

Innholdsfortegnelse

Forord	3
Sammendrag	4
1 Innledning	5
2 Driftsforstyrrelser	6
2.1 Antall driftsforstyrrelser og ikke levert energi	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
3 Feil	18
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 (tt.mm) over året	27
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid	29
3.4.1 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftledninger	29
3.4.2 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for kraftkabler	29
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for krafttransformatorer	30
3.4.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for effektbrytere	31
3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for vannkraftaggregat 1) med direkte innmating mot 132-420 kV nett	31
3.4.6 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) 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
4 Avbrudd	37
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 (minutter) fordelt på spenningsnivå	38
4.4 Ikke levert energi (MWh) fordelt på spenningsnivå	39
5 Utfall	40
5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak	40
5.2 Gjennomsnittlig utetid per kraftsystemenhet (tt.mm) fordelt på årsak	41
5.3 Kumulativ fordeling av utetid (tt.mm) i 2001	42
5.4 Fordeling av antall utfall per enhet	43
5.5 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse	43

6 Vernrespons	45
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
7 Leveringspålitelighet i sentralnettet	49
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 2001	51
8 Ikke levert energi og KILE for 2001	52
8.1 ILE og KILE fordelt på spenningsnivå	52
8.1.1 <i>KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper</i>	52
8.1.2 <i>ILE som ikke inngår i KILE-ordningen</i>	52
8.2 KILE fordelt på anleggsdel	53
8.2 KILE fordelt på årsak	54
8.3 KILE og ansvarlige konsesjonærer	55
Vedlegg 1 Definisjoner	56

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.

Årsstatistikken for 2001 har tilnærmet samme utforming som årsstatistikken for 2000. Nytt av året er et kapittel som omhandler KILE tilknyttet feil i 132-420 kV nettet.

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 16.12.02

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 2001. Både overføringsanlegg og produksjonsanlegg inngår i statistikken.

Det ble i 2001 registrert 1033 driftsforstyrrelser og en samlet mengde ikke levert energi (ILE) på 5009 MWh. Dette er en reduksjon på henholdsvis 1,2 % og 36,1 % i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Samlet mengde tapt vann var 21716 MWh, som er 43,7 % 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 og november. Mengde ILE er størst i høstmånedene august til november. 70 % av driftsforstyrrelsene medførte ikke avbrudd.

Driftsforstyrrelser kan bestå av én eller flere feil. Det var til sammen 1205 registrerte feil i 2001, hvorav 673 forbigående og 532 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 omgivelser og personale 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 2001 totalt 0,48 avbrudd per leveringspunkt med spenningsnivå 33-420 kV. Avbruddshyppigheten var høyest for leveringspunkt på 132 kV nivå med 0,51 avbrudd per leveringspunkt. Gjennomsnittlig avbruddsvarighet for alle leveringspunkt var 24 minutter.

Mindre enn halvparten av alle kraftsystemenheter i hovednettet ble berørt av driftsforstyrrelser i 2001. I underkant av 80% av alle driftsforstyrrelser i hovednettet medførte utfall av kun én til to kraftsystemenheter. 10 % av driftsforstyrrelsene medførte fra 5 utfall og opp til 103 utfall per driftsforstyrrelse. Aggregat hadde den største utfallshyppigheten, med et gjennomsnitt på 1,38 utfall per aggregat. Gjennomsnittlig utetid for aggregat var 67 timer og 11 minutter, mens 50 %-verdien (medianen) var 1 time og 1 minutt. Kraftledninger hadde en utfallshyppighet på 1,47 per enhet, med en gjennomsnittlig utetid på 9 timer og 8 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 86,1 % av all vernrespons korrekt. På disse spenningsnivåene er det dublerne vern, og vernresponsen er her relatert til hvert enkelt vern og ikke til ledningsavgangen som en helhet. For 132 kV ledningsvern var 89,5 % av all vernrespons korrekt. For transformatorvern var 57,6 % av vernresponsen korrekt. Andel ukorrekte utløsninger var omlag like stor for ikke-numeriske distansevern (9,4%) som for numeriske distansevern (8,9%). 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 2001 var det tilsammen 22 feil i sentralnettet som medførte ILE. Mengden ILE er beregnet til 1305 MWh. Dette utgjør 2,1 % av all ILE i Norge og er noe høyere enn gjennomsnittet for perioden 1995-2001.

I nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV var det 73 feil som medførte KILE i 2001. Den totale KILE-kostnaden var omlag 31,5 millioner. Hele 50% av kostnaden skyldes feil på kraftledninger, men også vern og kontrollutstyr gir et betydelig bidrag (34%). KILE-kostnaden er høyest for feil der årsaken er omgivelser (44%).

1 Innledning

Rapporten gir en oversikt over feil, avbrudd, utfall og vernrespons under driftsforstyrrelser i det norske 33-420 kV nettet for 2001. Statistikken omfatter alle driftsforstyrrelser i overføringsanlegg og produksjonsanlegg tilknyttet disse spenningsnivåene.

Statistikken er basert på data fra tre ulike registreringssystem. For perioden 1992-1996 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 fjerde 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 fjerde 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 2001 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.

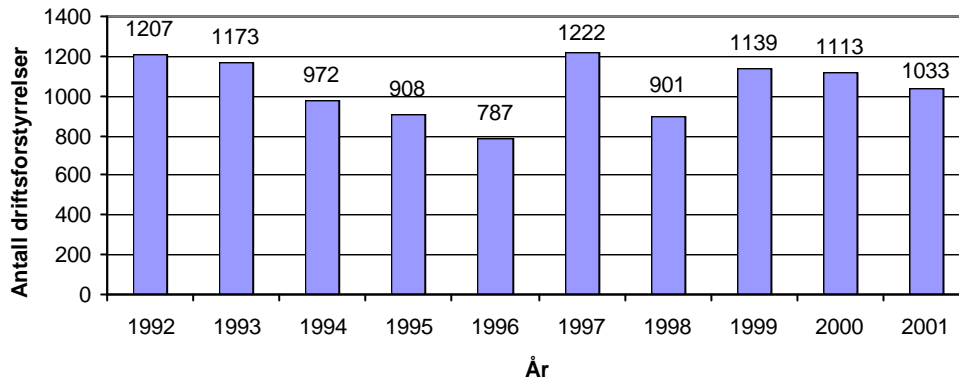
I flere av tabellene er driftsforstyrrelsene gruppert etter spenningsnivå (systemspenning). Det refereres da til spenningsnivået på anleggsdelen hvor driftsforstyrrelsens primærfeil inntraff. Feil på produksjonsutstyr er referert spenningsnivået produksjonsutstyret mater inn på. Enkelte driftsforstyrrelser 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)

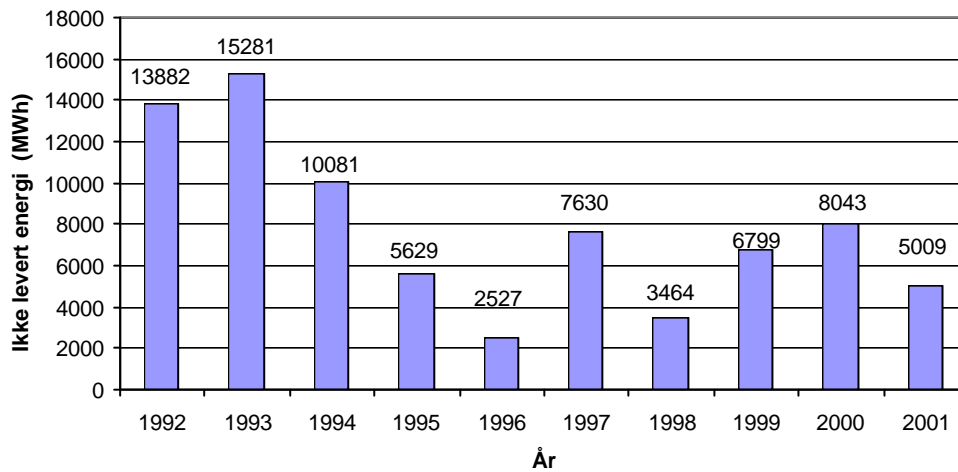
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi			
	Antall		%		MWh		%	
	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
420 kV	91	101,3	8,8	9,7	110	664	2,2	8,5
Ingen avbrudd	88	97,4	8,5	9,3	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	1	0,4	0,1	0,1	4	1	0,1	0,0
Langvarige avbr.	2	3,5	0,2	0,3	106	663	2,1	8,5
300-220 kV	173	220,3	16,7	21,1	738	1149	14,7	14,6
Ingen avbrudd	155	200,9	15,0	19,2	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	2	1,9	0,2	0,2	4	17	0,1	0,2
Langvarige avbr.	16	17,5	1,5	1,7	734	1127	14,6	14,4
132 kV	225	282,8	21,8	27,0	1904	3179	38,0	40,6
Ingen avbrudd	152	210,3	14,7	20,1	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	22	11,7	2,2	1,1	19	19	0,4	0,3
Langvarige avbr.	51	60,8	4,9	5,8	1885	3160	37,6	40,3
110-33 kV	504	384,7	48,8	36,8	2252	2776	45,0	35,4
Ingen avbrudd	293	230,0	28,4	22,0	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	25	23,1	2,4	2,2	33	96	0,7	1,2
Langvarige avbr.	186	131,6	18,0	12,6	2219	2680	44,3	34,2
Øvrige ¹⁾	40	56,4	3,9	5,4	5	67	0,1	0,9
Ingen avbrudd	38	54,6	3,7	5,2	-	-	-	-
Kortvarige avbr.	0	0,2	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0
Langvarige avbr.	2	1,6	0,2	0,2	5	67	0,1	0,9
Sum	1033	1045,5	100,0	100,0	5009	7835	100,0	100,0

¹⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «øvrige».

Tabellen viser at det i 2001 var til sammen 1033 driftsforstyrrelser med en mengde ILE på 5009 MWh. Dette er reduksjon på 1,2 % i antall driftsforstyrrelser og 36,1% 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 2001 var 48,8 % av driftsforstyrrelsene og 45 % av mengden ILE knyttet til spenningsnivå 33-110 kV. Statistikken viser at 70,3 % av driftsforstyrrelsene i 2001 ikke medførte konsekvenser for sluttbrukere.

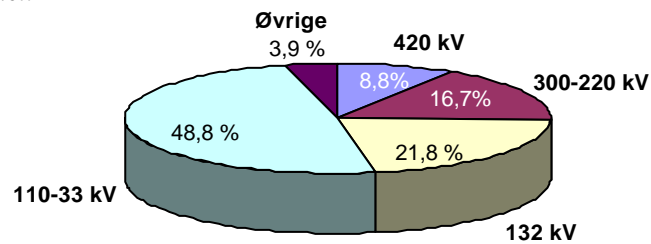


Figur 2.1 Antall driftsforstyrrelser per år i perioden 1992-2001.

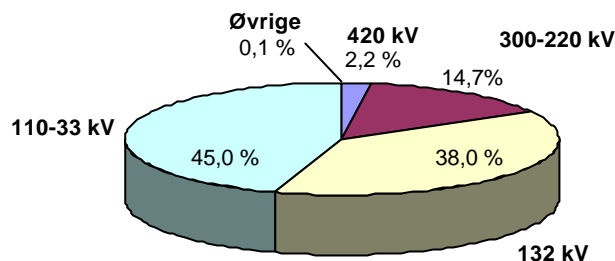


Figur 2.2 Ikke levert energi per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1992-2001.

Figur 2.3
Antall driftsforstyrrelser fordelt på spenningsnivå i 2001.



Figur 2.4
Ikke levert energi fordelt
på spenningsnivå i 2001.



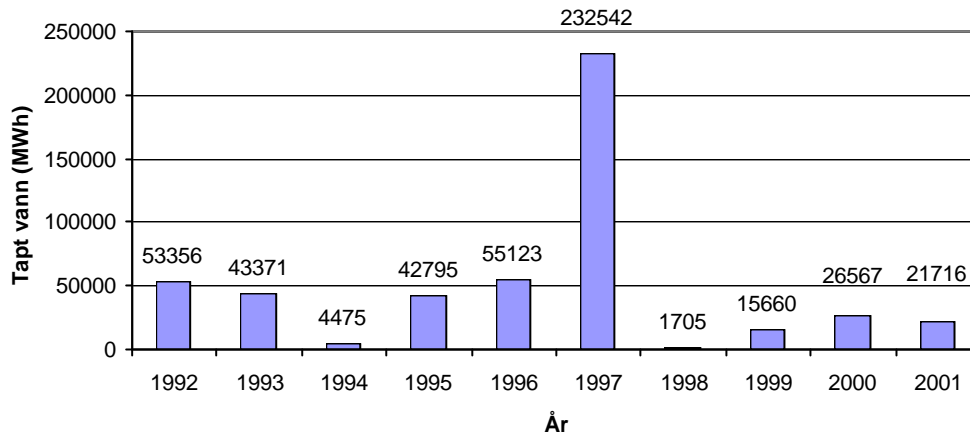
2.2 Antall driftsforstyrrelser og tapt vann

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall driftsforstyrrelser				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%	
	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
420 kV	91	101,3	8,8	9,7	17	29	0,1	0,1
Uten tapt vann	90	100,8	8,7	9,6	-	-	-	-
Med tapt vann	1	0,5	0,1	0,0	17	29	0,1	0,1
300-220 kV	173	220,3	16,7	21,1	944	27351	4,3	52,4
Uten tapt vann	171	213,6	16,5	20,4	-	-	-	-
Med tapt vann	2	6,7	0,2	0,6	944	27351	4,3	52,4
132 kV	224	282,8	21,7	27,0	3754	7529	17,3	14,4
Uten tapt vann	197	260,3	19,1	24,9	-	-	-	-
Med tapt vann	27	22,5	2,6	2,2	3754	7529	17,3	14,4
110-33 kV ¹⁾	504	384,7	48,8	36,8	16540	12357	76,2	23,7
Uten tapt vann	446	343,0	43,2	32,8	-	-	-	-
Med tapt vann	58	41,7	5,6	4,0	16540	12357	76,2	23,7
Øvrige ²⁾	41	56,4	4,0	5,4	461	4936	2,1	9,4
Uten tapt vann	38	47,4	3,7	4,55	0	-	-	-
Med tapt vann	3	9,0	0,3	0,86	461	4936	2,1	9,4
Sum	1033	1045,5	100	100,0	21716	52202	100,0	100,0

¹⁾ 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 1992-96 og 1999-2001.

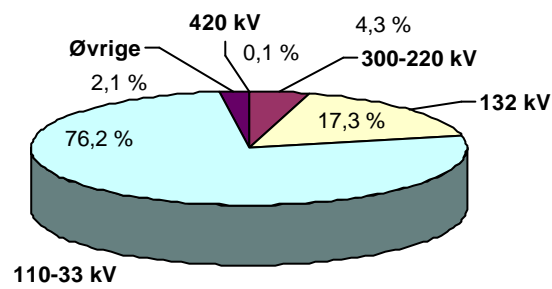
²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Tabellen viser at det i 2001 var en samlet mengde tapt vann tilsvarende 21716 MWh. Dette er 43,7 % 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 2001 var det driftsforstyrrelser innledet på 33-110 kV nivå som forårsaket størst mengde tapt vann.



Figur 2.5 Tapt vann per år som følge av driftsforstyrrelser i perioden 1992-2001.

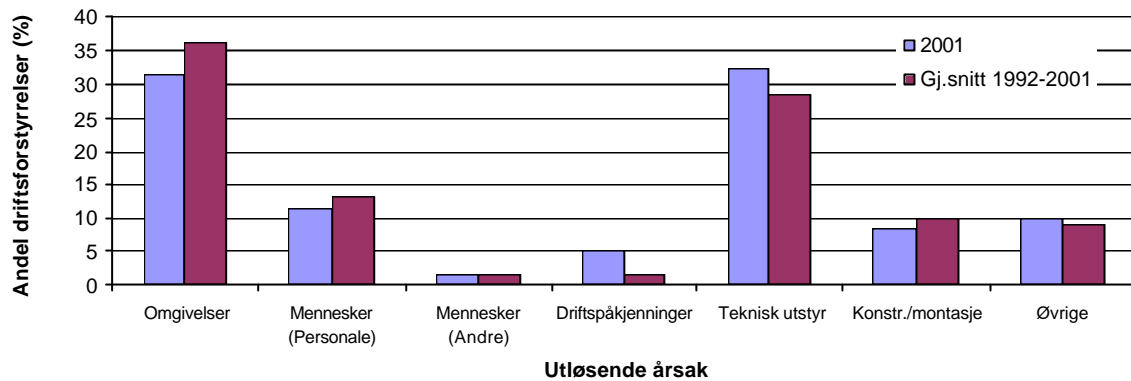
Figur 2.6
Tapt vann fordelt
på spenningsnivå i 2001.



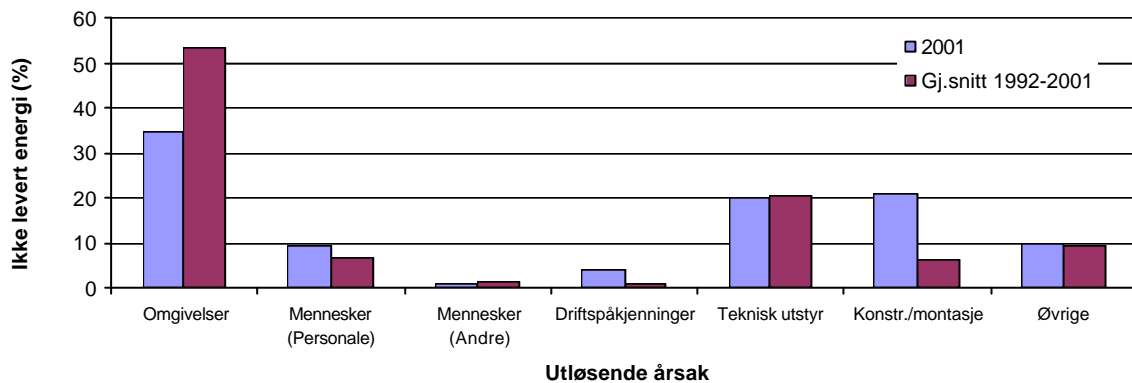
2.3 Antall driftsforstyrrelser fordelt på utløsende årsak og landsdel

Utløsende årsak	Antall driftsforstyrrelser				Ikke levert energi				Tapt vann			
	Antall		%		MWh		%		MWh		%	
	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
Omgivelser	327	378,0	31,7	36,2	1732	4204	34,6	53,7	10939	6027	50,4	12,1
Øst-Norge	158	125,0	15,3	12,0	1213	913	24,2	11,7	9341	3714	43,0	7,5
Vest-Norge	59	96,3	5,7	9,2	189	1193	3,8	15,2	0	814	0,0	1,6
Midt-Norge	83	99,6	8,1	9,5	305	1137	6,1	14,5	1598	1409	7,4	2,8
Nord-Norge	27	57,1	2,6	5,5	25	961	0,5	12,3	0	90	0,0	0,2
Mennesker (Personale)	118	138,1	11,4	13,2	476	525	9,5	6,7	525	1411	2,4	2,8
Øst-Norge	61	64,3	5,9	6,1	121	227	2,4	2,9	486	1060	2,2	2,1
Vest-Norge	25	33,0	2,4	3,2	274	130	5,5	1,7	0	65	0,0	0,1
Midt-Norge	24	27,8	2,3	2,7	65	117	1,3	1,5	39	216	0,2	0,4
Nord-Norge	8	13,0	0,8	1,2	16	51	0,3	0,6	0	70	0,0	0,2
Mennesker (Andre)	14	18,3	1,4	1,8	46	124	0,9	1,6	0	45	0,0	0,1
Øst-Norge	10	10,5	1,0	1,0	12	30	0,2	0,4	0	44	0,0	0,1
Vest-Norge	2	3,8	0,2	0,4	19	46	0,4	0,6	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	1	2,9	0,1	0,3	5	29	0,1	0,4	0	0	0,0	0,0
Nord-Norge	1	1,1	0,1	0,1	10	19	0,2	0,2	0	0	0,0	0,0
Driftspåkjenninger	52	17,3	5,0	1,6	210	71	4,2	0,9	101	30	0,5	0,1
Øst-Norge	22	7,1	2,1	0,7	33	19	0,7	0,2	13	1	0,1	0,0
Vest-Norge	12	3,3	1,1	0,3	8	4	0,2	0,1	0	0	0,0	0,0
Midt-Norge	10	4,8	1,0	0,4	12	26	0,2	0,3	89	21	0,4	0,1
Nord-Norge	8	2,1	0,8	0,2	157	22	3,1	0,3	0	8	0,0	0,0
Teknisk utstyr	333	297,1	32,2	28,4	998	1631	19,9	20,8	8874	33901	40,8	68,2
Øst-Norge	115	106,8	11,1	10,2	784	604	15,6	7,7	8558	31547	39,4	63,4
Vest-Norge	132	111,4	12,8	10,7	88	354	1,8	4,5	112	1041	0,5	2,1
Midt-Norge	75	57,6	7,2	5,5	119	405	2,4	5,2	204	549	0,9	1,1
Nord-Norge	11	21,3	1,1	2,0	7	268	0,1	3,4	0	764	0,0	1,6
Konstruksjon/montasje	87	102,3	8,4	9,8	1051	515	21,0	6,6	282	7709	1,3	15,5
Øst-Norge	29	37,3	2,8	3,6	253	292	5,1	3,7	37	4974	0,2	10,0
Vest-Norge	33	35,0	3,2	3,3	312	82	6,2	1,1	0	296	0,0	0,6
Midt-Norge	18	23,0	1,7	2,2	481	134	9,6	1,7	245	2434	1,1	4,9
Nord-Norge	7	7,0	0,7	0,7	5	7	0,1	0,1	0	5	0,0	0,0
Øvrige	102	94,4	9,9	9,0	496	765	9,9	9,7	994	608	4,6	1,2
Øst-Norge	49	35,8	4,7	3,4	47	276	0,9	3,5	994	464	4,6	0,9
Vest-Norge	28	20,2	2,7	1,9	411	118	8,2	1,5	0	1	0,0	0,0
Midt-Norge	16	26,2	1,6	2,5	19	301	0,4	3,8	0	82	0,0	0,2
Nord-Norge	9	12,2	0,9	1,2	19	70	0,4	0,9	0	61	0,0	0,1
Sum	1033	1045,4	100,0	100,0	5009	7835	100,0	100,0	21716	49731	100,0	100,0

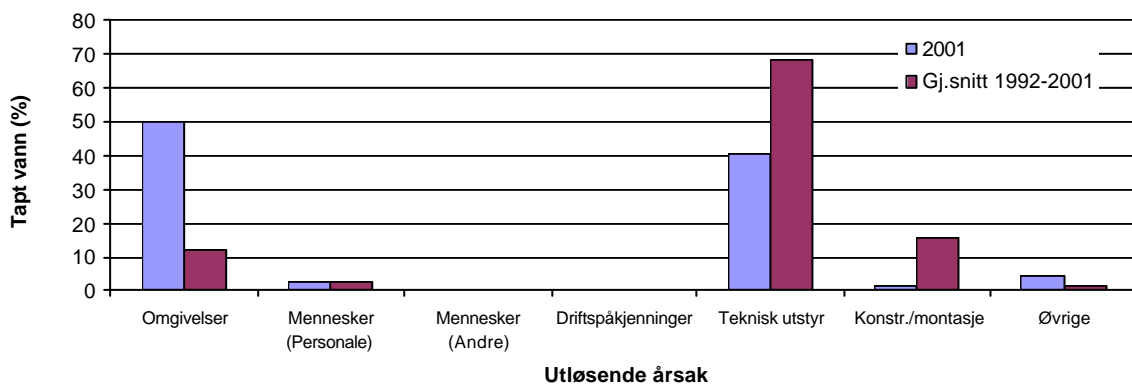
Det fremgår av tabellen at omgivelser og teknisk utstyr var de vanligste utløsende feilårsakene i forbindelse med driftsforstyrrelser i 2001. Dette tilsvarer gjennomsnittet siste 10 år. Driftsforstyrrelser der utløsende årsak var omgivelser eller teknisk utstyr medførte også de største konsekvensene i form av ILE og tappt vann. I hovedsak er det driftsforstyrrelser som er innledet med ledningsfeil som har medført store vanntap i 2001, og det er derfor omgivelser er en så dominerende årsak til tappt vann. I 2001 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.

