdelene gruppert i kraftsystemenheter utfra hvor effektbryterne er plassert.</p> <p>Eksempler på en kraftsystemenhet kan være en kraftledning mellom to effektbrytere, et blokk-koblet aggregat med transformator bak en effektbryter, en kraftledning med T-avgreininger mellom tre eller flere effektbrytere.</p>
<b>Anleggsdel</b>	Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg.	
<b>Komponent</b>	Del av anleggsdel.	

Vedlegget er hentet fra «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet» (EBL, NVE, Sintef, Statnett, versjon 2, 2001). Publikasjonen kan bestilles hos de fire organisasjonene.