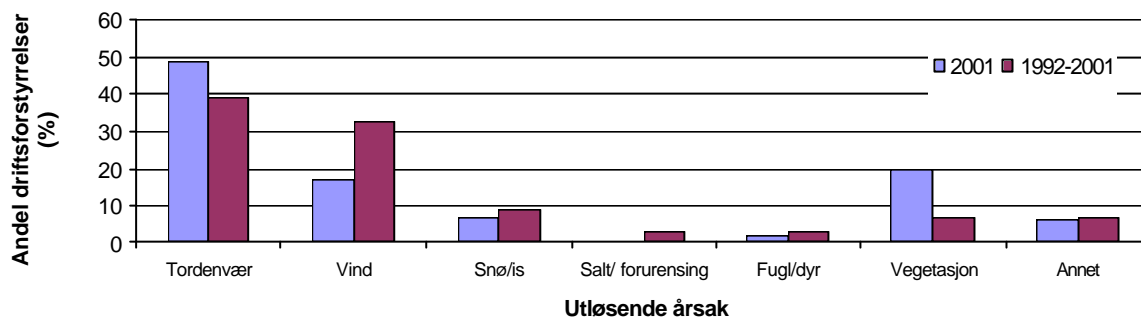


Figur 2.9 Prosentvis fordeling av tappt vann fordelt på utløsende årsak.

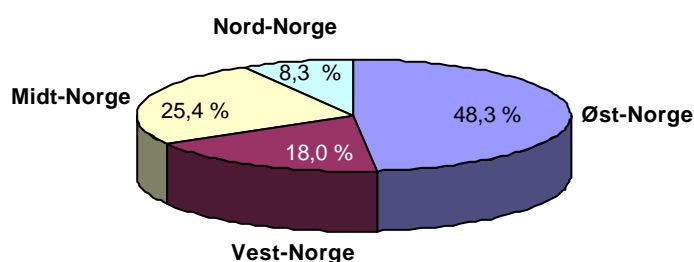
2.3.1 Antall driftsforstyrrelser med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
Øst-Norge	77	72,7	19	12,5	10	12,5	0	1,3	3	3,9	47	15,6	2	6,4
Vest-Norge	43	47,0	1	25,8	2	6,8	2	3,6	0	1,4	3	3,4	8	8,1
Midt-Norge	29	21,8	27	48,4	7	10,9	0	4,5	0	0,7	14	7,3	6	6,0
Nord-Norge	9	6,1	9	37,4	3	3,6	0	1,4	3	4,2	0	0,3	3	4,0
Sum	158	147,6	56	124,1	22	33,8	2	10,8	6	10,2	64	26,6	19	24,5

Tabellen gir en mer detaljert oversikt over årsakskategorien «omgivelser». Det fremgår av tabellen at tordenvær, vegetasjon og vind var de hyppigste feilårsakene i denne kategorien i 2001. Vegetasjon har økt, mens vind er redusert som årsak i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. 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».

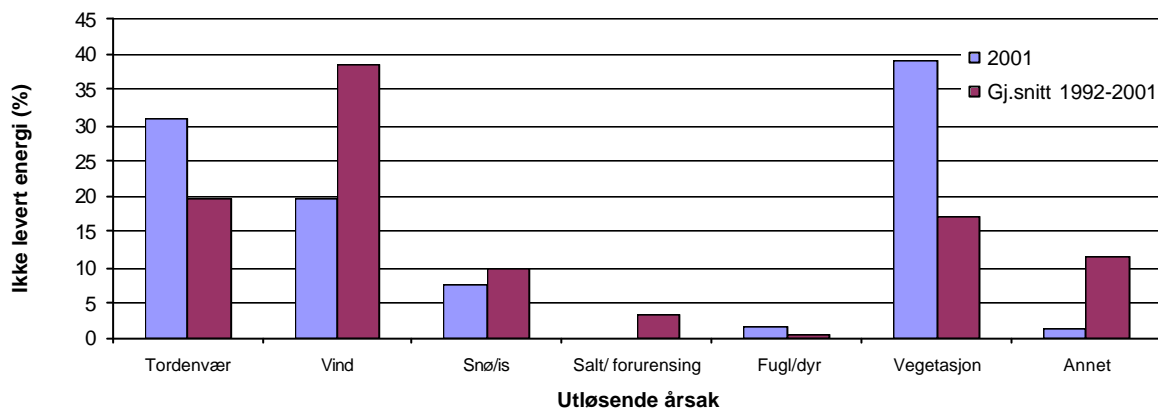


Figur 2.11 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser fordelt på landsdel i 2001 hvor utløsende årsak er omgivelser.

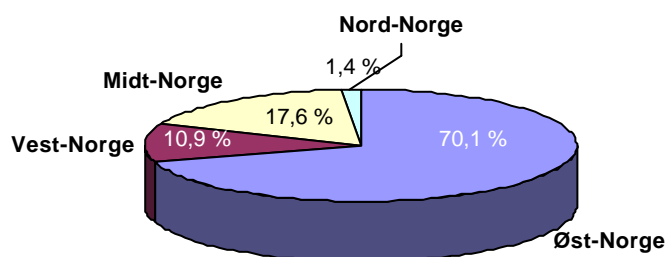
2.3.2 Ikke levert energi som skyldes feil med utløsende årsak «omgivelser» fordelt på landsdel

Landsdel	Tordenvær		Vind		Snø/is		Salt/forurensning		Fugl/dyr		Vegetasjon		Annet	
	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
Øst-Norge	355	539	238	61	120	86	0	26	24	4	469	154	8	43
Vest-Norge	119	149	25	270	10	35	0	35	0	7	28	370	8	327
Midt-Norge	50	96	68	751	0	38	0	66	0	3	181	173	5	11
Nord-Norge	10	44	7	533	3	247	0	12	3	3	0	19	1	103
Sum	534	828	338	1615	133	406	0	139	27	17	678	716	22	484

Av de driftsforstyrrelser hvor utløsende årsak var «omgivelser», var vegetasjon og tordenvær de faktorene som medførte størst mengde ILE i 2001. Vind forårsaket relativt lite ILE i 2001 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 2001 hvor utløsende årsak er omgivelser.

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

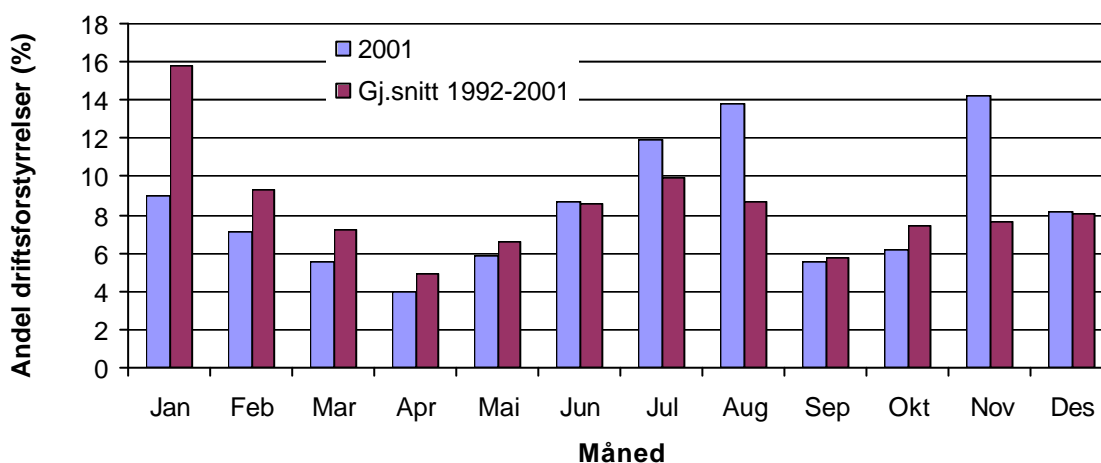
2.4.1 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	91	13,2	6,6	4,4	4,4	5,5	13,2	12,1	11,0	4,4	7,7	14,2	3,3	100,0
300-220 kV	173	7,5	6,4	6,4	6,4	4,0	9,2	14,4	8,1	8,7	9,2	11,0	8,7	100,0
132 kV	224	6,7	5,8	4,9	4,9	6,7	10,3	11,1	14,7	4,5	3,6	17,4	9,4	100,0
110-33 kV	504	8,5	8,1	5,6	3,0	6,5	7,5	11,5	16,9	4,6	6,0	14,3	7,5	100,0
Øvrige ²⁾	41	24,4	7,3	7,3	0,0	0,0	2,4	9,8	2,4	12,2	7,3	9,8	17,1	100,0
Alle DF	1033	9,0	7,2	5,5	4,0	5,8	8,7	11,9	13,9	5,5	6,2	14,2	8,1	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2001

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelsene fordelte seg forholdsvis jevnt utover året, med en viss økning i vinter- og i sommermånedene. Figur 2.14 viser at januar og november har hatt en henholdsvis markant reduksjon og økning av antall driftsforstyrrelser i 2001 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Økningen i november skyldtes uværet på Østlandet 15. november.



Figur 2.14 Prosentvis fordeling av driftsforstyrrelser over året.

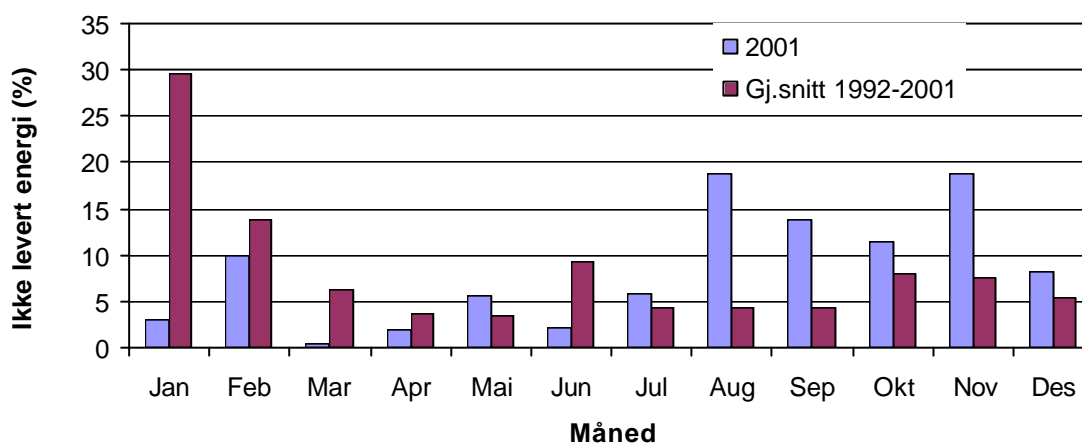
2.4.2 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året ¹⁾

Spenningsnivå referert primærfeil	ILE (MWh)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Sum
420 kV	110	0,0	95,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	3,6	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	738	0,0	0,8	0,0	0,5	32,4	0,5	0,9	0,0	36,6	18,3	4,0	6,0	100,0
132 kV	1904	1,5	0,9	0,7	4,4	0,7	4,2	2,8	29,6	21,6	0,3	30,8	2,5	100,0
110-33 kV	2252	5,6	16,4	0,6	0,3	1,1	1,2	10,4	16,6	0,3	19,0	14,2	14,3	100,0
Øvrige ²⁾	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	73,9	100,0
Alle DF	5009	3,1	10,0	0,5	1,9	5,5	2,2	5,9	18,7	13,8	11,4	18,7	8,3	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2001

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

I 2001 var det størst mengde ILE fra august til november (62,6 %). Figur 2.15 viser at ILE i januar 2001 er betydelig redusert sammenlignet med gjennomsnittet siste 10 år. I månedene aug-nov er det derimot en betydelig økning.



Figur 2.15 Prosentvis fordeling av ikke levert energi over året.

2.5 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet ¹⁾

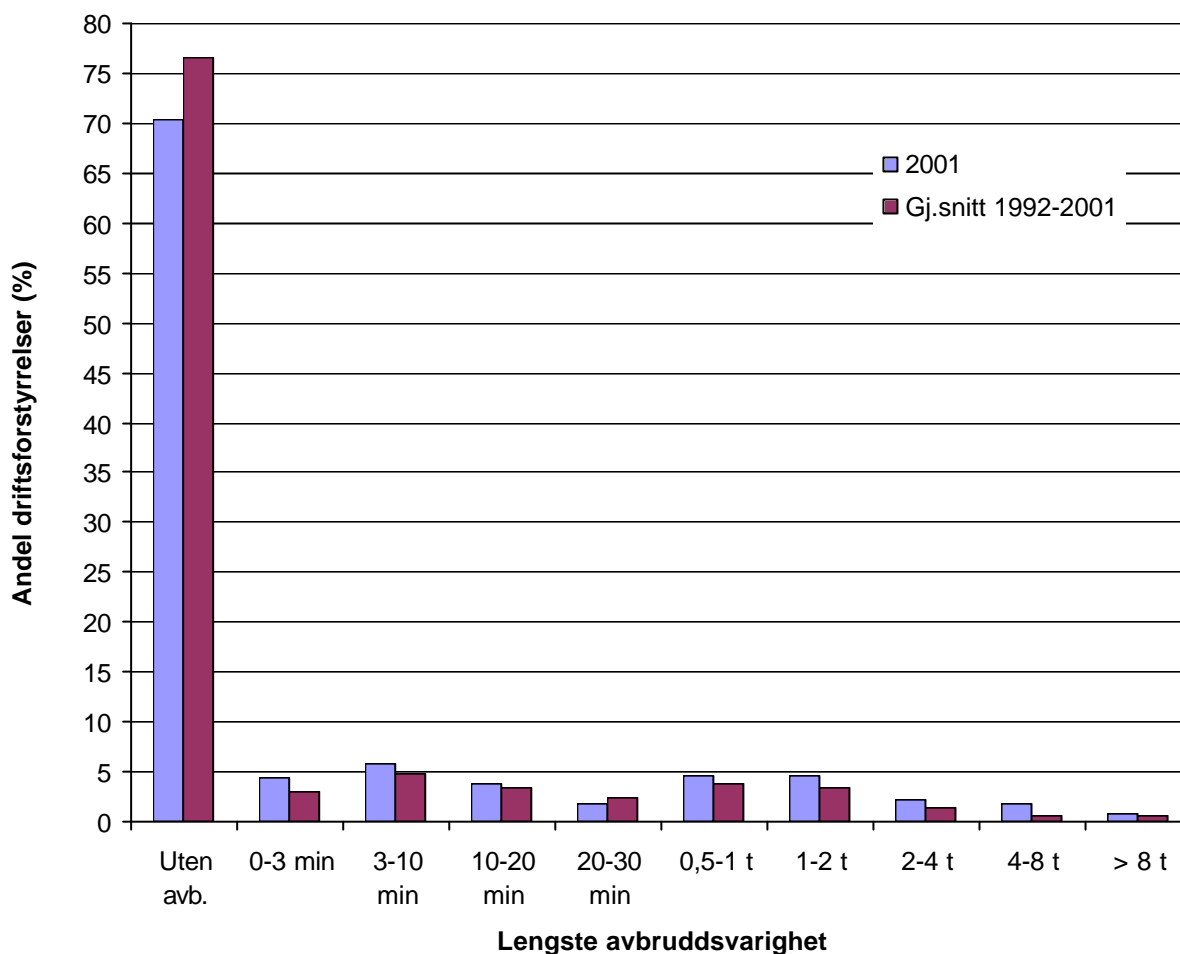
Spenningsnivå referert primærfeil	Antall DF	Gj.sn. ³⁾ tt.mm	Uten avbr.	0-3 min	3-10 min	10-20 min	20-30 min	0,5-1 t	1-2 t	2-4 t	4-8 t	> 8 t	Sum
420 kV	91	0.27	96,7	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	100,0
300-220 kV	173	0.39	89,6	0,6	3,5	0,6	1,1	0,6	4,0	0,0	0,0	0,0	100,0
132 kV	224	1.22	67,9	8,5	6,7	4,0	1,3	4,5	3,2	1,3	1,3	1,3	100,0
110-33 kV	504	1.31	58,1	5,0	7,7	5,8	2,6	7,1	5,9	3,8	3,0	1,0	100,0
Øvrige ²⁾	41	0.19	95,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	100,0
Alle DF	1033	1.22	70,4	4,5	5,8	3,8	1,7	4,7	4,5	2,1	1,7	0,8	100,0

¹⁾ Tabellen viser data for 2001

²⁾ Se innledning på kapitlet for forklaring på «Øvrige».

³⁾ 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 70,4 % av alle driftsforstyrrelser i 2001 ikke medførte avbrudd. For om lag 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.

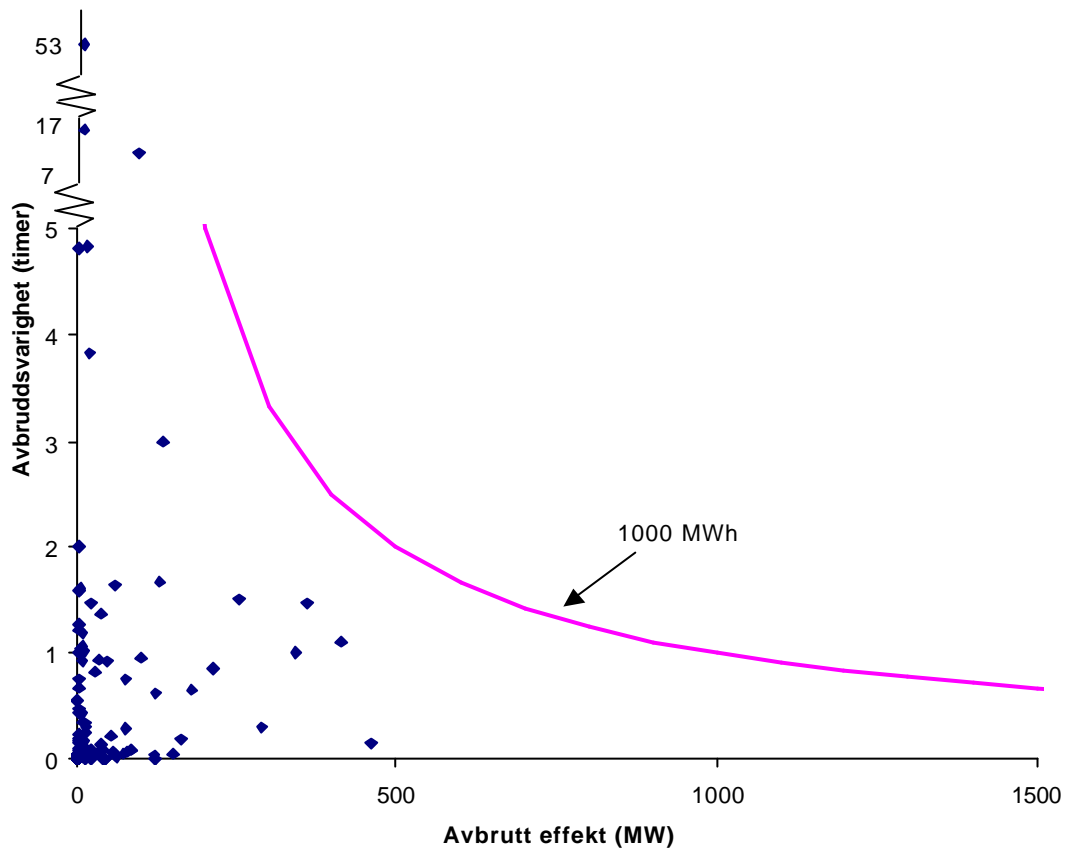


Figur 2.18 Prosentvis fordeling av lengste avbruddsvarighet.

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 2001 var det tilsammen 489 driftsforstyrrelser på disse spenningsnivåene, og 94 av disse driftsforstyrrelsene medførte ikke levert energi. Ingen driftsforstyrrelser medførte mer enn 1000 MWh ikke levert energi. Den største mengde ILE tilknyttet en driftsforstyrrelse i 2001 var 410,7 MWh. Dette var i forbindelse med omlegging av drift i Høyanger, hvor det oppstod kortslutning på en 12 kV skillebryter. Samtidig sviktet trykkluftanlegget for bryterene, og gjenopprettingstiden ble derfor lang.

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.



Figur 2.19 Driftsforstyrrelser i nett med spenning større eller lik 132 kV fordelt på avbrutt effekt og avbruddsvarighet i 2001

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, feilhyppighet¹⁾, 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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
Kraftledning ²⁾	29755	219	0,74	1,11	119	0,40	0,29	338	1,14	1,4	1635	32,7	9986	46,0
Kraftkabel ²⁾	1295	3	0,23	0,23	12	0,93	1,04	15	1,16	1,26	89	1,8	1	0,0
Krafttransformator	2683	9	0,34	0,46	22	0,82	0,62	31	1,16	1,08	59	1,2	9	0,0
Effektbryter		32			28			60			95	1,9	207	1,0
Skillebryter		9			18			27			695	13,9	0	0,0
Strømtransf.		0			6			6			20	0,4	0	0,0
Spenningstransf.		1			10			11			531	10,6	0	0,0
Samleskinne		3			9			12			23	0,4	9	0,0
Avleder		1			11			12			25	0,5	135	0,6
Slukkespole		0			0			0			0	0,0	0	0,0
HF-sperre		0			1			1			0	0,0	0	0,0
Generator	656	27	4,12	4,11	38	5,79	5,54	65	9,91	9,65	0	0,0	104	0,5
Magnetiseringsutstyr	656	3	0,46	0,31	14	2,13	0,99	17	2,59	1,30	0	0,0	154	0,7
Turbin	656	1	0,15	0,52	12	1,83	1,48	13	1,98	2,00	0	0,0	7636	35,2
Turbinregulator	656	10	1,52	0,90	25	3,81	1,97	35	5,34	2,87	8	0,1	139	0,6
Ventilsystem	656	10	1,52	0,69	18	2,74	1,40	28	4,27	2,09	0	0,0	35	0,2
Anl. i vannvei		4			12			16			0	0,0	1166	5,4
Vassdr./mag./dam		8			0			8			0	0,0	748	3,4
Fasekomp. (Rot.)	13	0	0,00	6,15	4	30,77	20,00	4	30,77	26,15	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (Kond.)	180	0	0,00	1,47	3	1,65	2,89	3	1,65	4,36	219	4,4	0	0,0
Fasekomp (Reakt.)	34	0	0,00	2,06	1	2,94	6,18	1	2,94	8,24	0	0,0	0	0,0
Fasekomp (SVC)	12	6	50,00	46,67	3	25,00	15,00	9	75,00	61,67	0	0,0	0	0,0
HVDC-anlegg		0			0			0			0	0,0	0	0,0
Stasjonsforsyning		6			1			7			0	0,0	0	0,0
Hjelpesystem		11			17			28			0	0,0	102	0,5
Annet prim. anlegg		18			3			21			63	1,2	100	0,5
Ukjent		40			8			48			120	2,4	95	0,4
Vern ledn./kabel		57			14			71			628	12,5	45	0,2
Vern krafttransf.		42			17			59			539	10,8	2	0,0
Vern prod.anlegg		55			19			74			0	0,0	69	0,3
Vern øvrige		10			4			14			37	0,7	0	0,0
Kontr.ut. ledn./kabel		11			8			19			5	0,1	0	0,0
Kontr.ut. krafttransf.		9			7			16			210	4,2	6	0,0
Kontr.ut. prod.anl.		63			58			121			8	0,2	968	4,5
Kontr.ut øvrig		5			10			15			0	0,0	0	0,0
Totalt		673			532			1205			5009	100,0	21716	100,0

¹⁾ Feilhyppighet er bare beregnet for anleggsdeler hvor det foreligger oversikt over antall anleggsdeler.

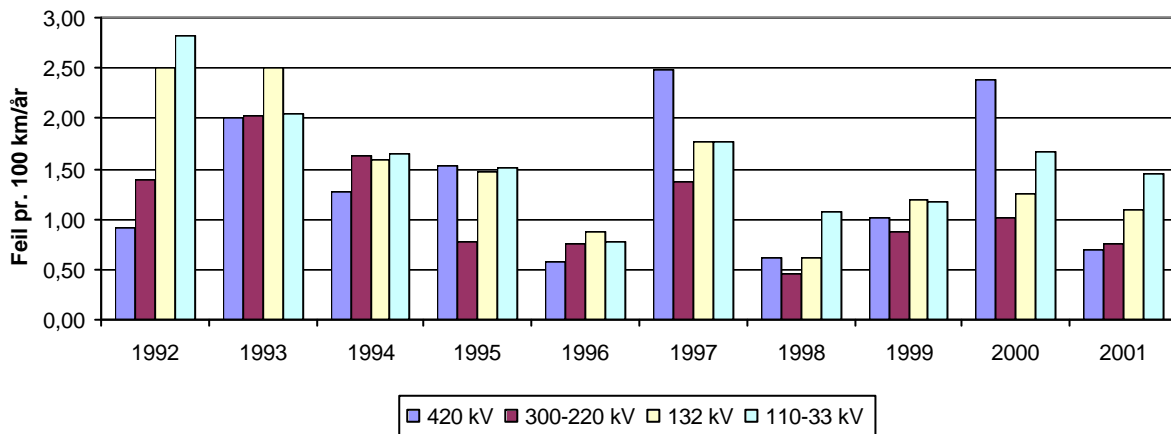
²⁾ Feilhyppighet for kraftledning og kraftkabel er oppgitt i feil pr. 100 km/år.

Statistikken for 2001 omfatter til sammen 1205 feil, hvorav 673 forbigående og 532 varige. Flest feil ble registrert på kraftledninger, kontrollutstyr for produksjonsanlegg og ledningsvern. Feilhyppigheten pr. 100 anleggsdel/år var størst for SVC-anlegg, roterende fasekompensator og generator. Feil på kraftledninger medførte de største konsekvensene i form av både ILE og tapt vann. Feil på generatorer medførte også store konsekvenser 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		
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%	
420	2273	14	0,62	1,25	2	0,09	0,10	16	0,70	1,35	1	0,1	0	0,0	
300-220	5825	38	0,65	1,03	6	0,10	0,08	44	0,76	1,11	65	4,0	864	8,6	
132	10062	84	0,83	1,24	26	0,26	0,24	110	1,09	1,49	540	33,0	2555	25,6	
110-33	11595	83	0,72	1,09	85	0,73	0,51	168	1,45	1,59	1029	62,9	6566	65,8	
Totalt	29755	219	0,74	1,11	119	0,40	0,29	338	1,14	1,40	1635	100,0	9986	100,0	

Statistikken viser at feilfrekvensen på kraftledning på alle spenningsnivå var betydelig lavere i 2001 enn gjennomsnittet siste 10 år. Det var til sammen 338 feil i 2001, fordelt på 219 forbigående og 119 varige feil. Dette er færre forbigående feil og flere varige feil enn gjennomsnittet siste 10 år.

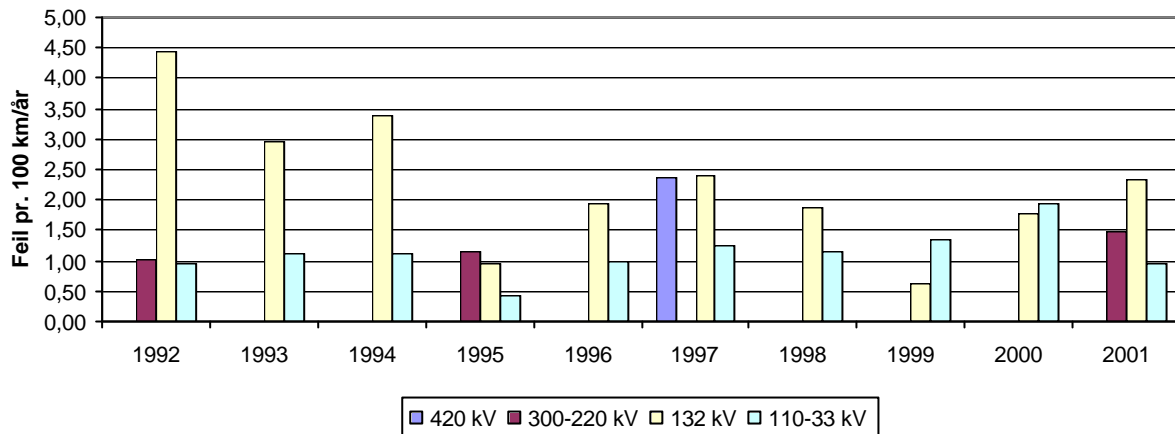


Figur 3.1 Feil på kraftledninger fordelt på år og spenningsnivå.

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		
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%	
420	25	0	0,00	0,24	0	0,00	0,00	0	0,00	0,24	0	0,0	0	0,0	
300-220	67	0	0,00	0,00	1	1,49	0,36	1	1,49	0,36	8	9,0	0	0,0	
132	172	0	0,00	0,54	4	2,32	1,73	4	2,32	2,27	3	3,5	0	0,0	
110-33	1031	3	0,29	0,15	7	0,68	0,97	10	0,97	1,13	78	87,5	1	100,0	
Totalt	1295	3	0,23	0,23	12	0,93	1,04	15	1,16	1,26	89	100,0	1	100,0	

Figur 3.2 viser at 2001 var et relativt normalt år i forhold til feil på 132 kV kabler, mens det for kabler på 300-220 kV var noe høyere feilfrekvens enn normalt. Det ble ikke registrert feil på kabler på 420 kV nivå i 2001.



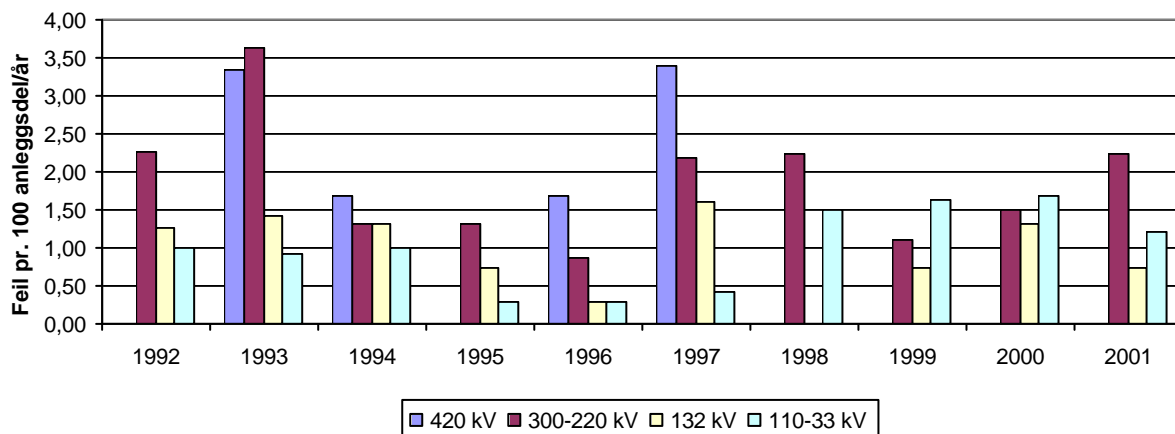
Figur 3.2 Feil på kabler fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.3 Feil på krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
420	61	0	0,00	0,67	0	0,00	0,34	0	0,00	1,01	0	0,0	0	0,0
300-220	269	0	0,00	0,45	6	2,23	1,28	6	2,23	1,86	1	2,2	0	0,0
132	690	4	0,58	0,47	1	0,14	0,48	5	0,72	0,94	13	21,9	0	0,0
110-33	1663	5	0,30	0,42	15	0,90	0,58	20	1,20	1,00	45	75,9	9	100,0
Totalt	2683	9	0,34	0,46	22	0,82	0,62	31	1,16	1,08	59	100,0	9	100,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

Tabellen viser at det ble registrert 31 feil på krafttransformatorer i 2001, derav 9 forbigående og 22 varige. Andel varige feil var noe høyere enn gjennomsnittet de 10 siste år. Det var ingen feil på krafttransformatorer på 420 kV nivå. 65% av feilene er registrert på krafttransformatorer med spenningsnivå 33-110 kV.

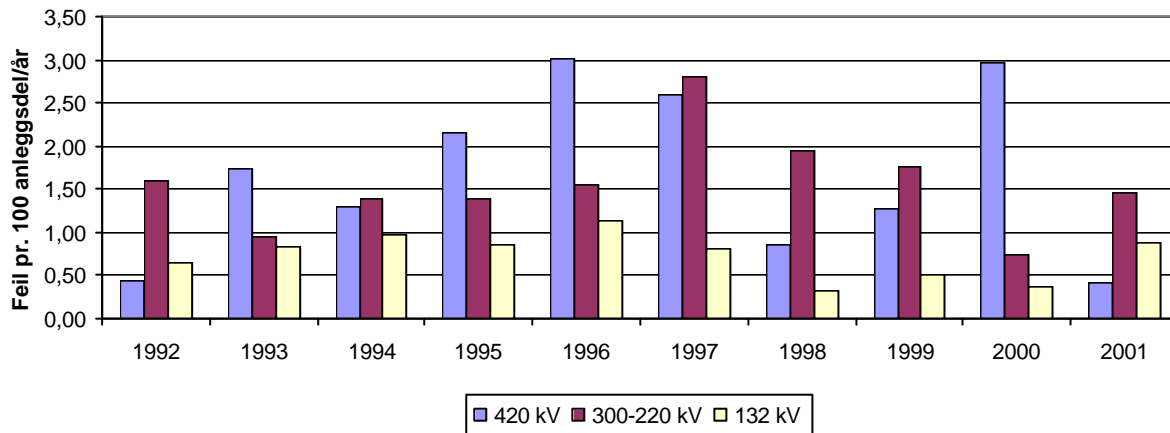


Figur 3.3 Feil på krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
420	236	1	0,42	0,69	0	0,00	0,99	1	0,42	1,68	0	0,0	0	0,0
300-220	684	5	0,73	0,60	5	0,73	0,96	10	1,46	1,56	50	52,8	0	0,0
132	1939	12	0,62	0,38	5	0,26	0,35	17	0,88	0,73	19	19,9	207	100,0
110-33	-	14	-	-	18	-	-	32	-	-	26	27,3	0	0,0
Totalt	-	32	-	-	28	-	-	60	-	-	95	100,0	207	100,0

Tabellen viser at det var 60 feil på effektbrytere i 2001, derav 32 forbigående og 24 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.



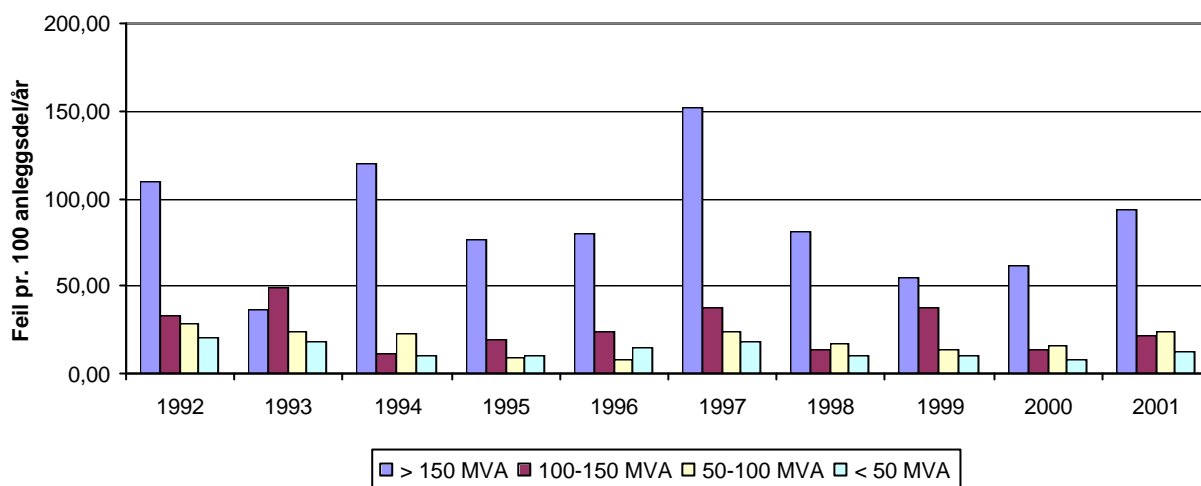
Figur 3.4 Feil på effektbrytere fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.5 Feil på vannkraftaggregat¹⁾ 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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
> 150	31	11	35,48	35,16	18	58,06	51,37	29	93,55	86,53	0	0,0	0	0,0
100-150	45	3	6,67	8,67	7	15,56	17,56	10	22,22	26,22	0	0,0	0	0,0
50 -100	119	7	5,88	6,53	21	17,65	12,21	28	23,53	18,73	0	0,0	89	32,5
< 50	133	5	3,76	3,50	11	8,27	9,64	16	12,03	13,14	0	0,0	184	67,5
Totalt	328	26	7,93	8,33	57	17,38	15,62	83	25,30	23,94	0	0,0	273	100,0

¹⁾ Vannkraftaggregat omfatter anleggsdelene generator, turbin, turbinregulator, ventilsystem og magnetiseringsystem

Tabellen viser at det var flere registrerte feil på vannkraftaggregat i 2001 enn gjennomsnittet siste 10 år. Antall feil var 83, hvor 26 var forbigående og 57 varige. Aggregat med ytelse større enn 150 MVA har en 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.



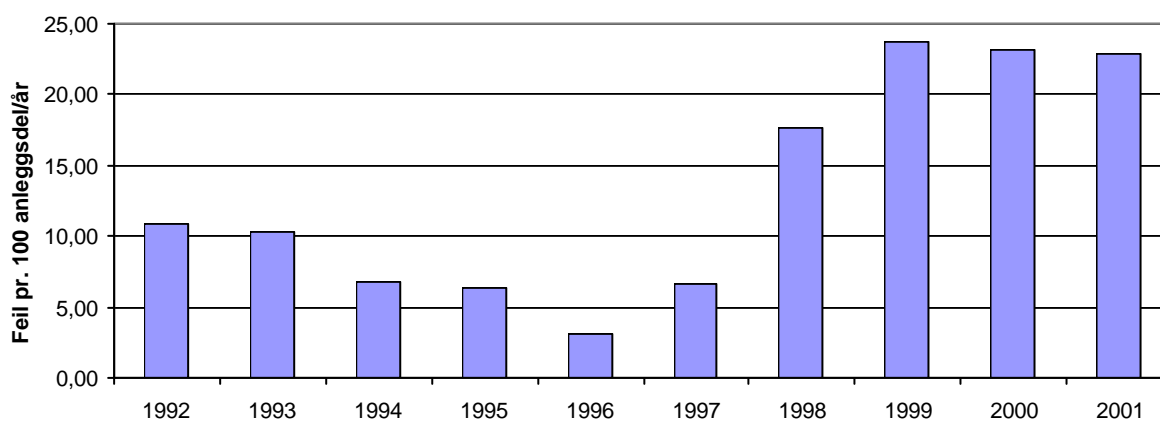
Figur 3.5 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 132-420 kV nett fordelt på år og ytelse.

3.1.6 Feil på vannkraftaggregat¹⁾ 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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	25	7,62	5,30	50	15,24	7,86	75	22,87	13,16	8	100,0	7795	100,0

¹⁾ 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 1998-2001 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 1998-2001.



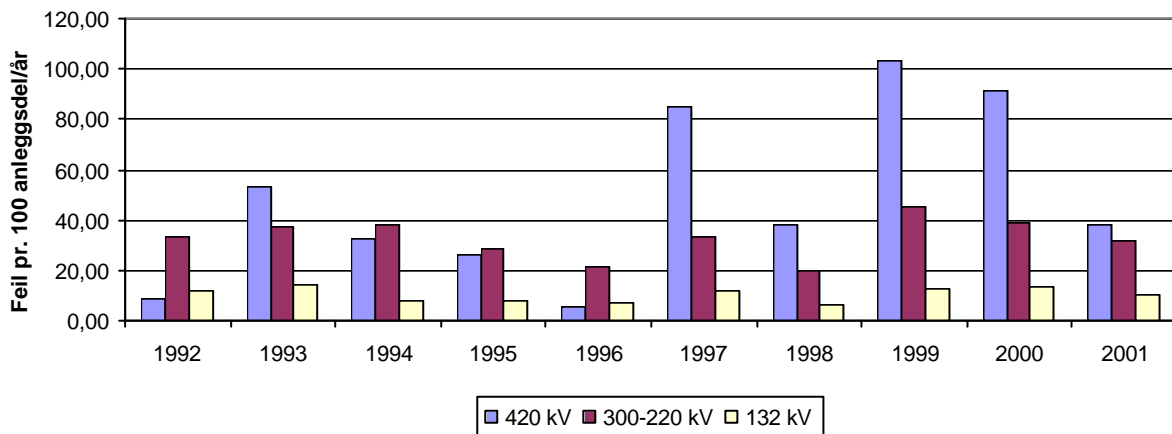
Figur 3.6 Feil på vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

3.1.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler

Spenningsnivå (kV)	Antall ledn. ¹⁾	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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
420	34	7	20,59	28,53	6	17,65	19,71	13	38,24	48,24	0	0,0	0	0,0
300-220	132	24	18,18	22,06	7	5,30	9,72	31	23,48	31,79	247	39,4	0	0,0
132	429	30	6,99	7,18	7	1,63	3,15	37	8,62	10,33	355	56,5	45	100,0
110-33	-	7	-	-	2	-	-	9	-	-	26	4,1	0	0,0
Totalt	-	68	-	-	22	-	-	90	-	-	628	100,0	45	100,0

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

Det fremgår av tabellen at det var 90 feil, derav 68 forbigående og 22 varige feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler i 2001. 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 2001. Dette kan skyldes at en del anleggseiere i liten grad fokuserer på feil i vern og kontrollutstyr, og at feilene derfor ikke blir registrert.



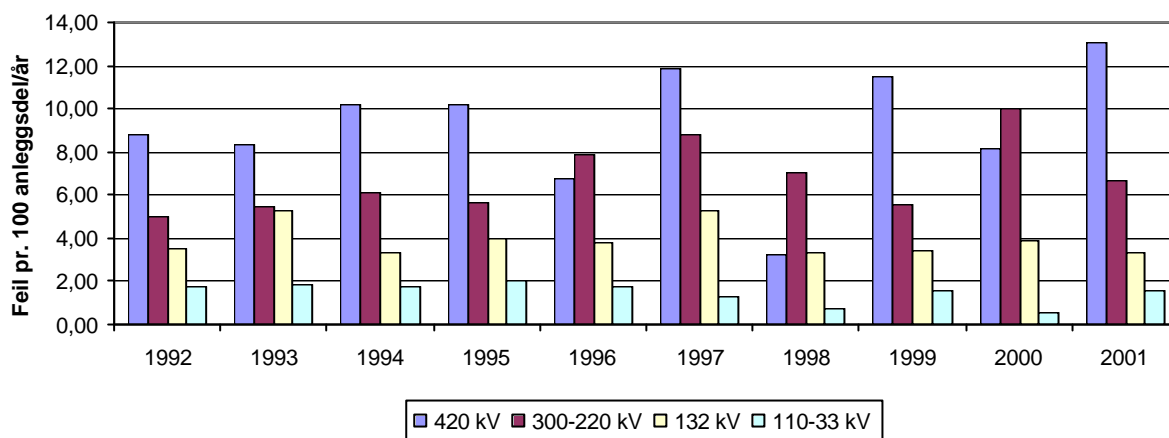
Figur 3.7 Feil på vern og kontrollutstyr for kraftledninger og kabler fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
420	61	6	9,84	5,67	2	3,28	3,55	8	13,11	9,22	105	14,0	0	0,0
300-220	269	13	4,83	4,69	5	1,86	2,13	18	6,69	6,83	100	13,3	0	0,0
132	690	20	2,90	2,94	3	0,43	0,98	23	3,33	3,92	503	67,2	2	28,2
110-33	1663	12	0,72	0,91	14	0,84	0,59	26	1,56	1,50	41	5,5	6	71,8
Totalt	2683	51	1,90	1,95	24	0,89	0,92	75	2,80	2,87	749	100,0	8	100,0

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens høyspentside.

Antall feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer i 2001 samsvarer med gjennomsnittet siste 10 år. Det var høyest feilhyppighet på 420 kV nivå og størst mengde ikke levert energi på 132 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.



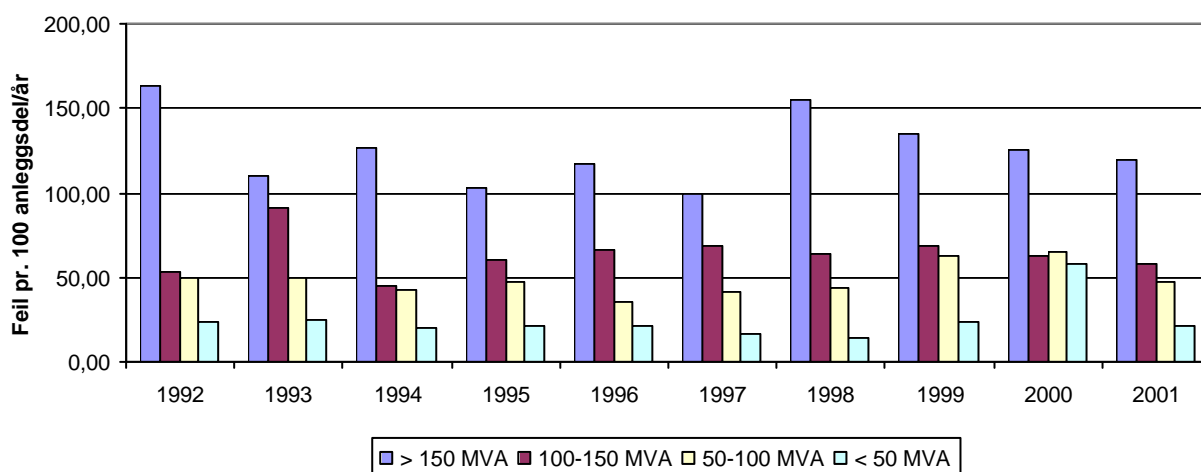
Figur 3.8 Feil på vern og kontrollutstyr for krafttransformatorer fordelt på år og spenningsnivå.

3.1.9 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat¹⁾ 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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
> 150	31	17	54,84	66,59	20	64,52	58,96	37	119,35	125,55	0	0,0	0	0,0
100-150	45	14	31,11	33,33	12	26,67	30,44	26	57,78	63,78	0	0,0	80	12,9
50 -100	119	40	33,61	31,22	16	13,45	17,15	56	47,06	48,37	4	55,2	326	52,7
< 50	133	23	17,29	15,00	6	4,51	9,53	29	21,80	24,54	4	44,8	213	34,4
Totalt	328	94	28,66	28,34	54	16,46	19,88	148	45,12	48,23	8	100,0	619	100,0

¹⁾ 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 2001 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.

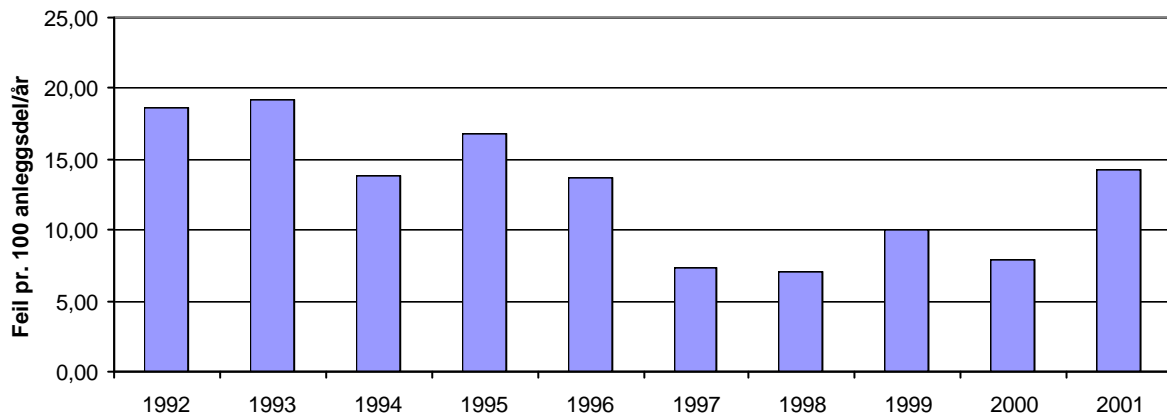
3.1.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat ¹⁾ med direkte innmating mot 33-110 kV nett

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	
			2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001		2001	Gj.snitt 1992-2001	MWh	%	MWh	%
0 -120	328	24	7,32	7,31	23	7,01	5,59	47	14,33	12,90	0	-	402	100,0

¹⁾ 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 2001 er tilnærmet likt gjennomsnittet siste 10 år. I 2001 var det til sammen 47 feil, derav 24 forbigående og 23 varige.

Feilhyppigheten ble merkbart endret fra 1997, hvilket kan skyldes manglende registrering av denne typen feil etter at rapporteringsrutinene ble endret.

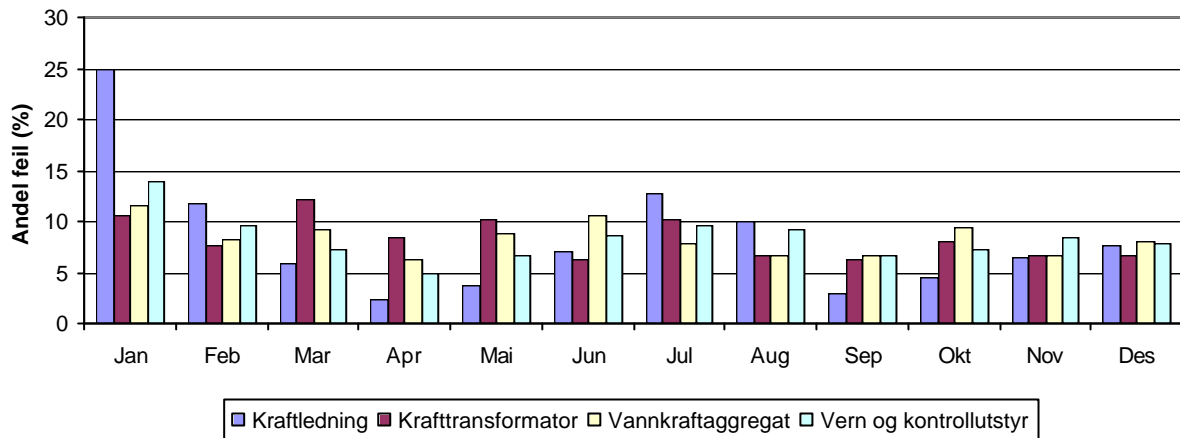


Figur 3.10 Feil på vern og kontrollutstyr for vannkraftaggregat tilknyttet 33-110 kV nett fordelt på år.

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	4183	24,9	11,9	5,9	2,3	3,7	7,0	12,8	9,9	3,0	4,5	6,4	7,7	100,0
Kraftkabel	148	18,9	7,4	7,4	8,1	7,4	3,4	11,5	10,2	4,7	7,4	3,4	10,2	100,0
Krafttransformator	272	10,7	7,7	12,1	8,5	10,3	6,3	10,3	6,6	6,2	8,1	6,6	6,6	100,0
Effektbryter	485	13,4	8,9	8,1	6,6	7,6	8,7	8,0	8,0	6,0	9,5	7,2	8,0	100,0
Skillebryter	210	10,5	8,6	4,7	6,2	10,5	10,0	9,0	7,1	10,5	7,6	8,6	6,7	100,0
Strømtransf.	80	5,0	7,5	11,3	2,5	7,5	8,7	18,7	8,7	6,3	11,3	7,5	5,0	100,0
Spenningstransf.	131	6,1	7,6	10,7	3,1	9,2	14,5	12,2	5,3	6,1	8,4	9,2	7,6	100,0
Samleskinne	161	23,6	11,2	6,9	6,2	3,1	9,3	8,1	9,3	3,7	8,7	3,7	6,2	100,0
Avleder	122	33,6	11,5	5,7	3,3	4,1	7,4	4,9	6,5	6,6	4,1	5,7	6,6	100,0
Slukkespole	12	8,3	0,0	8,3	0,0	0,0	8,3	16,7	8,4	8,3	0,0	16,7	25	100,0
HF-sperre	6	0,0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	16,6	16,7	16,7	16,7	100,0
Generator	647	11,9	8,4	8,8	4,9	10,2	12,1	8,5	6,8	6,5	8,8	5,7	7,4	100,0
Magnetiseringsutstyr	86	10,5	2,3	9,3	12,8	2,3	11,6	8,2	3,5	8,1	7,0	11,6	12,8	100,0
Turbin	136	10,3	6,6	8,1	5,2	13,2	10,3	4,4	5,9	5,1	16,2	8,1	6,6	100,0
Turbinregulator	194	12,4	9,8	10,8	5,7	5,7	10,8	9,3	6,2	8,2	8,2	7,2	5,7	100,0
Ventilsystem	137	10,2	10,2	10,2	10,2	6,6	3,6	5,1	8,8	6,6	9,5	6,6	12,4	100,0
Anl. i vannvei	137	15,3	10,9	8,0	5,8	6,6	9,5	6,6	6,6	6,6	8,7	6,6	8,8	100,0
Vassdr./mag./dam	28	7,1	10,7	7,1	10,7	14,3	3,6	3,6	3,6	7,1	3,6	10,7	17,9	100,0
Fasekomp. (Rot.)	34	5,9	11,8	2,9	8,8	5,9	5,9	17,7	5,9	17,6	2,9	2,9	11,8	100,0
Fasekomp (Kond.)	80	3,8	7,5	6,3	7,5	6,2	7,5	10,0	5,0	11,2	12,5	13,7	8,8	100,0
Fasekomp (Reakt.)	17	11,7	5,9	17,6	5,9	11,8	23,5	0,0	0,0	0,0	11,8	0,0	11,8	100,0
Fasekomp (SVC)	74	6,7	2,7	8,1	2,7	9,5	8,1	14,9	13,5	12,2	9,5	6,7	5,4	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	208	13,9	9,1	5,3	4,8	7,2	10,6	11,5	6,3	3,9	6,7	10,1	10,6	100,0
Hjelpesystem	207	9,7	8,7	7,2	7,2	7,2	8,2	8,2	6,8	7,3	12,1	10,6	6,8	100,0
Annet prim. anlegg	72	5,6	13,9	2,8	5,6	6,9	8,3	13,9	12,5	2,8	9,7	9,7	8,3	100,0
Ukjent	354	7,6	10,5	5,6	8,5	10,5	12,7	9,0	6,5	8,2	5,1	8,5	7,3	100,0
Vern ledn./kabel	927	17,8	10,7	7,0	3,0	5,6	8,2	11,7	10,7	5,3	5,8	7,0	7,2	100,0
Vern krafttransf.	511	13,3	12,5	5,9	3,7	4,1	10,0	9,4	10,2	7,2	6,1	8,6	9,0	100,0
Vern prod.anlegg	580	12,2	9,6	5,9	5,0	4,7	8,6	10,2	11,2	8,3	7,6	9,3	7,4	100,0
Vern øvrige	218	12,4	9,2	6,4	4,6	10,1	12,4	8,2	8,7	5,5	9,2	5,5	7,8	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	365	17,0	11,2	7,7	3,6	6,3	9,3	12,6	7,1	4,9	4,1	9,6	6,6	100,0
Kontr.ut. krafttransf.	252	14,3	11,5	10,3	4,4	5,2	8,3	7,9	5,6	7,9	9,1	7,6	7,9	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	1621	11,7	7,8	7,7	6,5	8,7	7,6	8,5	8,6	6,9	8,9	9,1	8,0	100,0
Kontr.ut øvrig	219	15,5	9,1	8,2	6,4	5,5	8,7	7,8	8,2	7,8	3,2	9,6	10,0	100,0
Alle anleggsdeler	12966	16,9	10,1	7,0	4,5	6,2	8,4	10,5	8,8	5,5	6,8	7,5	7,8	100,0

Tabellen viser hvordan feil på de ulike anleggsdelene fordelte seg over året for perioden 1992-2001. 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.

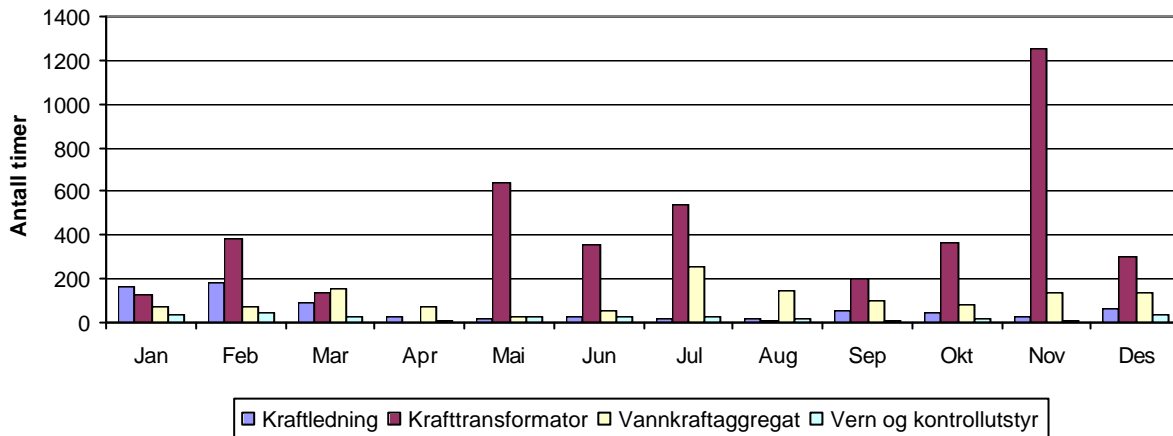
3.3 Variasjon i midlere reparasjonstid (tt.mm) over året

Anleggsdel	Middel verdi	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Kraftledning	86.12	167.07	182.32	87.40	25.20	21.32	23.43	14.27	17.14	50.46	41.43	26.2	61.56
Kraftkabel	216.27	232.09	337.53	394.40	47.33	177.03	363.04	145.42	201.16	249.57	261.12	24.57	239.00
Krafttransformator	383.12	132.19	385.35	137.27	3.03	638.23	352.28	536.38	12.36	202.33	370.05	1249.39	299.48
Effektbryter	306.14	349.33	221.01	75.50	1072.10	439.12	147.12	313.40	46.01	150.16	44.07	385.42	623.20
Skillebryter	130.55	24.03	124.60	74.28	42.15	811.05	11.43	86.47	80.03	65.31	43.16	41.46	6.30
Strømtransf.	269.05	30.53	31.04	916.03	72.00	107.33	748.40	43.54	143.49	721.36	116.44	47.00	77.13
Spenningstransf.	212.02	107.37	1368.31	54.31	432.07	275.33	57.27	69.38	51.56	309.36	32.06	162.30	103.22
Samleskinne	259.27	592.30	12.52	1591.29	57.20	38.00	114.15	165.24	304.33	78.04	27.44	9.31	21.46
Avleder	138.11	78.38	87.38	802.59	21.15	24.00	83.23	70.28	13.10	450.0	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	720.0	3.41	16.41	0.00	28.00
Generator	58.13	15.27	55.05	38.27	141.21	15.11	45.60	80.39	216.11	75.48	25.30	36.20	84.44
Magnetiseringsutstyr	98.59	29.57	56.51	7.25	123.28	10.48	55.41	437.26	9.04	80.32	67.51	44.26	98.44
Turbin	155.02	156.45	57.39	266.49	13.21	12.37	23.31	27.55	789.54	16.52	323.22	0.57	215.02
Turbinregulator	23.00	7.54	12.25	12.04	2.29	181.30	12.56	23.32	98.54	7.22	3.21	1.48	1.57
Ventilsystem	12.31	7.48	10.17	4.49	28.31	6.34	13.17	5.21	2.53	11.49	5.37	2.47	48.44
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	24.0	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	6.58	3.05	4.25	7.25	0.29	1.04	8.21	20.59	4.05	1.43	1.33	1.56	0.54
Hjelpesystem	4.44	1.48	3.56	7.41	3.33	3.47	1.13	1.55	10.27	10.33	1.17	8.28	0.43
Annet prim. anlegg	77.07	0.00	36.08	10.45	491.19	20.15	2.00	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	34.30	12.17	6.07	181.20	11.25	76.18	18.57	45.21	8.23	31.38	32.35	1.16	2.32
Vern kraftransf.	12.23	2.40	56.01	3.22	1.22	0.50	2.06	6.43	26.18	7.58	13.32	35.23	0.47
Vern prod.anlegg	21.07	36.14	10.17	1.42	170.30	1.07	3.46	11.51	4.26	33.56	9.05	6.48	2.27
Vern øvrige	5.58	2.03	1.34	1.46	1.56	1.43	11.19	1.14	14.04	1.20	0.18	0.34	25.16
Kontr.ut. ledn./kabel	15.43	5.47	6.19	2.35	8.00	77.49	3.39	4.60	3.03	1.26	1.06	45.47	8.28
Kontr.ut. kraftrans.	53.51	333.30	18.10	3.16	28.25	3.09	28.23	77.10	24.46	4.25	5.35	2.11	52.27
Kontr.ut. prod.anl.	14.49	16.23	11.46	19.37	28.22	11.29	15.41	10.11	21.41	12.29	9.09	15.38	5.27
Kontr.ut øvrig	17.49	0.33	12.24	12.26	15.21	5.54	52.23	5.17	6.27	12.13	24.30	9.59	6.05

Tabellen viser hvordan midlere reparasjonstid fordelte seg over året for perioden 1992-2001. 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 og reaktorer 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 ekstremt lang reparasjonstid som trekker middelverdien opp. Krafttransformatorer har også lange reparasjonstider. Fordelingen her er imidlertid ikke så påvirket av ekstreme enkelthendelser.

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.

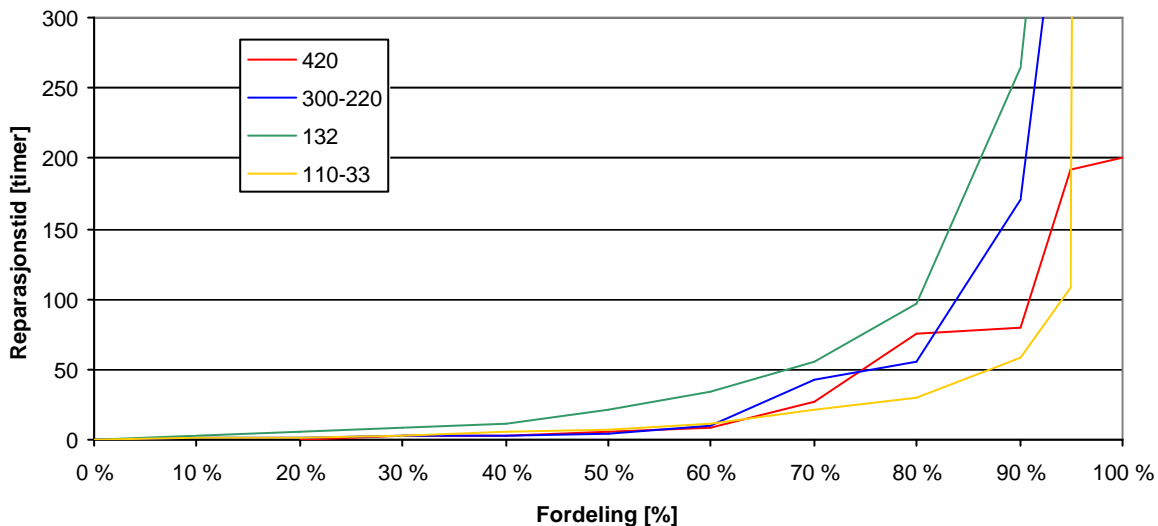
3.4 Kumulativ fordeling av reparasjonstid

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 90 % av alle kraftledningsfeil på 420 kV nivå til reparasjonstid **kortere** enn 80 timer. Det betyr igjen at 10 % av alle kraftledningsfeil medfører **lengre** reparasjonstid enn dette. Datagrunnlaget er alle varige feil som er registrert med reparasjonstid > 0 for perioden 1992-2001. 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	22	35.34	59.16	0.13	0.21	0.38	2.33	3.26	5.04	8.53	27.00	75.00	80.00	200.00
300-220	43	105.18	305.50	0.30	1.20	2.00	2.17	3.31	4.26	9.49	42.10	55.32	170.37	1536.00
132	230	141.48	438.43	0.03	2.28	5.00	7.57	12.0	20.52	34.30	55.00	96.00	264.00	3360.00
110-33	439	57.45	412.04	0.02	0.55	1.58	3.30	5.00	7.00	12.00	22.00	30.00	59.00	7296.00

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



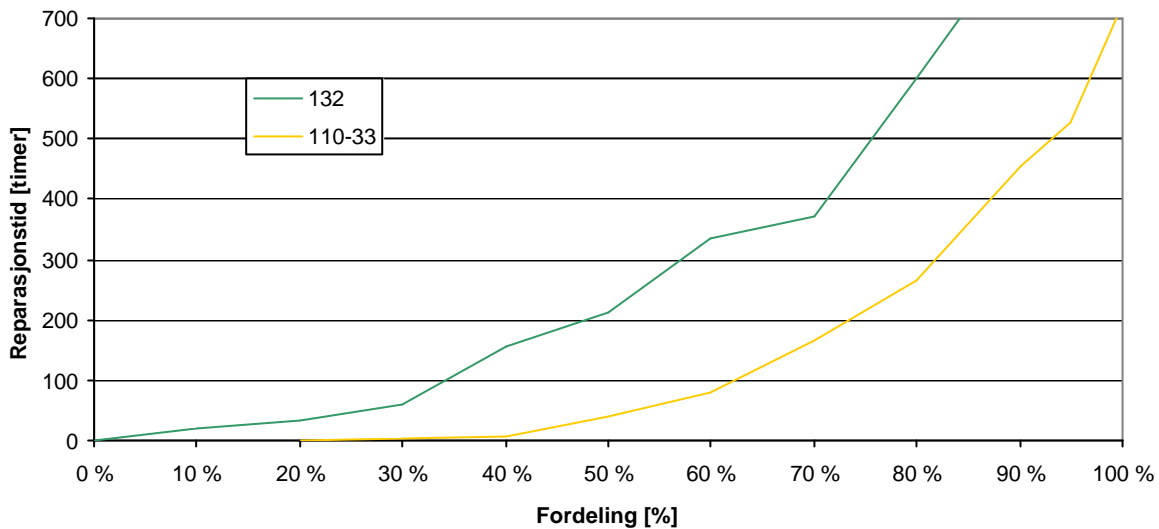
Figur 3.13 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for kraftledninger.

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 ¹⁾	3	500.52	813.51	1.36	61.00	1140.00	-	-	-	-	-	-	-	-
132	31	324.47	334.54	0.57	20.18	32.00	59.14	155.00	212.00	336.00	370.00	600.00	838.00	1210.00
110-33	55	139.53	196.35	0.08	0.38	1.09	3.36	8.00	40.00	79.00	166.39	264.23	456.00	722.54

¹⁾ 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.

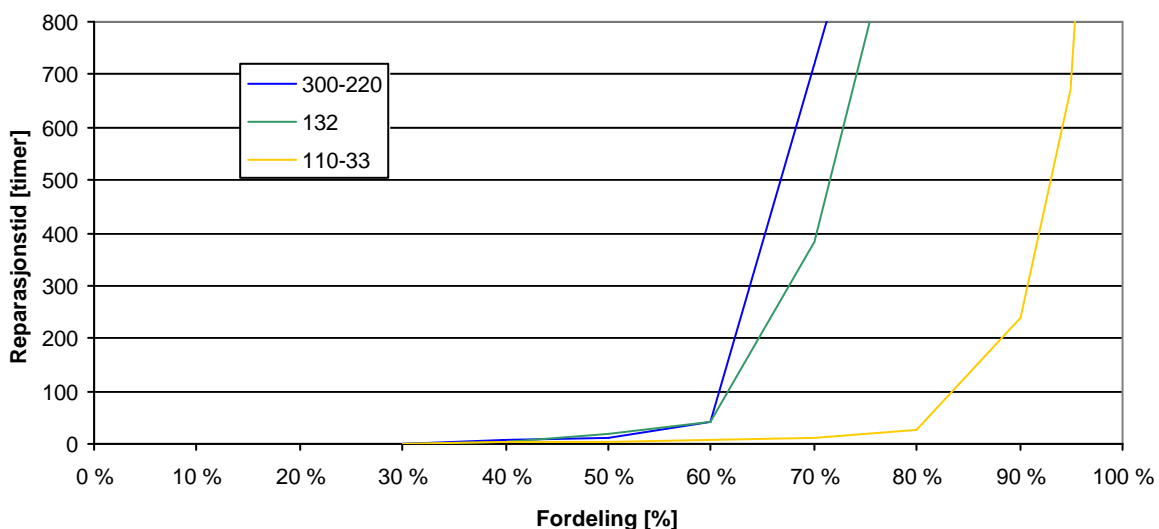
3.4.3 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for krafttransformatorer

Spenningsnivå (kV) ¹⁾	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420 ²⁾	2	1076.00	1419.52	72.00	2080.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300-220	30	819.23	1460.40	0.32	0.46	1.24	1.46	6.58	11.24	42.00	720.00	1389.51	2881.00	5852.00
132	29	476.43	829.22	0.07	0.13	0.56	1.51	2.58	19.40	40.00	384.00	1152.00	1944.00	2784.00
110-33	66	122.50	410.41	0.09	0.20	0.28	0.46	2.00	3.16	5.53	10.17	26.20	240.00	2203.00

¹⁾ Spenningsnivå er referert transformatorens primærside.

²⁾ 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 kan det virke som om det inntreffer en annen kategori feil som er mer omfattende å reparere ved reparasjonstider lengre enn 60 %-verdien.

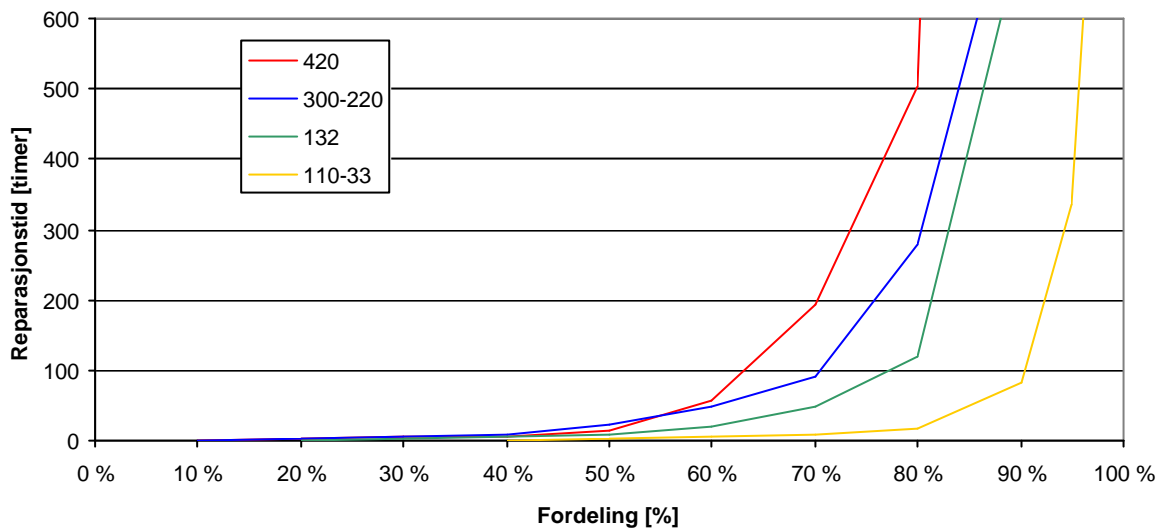


Figur 3.15 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for krafttransformatorer.

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	25	1113.60	2734.39	0.32	0.58	2.00	6.00	6.48	14.00	56.00	192.00	504.00	4382.54	12360.00
300-220	63	327.20	818.38	0.06	0.30	3.00	5.00	8.23	21.20	46.57	90.00	279.00	840.00	4000.00
132	67	243.03	655.35	0.03	0.43	1.00	2.00	4.53	7.25	21.17	48.00	120.00	720.00	3075.00
110-33	69	54.44	205.11	0.01	0.08	0.27	0.51	1.23	2.55	5.11	8.00	16.00	82.00	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.



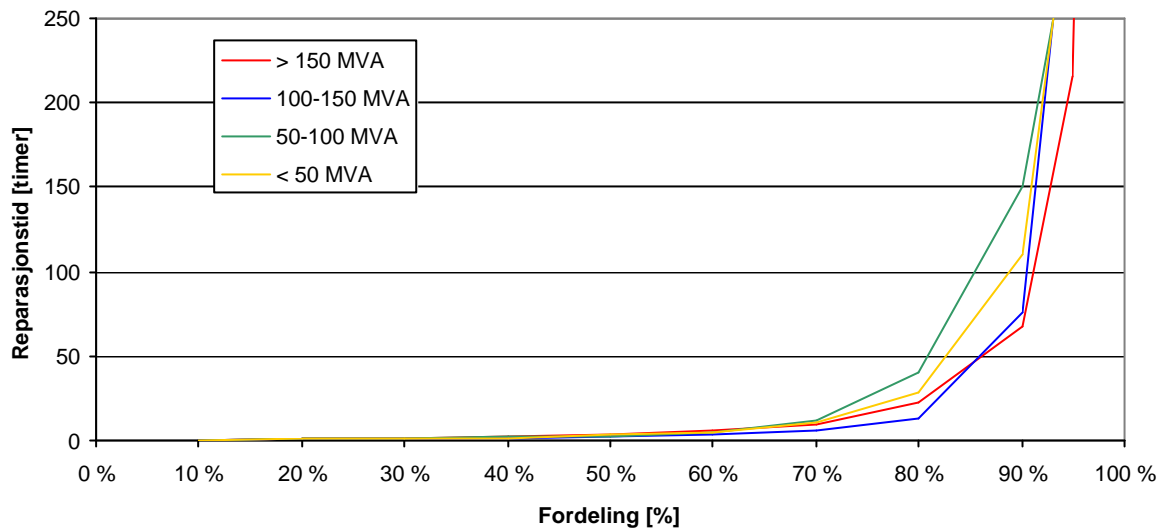
Figur 3.16 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for effektbrytere.

3.4.5 Kumulativ fordeling av reparasjonstid (tt.mm) for vannkraftaggregat¹⁾ 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	151	46.13	180.06	0.12	0.35	1.00	1.34	2.26	3.38	5.25	9.30	22.00	68.00	1521.00
100-150	77	72.41	267.17	0.06	0.29	0.54	1.15	1.32	2.50	4.07	5.49	12.40	76.00	1522.00
50-100	134	66.43	233.17	0.13	0.29	0.48	1.05	1.49	2.49	5.00	11.16	40.00	151.00	2162.00
< 50	310	67.46	266.22	0.02	0.22	0.38	1.00	1.45	3.00	5.14	10.10	28.34	110.00	2520.00

¹⁾ 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.



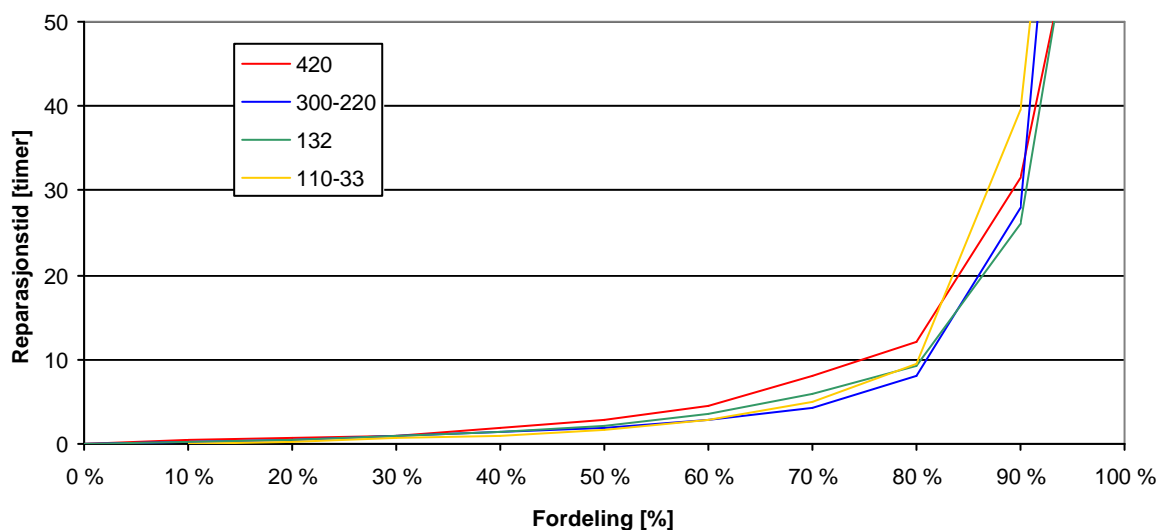
Figur 3.17 Kumulativ fordeling av reparasjonstid for vannkraftaggregat.

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

Spenningsnivå (kV)	Antall feil	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
420	210	18.01	101.43	0.01	0.23	0.39	1.00	1.50	2.53	4.31	8.00	12.00	31.25	1450.00
300-220	476	25.17	114.49	0.01	0.17	0.35	1.00	1.20	2.00	2.45	4.23	8.00	28.00	1488.00
132	432	19.20	143.03	0.01	0.14	0.34	0.55	1.20	2.02	3.30	6.00	9.10	26.00	2880.00
110-33	310	16.48	52.35	0.01	0.06	0.21	0.40	1.00	1.35	2.48	5.00	9.31	39.40	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.

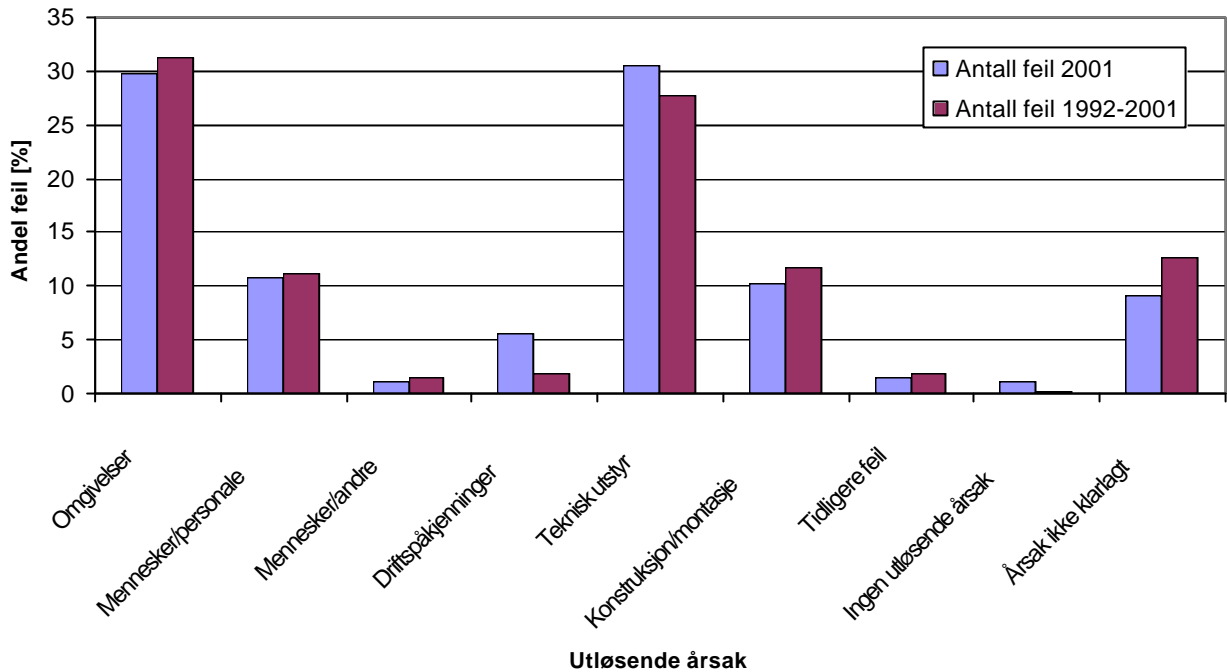
3.5 Prosentvis fordeling av utløsende årsak for feil og ikke levert energi

Utløsende årsak	Forbigående feil				Varige feil				Alle feil			
	Antall feil		ILE		Antall feil		ILE		Antall feil		ILE	
	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
Omgivelser	35,8	39,8	27,9	54,2	22,4	17,1	31,7	39,2	29,9	31,4	30,3	44,3
Tordenvær	23,3	18,9	15,9	9,0	3,8	2,6	7,5	2,4	14,7	12,8	10,6	4,7
Vind	5,4	14,0	3,6	26,8	5,1	3,4	9,8	13,5	5,2	10,0	7,5	18,2
Snø/is	2,2	2,8	3,7	2,4	1,5	2,7	2,0	6,5	1,9	2,8	2,6	5,0
Frost/tele	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0
Vann/hedbør/fuktighet	0,6	0,2	0,0	0,2	0,7	1,0	0,4	1,0	0,7	0,5	0,3	0,7
Salt/forurensing	0,3	1,1	0,0	4,3	0,0	0,5	0,0	0,3	0,2	0,9	0,0	1,7
Fremmedlegemer	0,0	0,1	0,0	0,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0
Fugl/dyr	0,3	0,9	0,1	0,2	0,7	0,6	0,7	0,1	0,5	0,8	0,5	0,2
Vegetasjon	2,7	0,8	4,6	2,7	8,5	4,3	10,6	11,5	5,2	2,1	8,3	8,3
Brann/eksplosjon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1
Annet/Ukjent	1,0	1,0	0,0	8,6	0,8	1,3	0,4	3,6	0,9	1,1	0,3	5,4
Mennesker/personale	13,2	13,6	12,7	9,4	7,7	7,3	0,7	5,1	10,8	11,2	5,2	6,6
Mennesker/andre	0,8	0,7	0,6	1,2	1,7	2,6	1,1	1,2	1,2	1,4	0,9	1,2
Feilbetjening	4,6	4,6	3,7	5,2	2,2	2,7	0,0	3,6	3,6	3,9	1,4	4,2
Arbeid/prøving	6,8	7,8	8,1	3,0	2,8	3,3	0,1	1,0	5,1	6,1	3,1	1,7
Trefelling	0,5	0,3	0,6	0,3	1,9	1,4	0,8	0,4	1,1	0,7	0,7	0,3
Graving/sprenging	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	0,5	0,3	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
Anleggsarbeid	0,2	0,1	0,0	0,4	0,4	0,2	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2
Trafikkskade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hærverk/sabotasje	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Annet/Ukjent	1,6	1,4	0,9	1,5	1,7	1,7	0,4	0,8	1,7	1,5	0,6	1,1
Driftspåkjenninger	6,0	1,7	5,4	0,8	5,1	1,9	12,5	1,4	5,5	1,8	9,8	1,2
Overbelastning	2,1	0,5	2,0	0,4	1,0	0,4	0,1	0,0	1,6	0,5	0,8	0,2
Høy/lav spenning	1,2	0,4	0,6	0,1	1,1	0,6	0,2	0,4	1,1	0,5	0,3	0,3
Annet/Ukjent	2,7	0,8	2,8	0,3	3,0	0,9	12,2	1,0	2,8	0,8	8,7	0,7
Teknisk utstyr	17,2	17,7	6,7	11,4	47,6	44,8	25,8	25,2	30,6	27,8	18,7	20,1
Aldring	1,5	1,6	0,6	1,1	7,1	11,9	2,9	9,2	4,0	5,4	2,1	6,2
Slitasje	1,3	0,3	0,0	0,0	4,5	1,1	3,0	0,3	2,7	0,6	1,9	0,2
Korrosjon	0,0	0,2	0,0	0,0	0,6	0,2	0,2	1,0	0,2	0,2	0,1	0,7
Lekkasje	0,0	0,1	0,0	0,0	2,6	0,9	3,4	0,5	1,2	0,4	2,1	0,3
Løse deler	0,2	0,0	0,0	0,0	1,5	0,6	0,0	0,5	0,7	0,3	0,0	0,3
Skadet/defekt del	0,7	0,3	0,0	0,1	12,8	3,4	2,7	1,3	6,1	1,4	1,7	0,9
Sprekk/brudd	0,3	0,0	3,4	0,2	0,8	0,9	0,0	0,7	0,5	0,3	1,3	0,5
Annet/Ukjent	13,2	15,2	2,7	10,0	17,7	25,8	13,6	11,7	15,2	19,2	9,5	11
Konstruksjon/montasje	12,0	8,4	42,9	11,1	7,9	17,2	14,0	9,5	10,2	11,7	24,8	10,0
Konstr.-dimensjoneringsfeil	1,2	2,6	1,0	2,9	0,9	2,3	0,0	0,9	1,1	2,5	0,4	1,6
Produksjonsfeil	0,3	0,2	5,9	0,4	0,4	1,9	0,0	3,8	0,3	0,8	2,2	2,6
Montasjefeil	0,6	0,4	0,0	0,0	1,3	2,7	7,1	1,4	0,9	1,3	4,5	0,9
Feil i innstilling/justering	5,5	3,5	35,2	6,8	3,0	6,4	5,8	2,6	4,4	4,6	16,7	4,1
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	0,3	0,4	0,0	0,0	1,1	3,2	1,1	0,6	0,7	1,4	0,7	0,3
Utilstrekkelig vern	1,9	0,7	0,5	0,6	0,4	0,4	0,0	0,1	1,2	0,6	0,2	0,3
Annet/Ukjent	2,2	0,6	0,3	0,4	0,8	0,3	0,0	0,1	1,6	0,5	0,1	0,2
Tidligere feil	1,5	1,5	0,0	1,1	1,3	2,6	13,3	12,1	1,4	1,9	8,4	8,8
Ingen utløsende årsak	1,3	0,2	0,2	0,0	0,9	0,3	0,1	0,0	1,2	0,2	0,1	0,0
Årsak ikke klarlagt	12,2	16,4	3,6	10,8	5,4	6,2	0,8	6,3	9,2	12,6	1,8	7,8
Sum	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

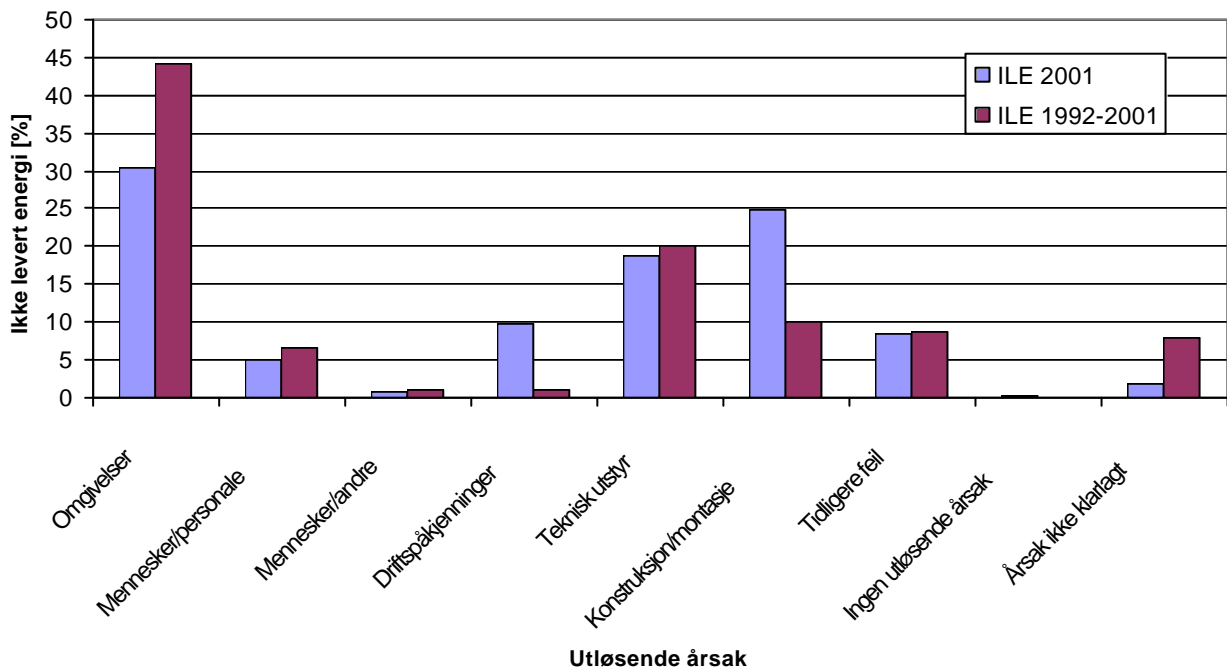
I tabellen inngår alle varige og forbigående feil fordelt på utløsende årsak. Med utløsende årsak menes hendelse eller omstendighet som fører til svikt på en enhet (se definisjoner i vedlegg 1).

Tabellen viser at det er samsvar mellom utløsende årsak for feil under driftsforstyrrelser i 2001 og gjennomsnittet siste 10 år. Unntaket er feil forårsaket av driftspåkjenninger som i 2001 er 5,5% mot snittet på 1,8%. Dessuten har feil der årsak ikke er klarlagt redusert fra 12,6% til 9,2%, som kan skyldes bedre rapportering.

Driftspåkjenninger og konstruksjon/montasje har forårsaket økt andel ikke levert energi i 2001 i forhold til gjennomsnittet siste 10 år. Omlag 30% av all ILE skyldtes påvirkning fra omgivelser i 2001. Dette er lavere enn gjennomsnittet som ligger på 44,3%.



Figur 3.19 Antall feil fordelt på utløsende årsak.



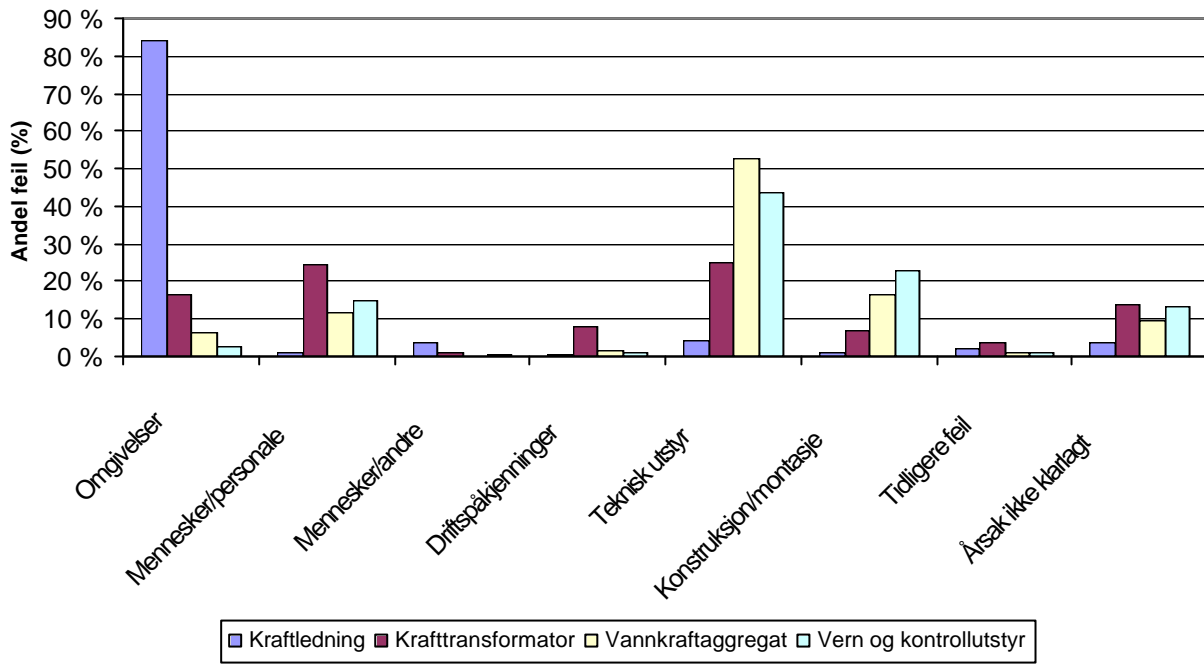
Figur 3.20 Ikke levert energi fordelt på utløsende årsak.

3.6 Prosentvis fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel

Anleggsdel	Ant. feil 2001	Omgivelser		Mennesker/personale		Mennesker/andre		Driftspåkjenninger		Teknisk utstyr		Konstruksjon/montasje		Tidligere feil		Ikke klarlagt/Ingen utløsn.		Sum	
		2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001	2001	1992-2001
Kraftledning	338,0	87,0	84,2	1,5	0,9	2,9	3,5	1,5	0,7	3,8	4,2	0,9	0,8	0,0	2,1	2,4	3,6	100,0	100,0
Kraftkabel	15,0	13,3	16,9	0,0	3,4	6,7	6,7	20,0	5,4	20,0	38,5	13,3	17,6	0,0	2,7	26,7	8,8	100,0	100,0
Krafttransformator	31,0	22,6	16,7	12,9	24,4	0,0	1,1	19,3	7,8	32,3	25,2	3,2	7,0	0,0	3,7	9,7	14,1	100,0	100,0
Effektbryter	60,0	5,0	3,1	36,7	36,1	0,0	0,0	6,7	2,1	35,0	40,6	8,3	9,5	0,0	1,4	8,3	7,2	100,0	100,0
Skillebryter	27,0	3,7	5,7	22,2	42,8	0,0	0,5	0,0	0,5	55,6	36,7	0,0	6,7	11,1	2,4	7,4	4,7	100,0	100,0
Strømtransf.	6,0	16,7	18,7	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	2,5	33,3	37,5	33,3	13,7	0,0	8,8	16,7	13,8	100,0	100,0
Spenningstransf.	11,0	0,0	20,0	9,1	1,6	0,0	0,0	9,1	7,7	63,6	39,2	0,0	4,6	0,0	12,3	18,2	14,6	100,0	100,0
Samleskinne	12,0	16,7	39,1	8,3	8,1	0,0	1,9	8,3	3,1	41,7	23,6	0,0	6,2	16,7	9,9	8,3	8,1	100,0	100,0
Avleder	12,0	16,7	26,2	0,0	0,8	0,0	0,0	33,3	9,8	41,7	20,5	0,0	3,3	0,0	31,2	8,3	8,2	100,0	100,0
Slukkespole	0,0	-	8,3	-	8,3	-	0,0	-	0,0	-	25,0	-	25,0	-	16,7	-	16,7	-	100,0
HF-sperre	1,0	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7	100,0	50,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	100,0	100,0
Generator	65,0	7,7	9,4	6,2	15,9	0,0	0,1	4,6	1,4	61,5	45,6	6,2	15,8	0,0	0,5	13,8	11,3	100,0	100,0
Magnetiseringsutstyr	17,0	0,0	1,2	11,7	9,3	0,0	0,0	11,8	3,5	70,6	68,6	0,0	9,3	0,0	2,3	5,9	5,8	100,0	100,0
Turbin	13,0	7,7	6,7	30,7	13,4	0,0	0,0	23,1	4,5	30,8	34,3	0,0	27,6	0,0	4,5	7,7	9,0	100,0	100,0
Turbinregulator	35,0	2,8	2,1	8,6	6,2	0,0	0,0	5,7	1,0	62,9	64,4	2,9	13,4	0,0	0,5	17,1	12,4	100,0	100,0
Ventilsystem	28,0	0,0	2,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,5	82,1	75,9	3,6	16,8	0,0	0,0	14,3	2,9	100,0	100,0
Anl. i vannvei	16,0	43,7	37,9	6,3	12,4	0,0	0,0	6,3	2,9	37,5	28,5	6,2	8,8	0,0	0,7	0,0	8,8	100,0	100,0
Vassdr./mag./dam	8,0	100,0	89,3	0,0	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	100,0	100,0
Fasekomp. (Rot.)	4,0	0,0	8,8	0,0	11,8	0,0	0,0	0,0	2,9	75,0	41,2	25,0	20,6	0,0	2,9	0,0	11,8	-	100,0
Fasekomp (Kond.)	3,0	0,0	10,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	23,7	33,3	46,2	66,7	5,0	0,0	1,3	0,0	10,0	100,0	100,0
Fasekomp (Reakt.)	1,0	0,0	0,0	0,0	11,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,7	100,0	17,6	0,0	5,9	0,0	0,0	100,0	100,0
Fasekomp (SVC)	9,0	22,2	9,4	0,0	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	66,7	63,5	0,0	6,8	0,0	0,0	11,1	8,1	100,0	100,0
HVDC-anlegg	0,0	-	1,9	-	7,7	-	3,9	-	0,0	-	23,1	-	11,5	-	1,9	-	50,0	-	100,0
Stasjonsforsyning	7,0	0,0	4,8	57,1	35,1	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	35,1	0,0	16,3	14,3	0,5	28,6	7,7	100,0	100,0
Hjelpesystem	28,0	0,0	15,4	25,0	22,7	0,0	0,5	10,7	3,4	46,4	36,7	10,7	12,1	0,0	0,0	7,2	9,2	100,0	100,0
Annet prim. anlegg	21,0	19,0	16,9	0,0	16,9	0,0	2,6	28,6	23,3	19,0	18,2	4,8	11,7	4,8	2,6	23,8	7,8	100,0	100,0
Ukjent	48,0	25,0	32,8	12,5	10,1	0,0	0,3	8,3	4,2	0,0	3,6	0,0	1,7	0,0	0,3	54,2	47,0	100,0	100,0
Vern ledn./kabel	71,0	4,2	1,7	11,3	7,7	0,0	0,1	2,8	0,9	25,4	32,7	35,2	33,9	0,0	0,7	21,1	22,3	100,0	100,0
Vern krafttransf.	63,0	1,6	3,7	20,6	19,0	3,2	1,0	9,5	2,5	14,3	22,7	38,1	35,4	1,6	0,8	11,1	14,9	100,0	100,0
Vern prod.anlegg	71,0	1,4	1,7	12,7	12,2	0,0	0,0	8,4	2,4	28,2	42,3	32,4	22,8	8,4	2,2	8,5	16,4	100,0	100,0
Vern øvrige	14,0	0,0	3,2	7,1	13,2	0,0	0,9	0,0	2,7	42,9	27,4	14,3	35,2	14,3	1,4	21,4	16,0	100,0	100,0
Kontr.ut. ledn./kabel	19,0	5,3	5,2	21,0	20,3	0,0	1,1	0,0	0,0	42,1	45,2	10,5	12,6	0,0	1,6	21,1	14,0	100,0	100,0
Kontr.ut. krafttrans.	16,0	12,5	9,9	37,5	33,6	0,0	1,6	0,0	0,4	43,7	30,4	6,3	15,8	0,0	0,4	0,0	7,9	100,0	100,0
Kontr.ut. prod.anl.	122,0	0,8	1,7	13,1	14,7	0,0	0,2	1,6	0,6	60,7	60,5	13,1	15,8	0,0	0,1	10,7	6,4	100,0	100,0
Kontr.ut øvrig	13,0	0,0	1,8	7,7	11,0	7,7	0,5	0,0	0,9	76,9	50,2	0,0	16,9	7,7	1,4	0,0	17,3	100,0	100,0

Det fremgår av tabellen at den dominerende årsakskategorien for feil på kraftledninger i 2001 var omgivelser. For feil på krafttransformatorer var feil i teknisk utstyr sammen med omgivelser og driftspåkjenninger de dominerende årsakene. For vannkraftaggregat (generator, magn.utstyr, turbin, turbinreg. og ventilsystem) var feil i teknisk utstyr den dominerende årsaken, men også mennesker/personale var årsak til mange feil. Feil i teknisk utstyr og konstruksjon/montasje er også dominerende årsaker ved feil på vern og kontrollutstyr i 2001, 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 2001 enn gjennomsnittet siste 10 år.

Figur 3.21 viser hvordan utløsende årsak fordeler seg for et utvalg av anleggsdelene for perioden 1992-2001.



Figur 3.21 Fordeling av utløsende årsak pr anleggsdel for perioden 1992-2001.

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	266
110-33	147

Følgende punkt er definert som leveringspunkt:

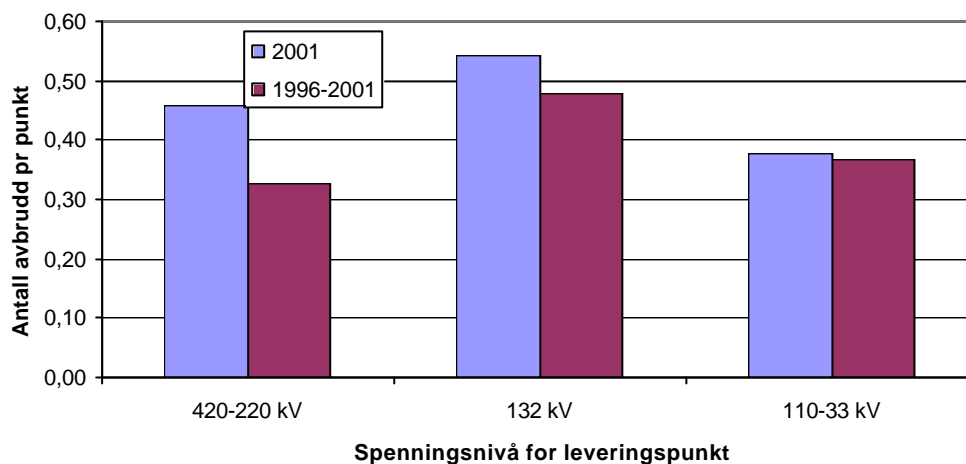
- *Samleskinner med systemspenning 132-420 kV med direkte transformering mot 22 kV eller lavere spenningsnivå i samme stasjon, eller med levering direkte mot sluttbruker*
- *Samleskinner med systemspenning 33-110 kV med direkte transformering til høyere spenningsnivå i samme stasjon*

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 ¹⁾		Sum	
	2001	1996-2001	2001	1996-2001	2001	1996-2001	2001	1996-2001
420-220	0,40	0,30	0,03	0,01	0,03	0,02	0,46	0,33
132	0,14	0,06	0,40	0,39	0,00	0,03	0,54	0,48
110-33	0,12	0,09	0,25	0,25	0,00	0,03	0,38	0,37
Alle leveringspunkt	0,15	0,09	0,32	0,32	0,00	0,03	0,48	0,43

¹⁾ 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 2001 var høyest for 132 kV nivå, og lavest på 110-33 kV nivå. Avbruddshyppigheten på 420 kV nivå var betydelig høyere i 2001 enn gjennomsnittet siste 6 år. Avbrudd var i hovedsak forårsaket av feil som inntraff på samme spenningsnivå som leveringspunktene.



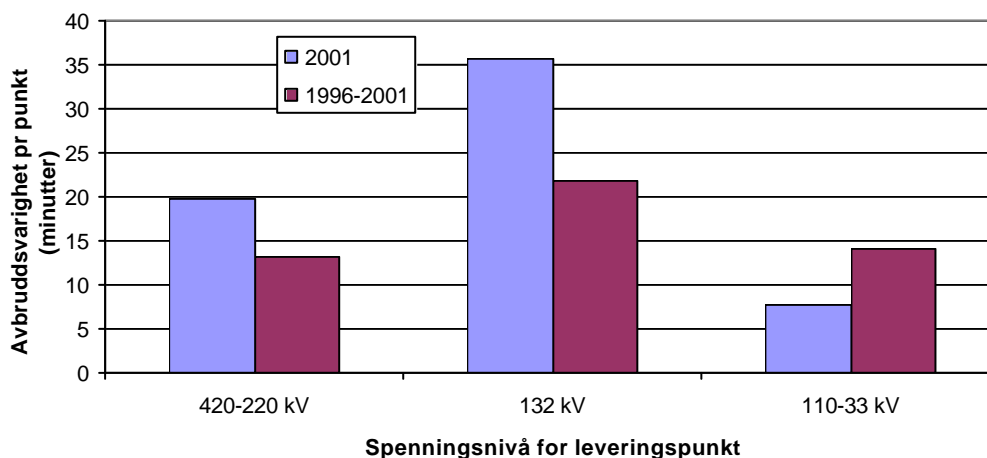
Figur 4.1 Gjennomsnittlig antall avbrudd pr leveringspunkt.

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 ¹⁾		Sum	
	2001	1996-2001	2001	1996-2001	2001	1996-2001	2001	1996-2001
420-220	17	12	1	1	2	1	20	13
132	3	2	33	19	0	1	36	22
110-33	3	4	5	8	0	1	8	14
Alle leveringspunkt	4	3	21	14	0	1	25	19

¹⁾ 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 2001 var lengst avbruddsvarighet for leveringspunkt på 132 kV nivå. For leveringspunkt på 33-110 kV nivå er avbruddsvarigheten lavere enn gjennomsnittet de 5 siste årene, mens den på 220-420 kV nivå er noe høyere.



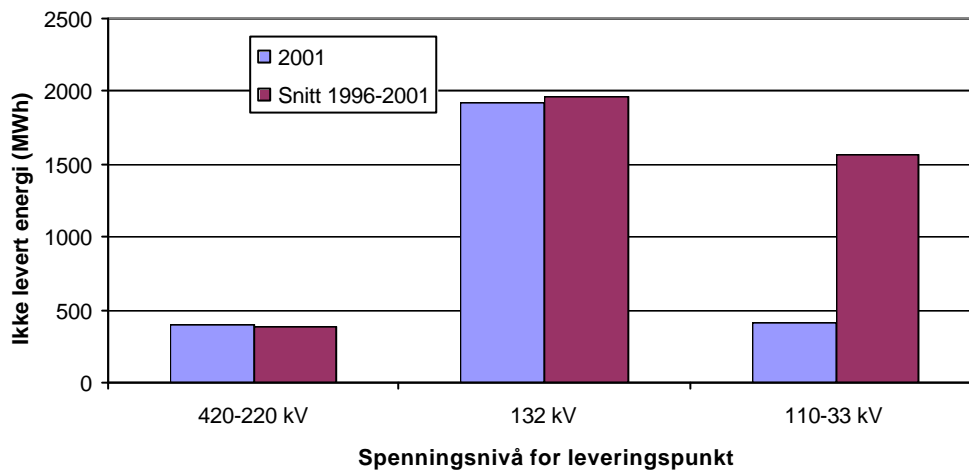
Figur 4.2 Gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr leveringspunkt.

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 ¹⁾		Sum	
	2001	1996-2001	2001	1996-2001	2001	1996-2001	2001	1996-2001
420-220	386	285	5	14	4	81	395	380
132	197	142	1726	1736	0	92	1923	1971
110-33	269	1069	143	454	0	47	413	1571
Alle leveringspunkt	852	1496	1874	2205	4	221	2730	3922

¹⁾ 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 1923 MWh for 132 kV leveringspunkt i 2001, som var hhv 4,9 og 4,7 ganger større enn ILE på 220-420 kV og 33-110 kV nivå. ILE på 110-33 kV nivå var forholdsvis lav i 2001 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:

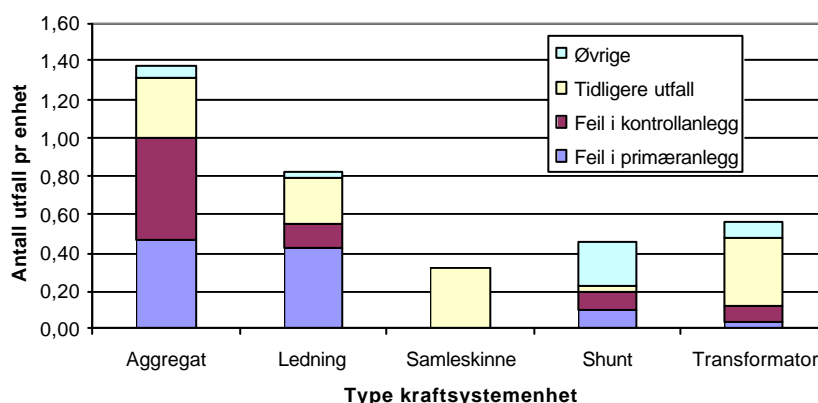
- **Feil i primæranlegg** - dvs. feil i primæranlegg er den **direkte** årsak til utfall.
- **Feil i kontrollanlegg** - dvs. feil i kontrollanlegg er den **direkte** årsak til utfall.
- **Tidligere utfall** - dvs. at en kraftsystemenhet faller ut som følge av at andre kraftsystemenheter har falt ut.
- **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

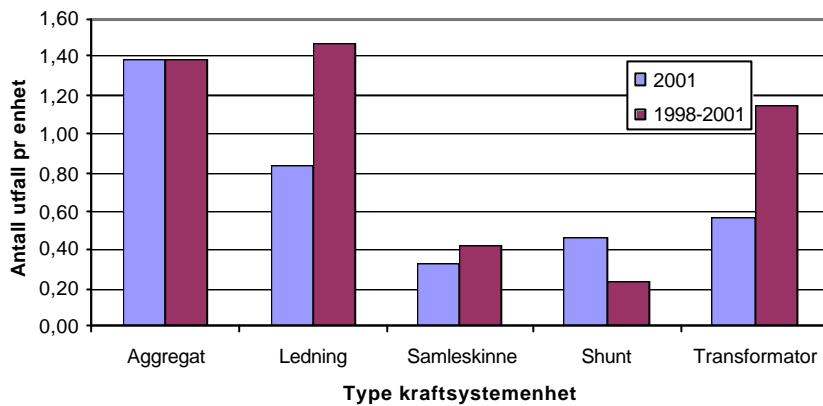
Type kraftsystemenhet	Antall kraftsystemenheter	Årsak til utfall								Sum utfall pr kraftsystemenhet	
		Feil i primæranlegg		Feil i kontrollanlegg		Tidligere utfall		Øvrige		2001	1998 - 2001
		2001	1998 - 2001	2001	1998 - 2001	2001	1998 - 2001	2001	1998 - 2001		
Aggregat	339	0,46	0,41	0,54	0,60	0,32	0,32	0,06	0,05	1,38	1,38
Ledning	590	0,43	0,83	0,12	0,23	0,24	0,36	0,03	0,04	0,83	1,47
Samleskinne	492	0,01	0,03	0,00	0,02	0,31	0,36	0,00	0,00	0,33	0,42
Shunt	183	0,10	0,06	0,10	0,08	0,03	0,05	0,22	0,04	0,46	0,23
Transformator	734	0,04	0,10	0,08	0,19	0,36	0,73	0,08	0,11	0,57	1,15

Tabellen viser at utfallshypigheten av kraftsystemenheter var lavere i 2001 enn for gjennomsnittet i årene 1998-2001 med unntak for shuntenheter og aggregat. Det var i gjennomsnitt 1,38 utfall per aggregat i 2001. Det er feil i kontrollutstyr som er de mest dominerende årsakene til utfall. Utfall av shuntenheter får størst bidrag fra «øvrige». Dette skyldes i hovedsak problemer i Aura, der overharmoniske strømmer ved koblinger har medført mange utfall av kondensatorbatterier.

Kraftledninger hadde en utfallshypighet per enhet på 0,83 i 2001. Det er i de fleste tilfellene feil i primæranlegg som er den direkte årsaken til utfallene. Samleskinner hadde den beste tilgjengeligheten, der sum utfall per enhet var 0,33 som i hovedsak skyldtes tidligere utfall.



Figur 5.1 Gjennomsnittlig antall utfall per kraftsystemenhet fordelt på årsak i 2001.



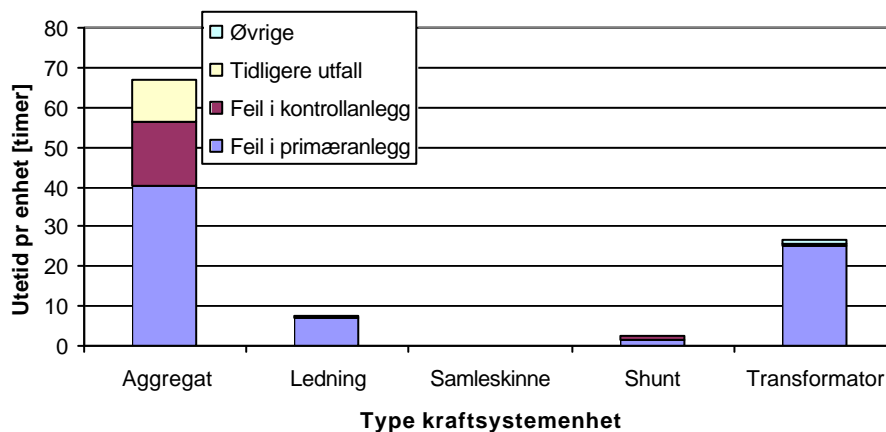
Figur 5.2 Antall utfall per enhet fordelt på type kraftsystemenhet.

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

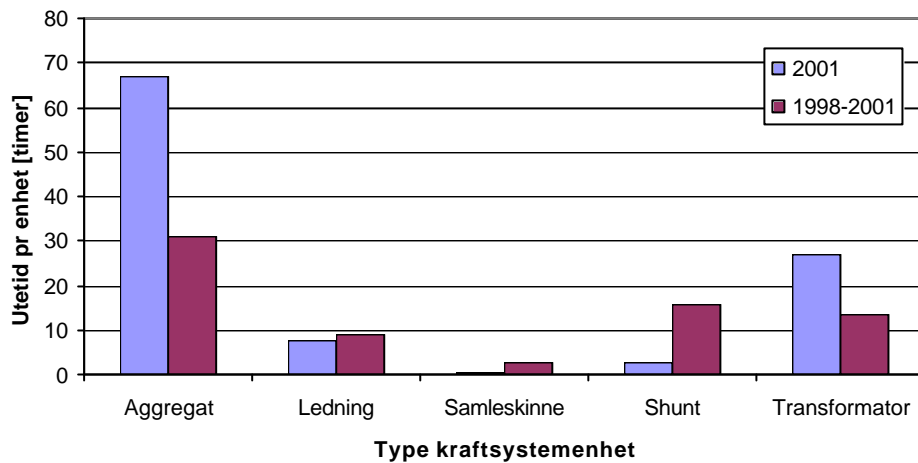
Type kraftsystemenhet	Antall kraftsystemenheter	Årsak til utfall								Sum utetid pr kraftsystemenhet	
		Feil i primæranlegg		Feil i kontrollanlegg		Tidligere utfall		Øvrige		2001	1998 - 2001
		2001	1998 - 2001	2001	1998 - 2001	2001	1998 - 2001	2001	1998 - 2001		
Aggregat	339	40.17	19.46	16.10	7.01	10.15	4.01	0.27	0.10	67.11	30.59
Ledning	590	6.59	8.22	0.17	0.26	0.05	0.14	0.03	0.05	7.27	9.08
Samleskinne	492	0.01	2.23	0.00	0.02	0.12	0.10	0.00	0.00	0.15	2.37
Shunt	183	1.39	7.45	0.40	5.02	0.06	2.49	0.06	0.05	2.32	15.41
Transformator	734	24.55	12.12	0.26	0.23	0.21	0.21	1.06	0.32	26.48	13.28

Det fremgår av tabellen at aggregat hadde den lengste utetiden pr enhet i 2001 med en gjennomsnittlig utetid på 67 timer og 11 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 2001.

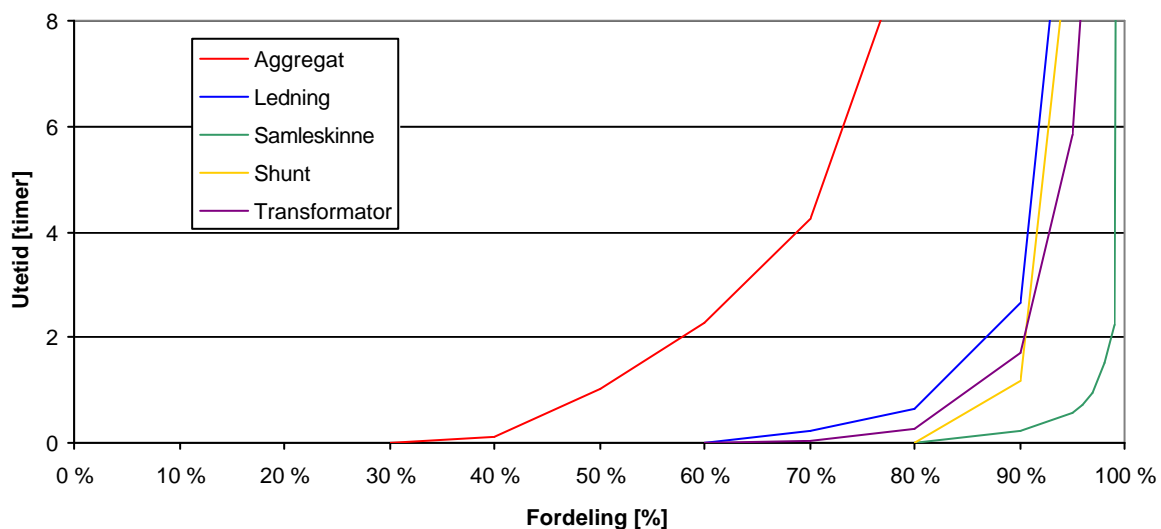


Figur 5.4 Utetid per enhet fordelt på type kraftsystemenhet.

5.3 Kumulativ fordeling av utetid (tt.mm) i 2001

Type kraftsystemenhet	Antall enheter	Middel verdi	Std. avvik	Min	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Aggregat	337	67.11	391.29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.08	1.01	2.16	4.15	9.49	33.06	3746.0
Ledning	589	7.27	64.45	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.13	0.38	2.4	1245.05
Samleskinne	488	0.15	2.42	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.13	56.47
Shunt	175	2.32	14.12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.11	168.48
Transformator	723	26.48	325.55	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.03	0.17	1.42	6839.58

Tabellen viser at mellom 30 og 40 % av aggregatenhetene var 100 % tilgjengelige i 2001. For ledninger og transformatorer er opptil 70 % av enhetene 100 % tilgjengelige, mens for de øvrige kraftsystemenhetene er opptil 80 % av enhetene 100 % tilgjengelige. 50 %-verdien (medianen) ligger på 1 time og 1 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.



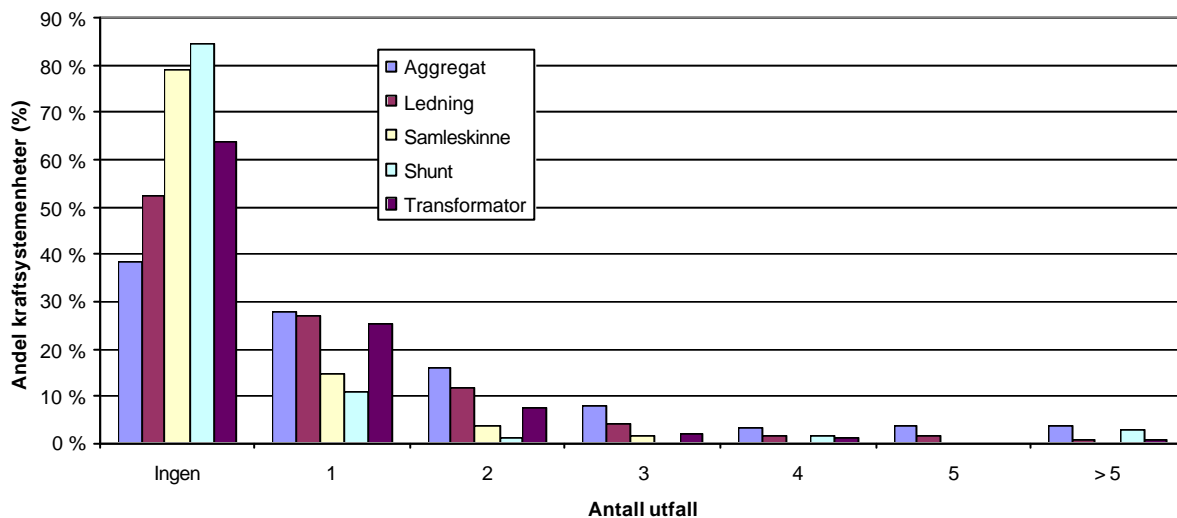
Figur 5.5 Kumulativ fordeling av utetid i 2001.

5.4 Fordeling av antall utfall per enhet

Type kraftsystem-enhet	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	12	38,64	27,73	15,93	7,96	2,95	3,24	3,54
Ledning	594	10	52,69	26,94	11,95	4,21	1,35	1,35	0,84
Samleskinne	491	10	79,43	14,46	3,87	1,63	0,20	0,20	0,41
Shunt	181	12	84,53	10,50	1,10	0,55	1,66	0,00	2,76
Transformator	732	10	64,07	25,27	7,24	1,78	0,96	0,27	0,68

Det fremgår av tabellen at driftsforstyrrelser berørte under halvparten av alle kraftsystemenheter i 2001. Av alle aggregat hadde 38,6 % ingen utfall. Høyest var tilgjengeligheten for shuntenheter, der bare 15,5 % 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 10 utfall av én og samme enhet. I dette tilfellet er det 420 kV ledning Kobbelv-Ofoten har hatt problemer med sterk vind og har hatt 10 utfall. For aggregat er det registrert opp til 12 utfall av én og samme enhet.

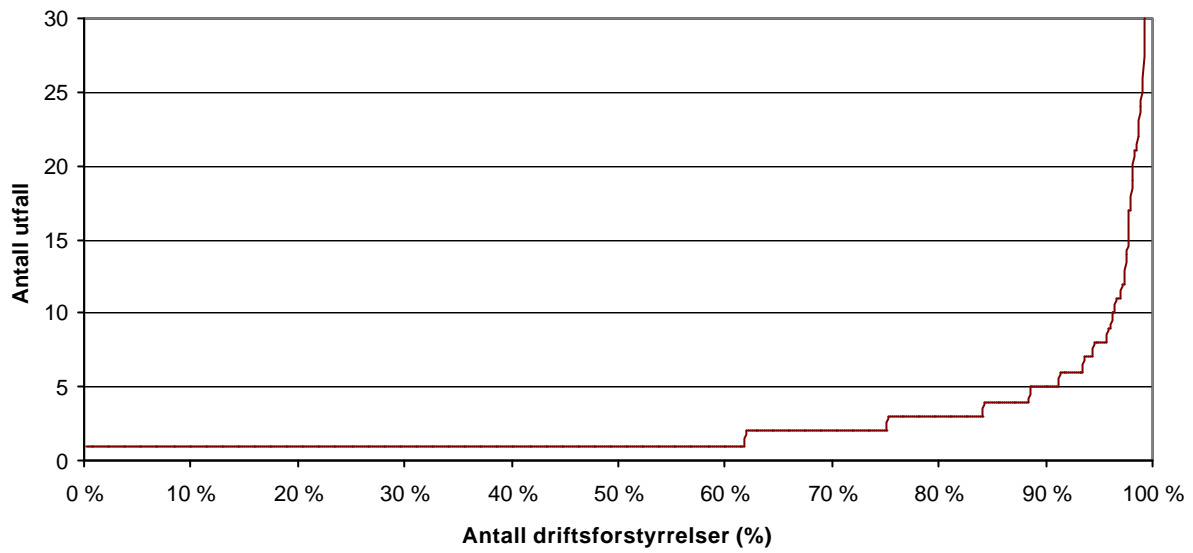


Figur 5.6 Antall utfall per kraftsystemenhet.

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	2,77	6,14	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	5,00	103,00

Tabellen viser at mellom 60 og 70 % av alle driftsforstyrrelser i 2001 kun medførte utfall av én kraftsystemenhet. 10 % av alle driftsforstyrrelser medførte mer enn 5 utfall. Den driftsforstyrrelsen med flest utfall, til sammen 103 utfall, skyldtes overslag til tre på 300 kV ledning Aura-Orkdal.



Figur 5.7 Kumulativ fordeling av antall utfall per driftsforstyrrelse.

6 Vernrespons

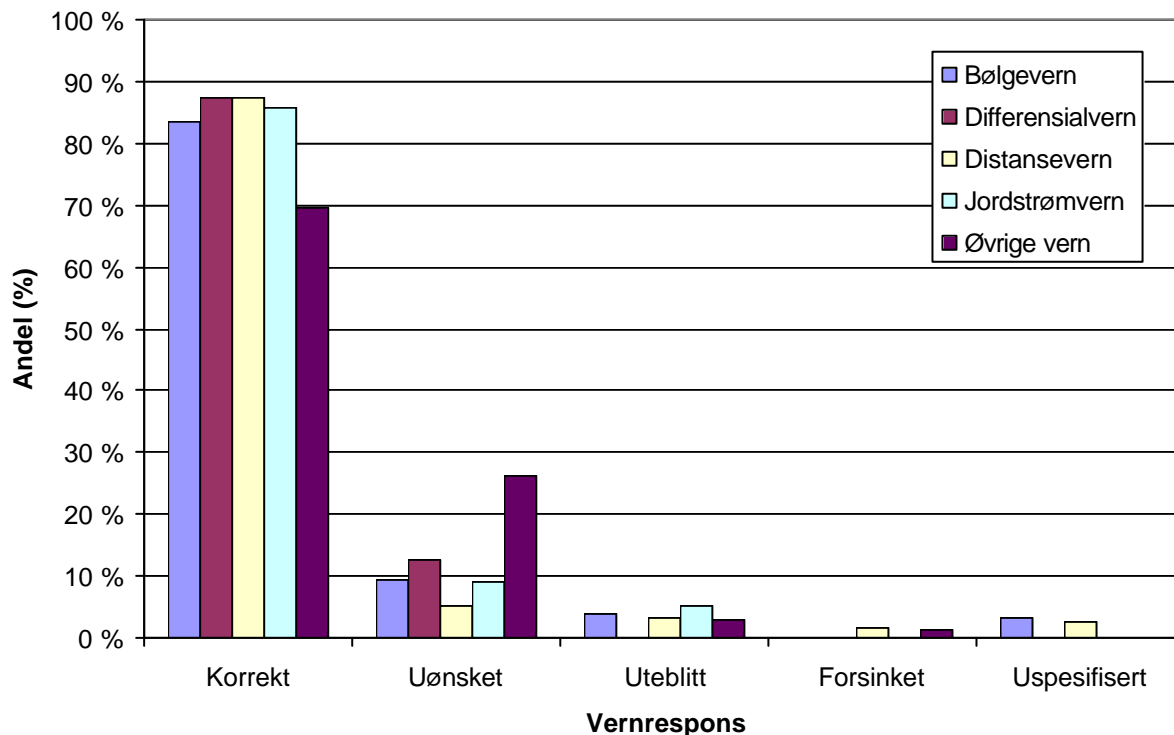
Statnett har siden 1999 registrert all respons fra vern i nett med spenningsnivå fra og med 132 kV. Dette omfatter blant annet alle korrekte, uønskede og uteblitte vernutløsninger. I dette kapitlet presenteres statistikk som er hentet fra disse registreringene.

6.1 Vernrespons for 220-420 kV ledningsvern

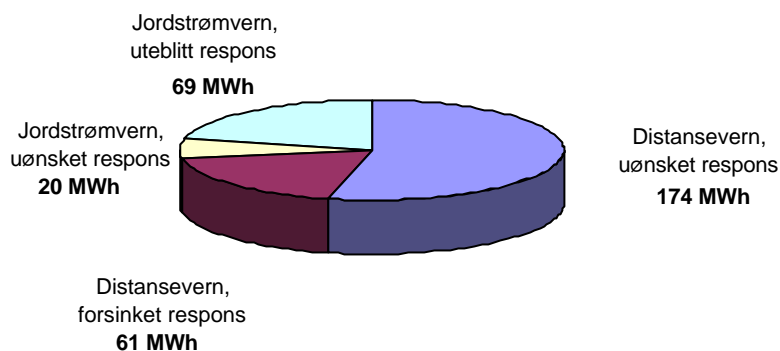
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Bølgevern	127	83,5	9,4	3,9	0,0	3,1
Differensialvern	8	87,5	12,5	0,0	0,0	0,0
Distansevern	1214	87,3	5,3	3,3	1,5	2,6
Jordstrømvern	77	85,7	9,1	5,2	0,0	0,0
Øvrige vern	69	69,6	26,1	2,9	1,4	0,0
Totalt	1495	86,1	6,8	3,4	1,3	0,0

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 220-420 kV ledningsvern for årene 1999-2001. Det er hovedsaklig distansevern som benyttes som ledningsvern, og statistikken viser at dette vernet har en høy andel korrekte utløsninger (87,3 %). 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 235 MWh og 89 MWh.



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



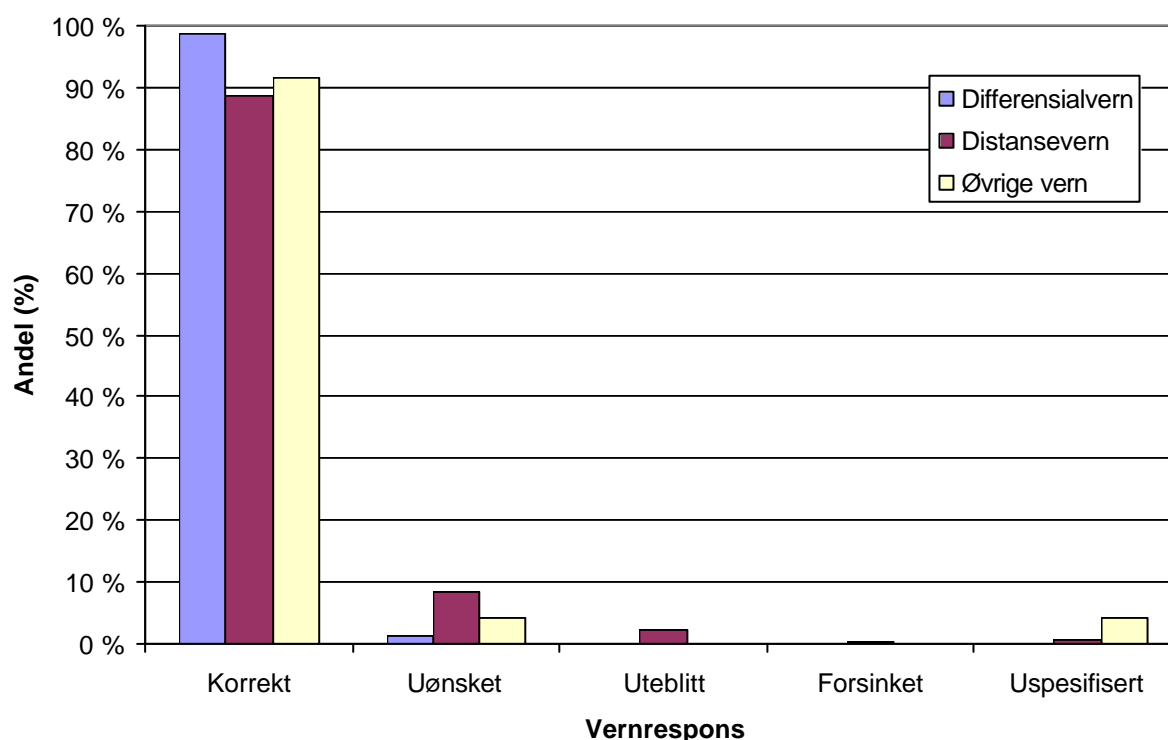
Figur 6.2 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 220-420 kV ledningsvern i 1999-2001.

6.2 Vernrespons for 132 kV ledningsvern

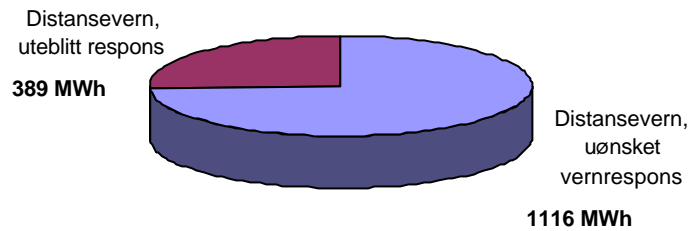
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	70	98,6	1,4	0,0	0,0	0,0
Distansevern	859	88,6	8,3	2,3	0,2	0,6
Øvrige vern	48	91,7	4,2	0,0	0,0	4,2
Totalt	977	89,5	7,6	2,0	0,2	0,7

Tabellen viser fordeling av vernrespons for 132 kV ledningsvern for årene 1999-2001. Andel ukorrekte utløsninger for distansevern er omlag den samme som for 220-420 kV ledningsvern (11,4 %). Ukorrekte utløsninger for «øvrige vern» skyldes uønskede utløsninger av pendlingsvern.

Figur 6.4 viser at det er uønskede og uteblitte utløsninger av distansevern som har medført ikke levert energi i 1999-2001, hhv 1116 MWh og 389 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 1999-2001.



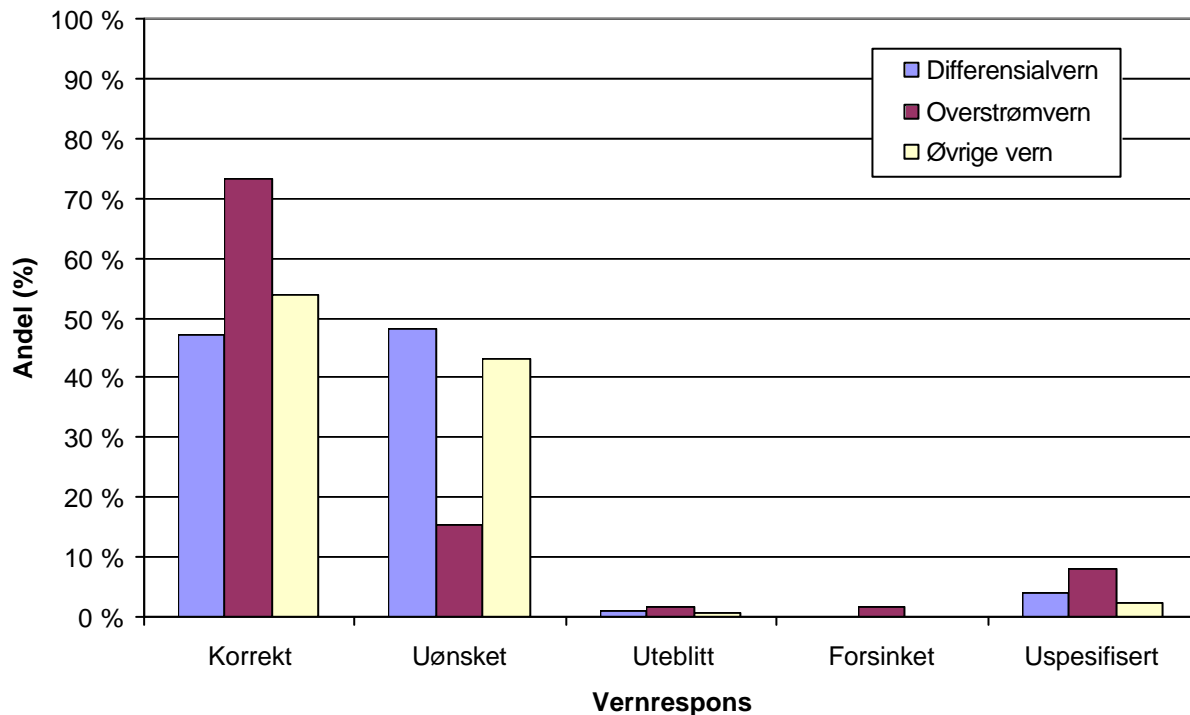
Figur 6.4 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132 kV ledningsvern i 1999-2001.

6.3 Vernrespons for 132-420 kV transformatorvern

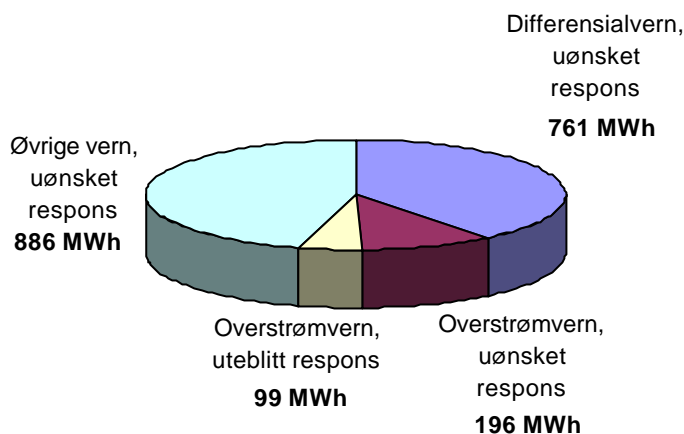
Reletype	Antall vernrespons	Prosentvis fordeling av vernrespons				
		Korrekt	Uønsket	Uteblitt	Forsinket	Uspesifisert
Differensialvern	102	47,1	48,0	1,0	0,0	3,9
Overstrømvern	164	73,2	15,2	1,8	1,8	7,9
Øvrige vern	169	53,8	43,2	0,6	0,0	2,4
Totalt	435	59,5	33,8	1,1	0,7	4,8

Tabellen viser fordeling av vernrespons for transformatorvern i 132-420 kV nett for årene 1999-2001. Andel ukorrekte utløsninger er hele 40,5 %. For differensialvernet er over halvparten av utløsningene ukorrekte (52,9 %). Hovedårsaken til de ukorrekte utløsningene for differensialvernet er antatt å være konstruksjon-/montasjefeil (39%) og feil på teknisk utstyr (15%). I mange av tilfellene er årsaken ikke klarlagt (32%).

Figur 6.6 viser at det er uønskede utløsninger av differensialvern og «øvrige vern» som har medført mest ikke levert energi i 1999-2001, hhv 761 MWh og 886 MWh.



Figur 6.5 Fordeling av vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2001.

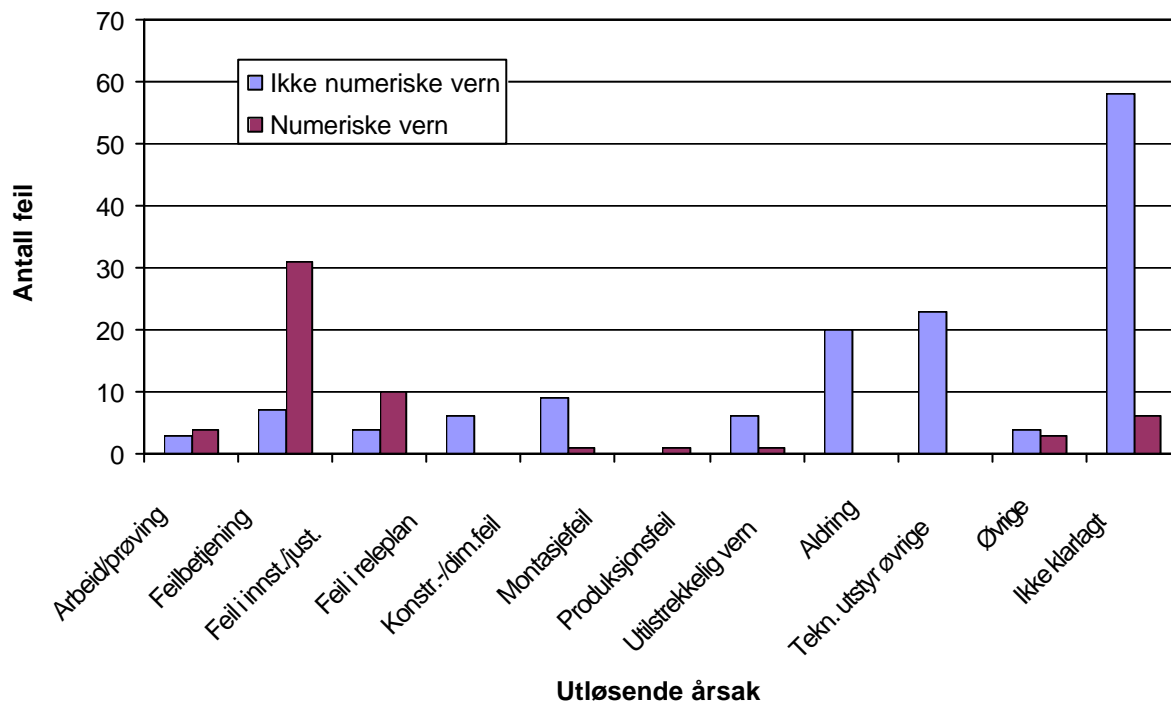


Figur 6.6 Fordeling av ILE som følge av ukorrekt vernrespons for 132-420 kV transformatorvern i 1999-2001.

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 1999-2001. Statistikken viser at 9,4 % av utløsningene har vært ukorrekte for ikke numeriske distansevern. For numeriske distansevern har 8,9 % 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 1999-2001.

7 Leveringspålidelighet i sentralnettet

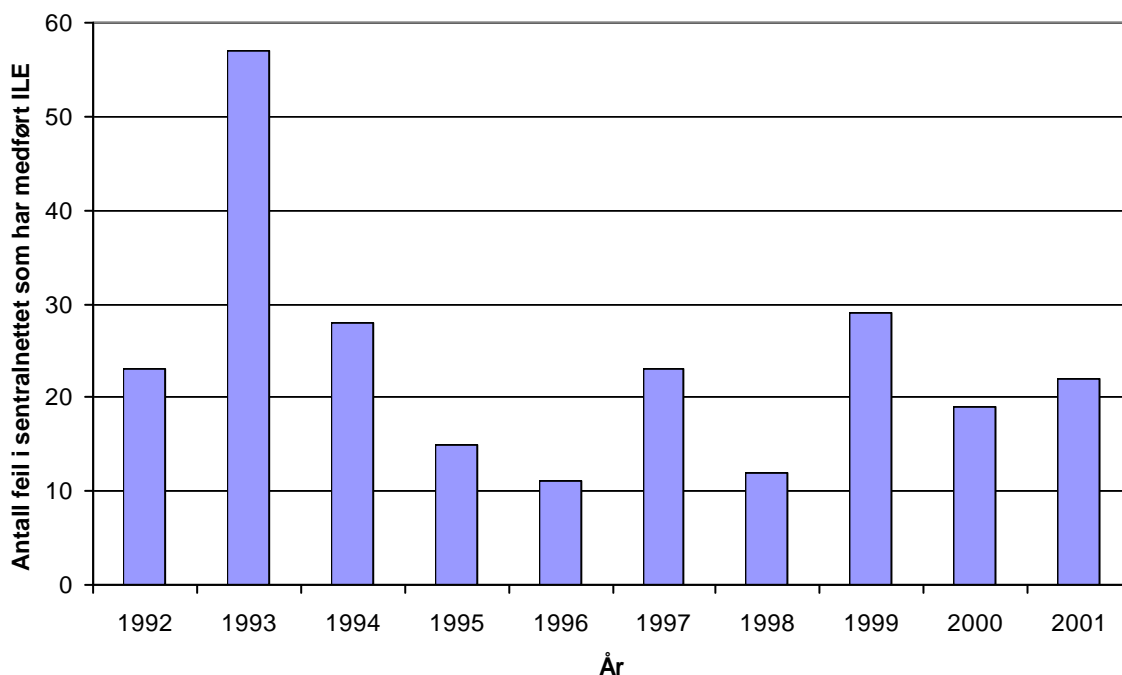
I dette kapitlet gis det en oversikt over leveringspålideligheten i sentralnettet. Sentralnettets utstrekning har endret seg i løpet av årene. I denne statistikken er alle data for perioden 1991-2001 referert til sentralnettets utstrekning pr. 31.12.01.

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

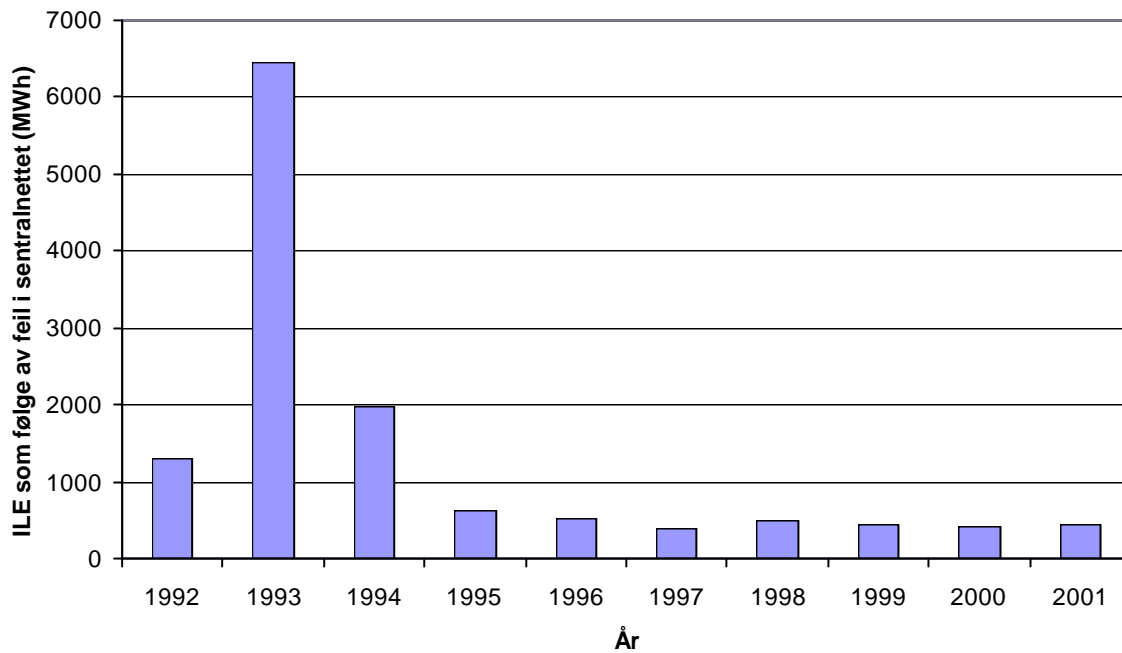
År	Antall feil som har medført ILE	ILE som følge av feil i sentralnettet (MWh)	ILE totalt i Norge (MWh)	Andel ILE som følge av feil i sentralnettet (%)
1992	23	1309		
1993	57	6445		
1994	28	1989		
1995	15	613	39491	1,6
1996	11	514	33347	1,5
1997	23	387	37537	1,0
1998	12	463	25075	1,8
1999	29	449	31764	1,4
2000	19	416	26984	1,5
2001	22	434	20222	2,1
Gj.snitt	23,9	1305	31673	1,5

Tabellen viser at det har vært 23,9 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 31,6 GWh per år. I perioden 1995-2001 har feil ved driftsforstyrrelser i sentralnettet medført 1,5 % av all ikke levert energi.

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.



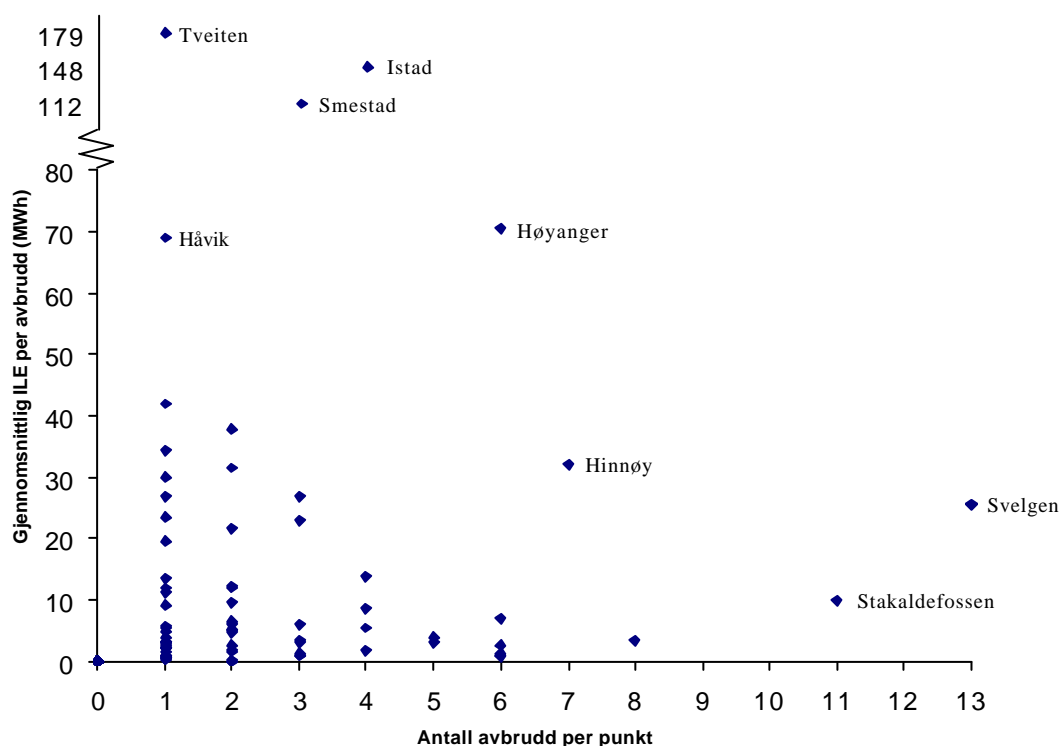
Figur 7.1 Antall feil som har medført ILE i sentralnettet.



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 1995-2001. Av de 167 sentralnettspunktene er det 98 (59 %) 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 Istad, Tveiten og Smestad har hatt mest ikke levert energi per avbrudd.



Figur 7.3 Antall avbrudd og ILE per avbrudd i perioden 1995-2001.

7.3 Avbrudd under sentralnettetspunkt i 2001

Sentralnettetspunkt	kV	Fylke	Sum ILE (MWh)	Antall avbrudd	Sum avbruddsvarighet (min)
HØYANGER	132	SOG	80,0	1	39
SVELGEN	132	SOG	77,5	3	85
HÅVIK	300	ROG	69,0	1	9
GISKEMO	132	MØR	48,0	1	43
TROLLHEIM	132	MØR	25,1	1	66
TOKKE	300	TEL	23,9	2	132
STAKALDEFOSSEN	132	SOG	21,7	2	75
ISTAD	132	MØR	10,3	1	53
SYKKYLVEN	132	MØR	9,4	1	38
VARANGERBOTN	132	FIN	8,6	1	12
HAUGEN	132	MØR	8,4	1	33
SKAIDI	132	FIN	7,2	1	18
KIRKENES	132	FIN	6,6	1	12
BARDUFOSSE KOBL.ST.	132	TRO	5,3	2	3
LAKSELV	132	FIN	4,4	1	18
BRANDHOL	132	MØR	4,1	1	25
HEMSIL 1	300	BUS	3,9	1	26
ULLSFJORD	132	TRO	3,8	2	63
STØLAHEIA	300	ROG	3,2	1	3
KJELBOTN	132	MØR	3,1	1	17
LYNGEN	132	TRO	2,4	2	102
TANA BRU	132	FIN	1,8	2	26
ALTA TRAFOS.ST.	132	FIN	1,6	1	2
NORE 1	420	BUS	1,1	1	40
EIDSKOG	132	HED	1,0	1	9
KILBOTN	132	TRO	0,8	1	33
TROFORS	300	NOR	0,6	2	9
ALTA KRAFT. ST.	132	FIN	0,6	1	33
BÆRHEIM	300	ROG	0,4	1	0
NORDREISA	132	TRO	0,2	1	2
NESFLATEN	300	ROG	0,02	1	2

Tabellen viser hvilke sentralnettetspunkt som har hatt avbrudd i 2001. Det var tilsammen 22 feil som medførte ILE og mengden ikke levert energi var 434,02 MWh.

Den hendelsen med størst konsekvenser for sluttbrukere var i forbindelse med høyohmig jordslutning på 300 kV ledningen Aura-Orkdal. Årsaken var overslag til tre i linjetrase, i kombinasjon med en uønsket relefunksjon. Etter utfallet ble det effektunderskudd i området, og en rekke stasjoner utkoblet. Ikke levert energi ble 170 MWh.

8 Ikke levert energi og KILE for 2001

I dette kapitlet gis en oversikt over KILE-kostnader knyttet til nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV for 2001. 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 2001. 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

8.1.1 KILE fordelt på spenningsnivå og sluttbrukergrupper

Spenningsnivå	Antall feil som har medført KILE	ILE Husholdning (MWh)	ILE Næring (MWh)	ILE Totalt (MWh)	KILE (kr)
420	2	71,0	36,8	107,8	kr 2 122 970
300	17	157,8	156,1	313,9	kr 8 436 592
132	53	342,8	389,8	732,6	kr 20 861 582
Øvrige	1	2,5	1,2	3,6	kr 67 722
Sum	73	574,1	583,8	1158,0	kr 31 488 867

Tabellen viser at det har vært 73 feil i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV som har medført KILE i 2001. Den totale KILE-kostnaden var omlag 31,5 millioner. Det er flest feil på 132 kV nivå, mens kostnadene per feil er høyest på 420 kV nivå. Under kategorien «Øvrige» er det her tatt med en feil i vannveien til en kraftstasjon som medførte KILE-kostnader.

8.1.2 ILE som ikke inngår i KILE-ordningen

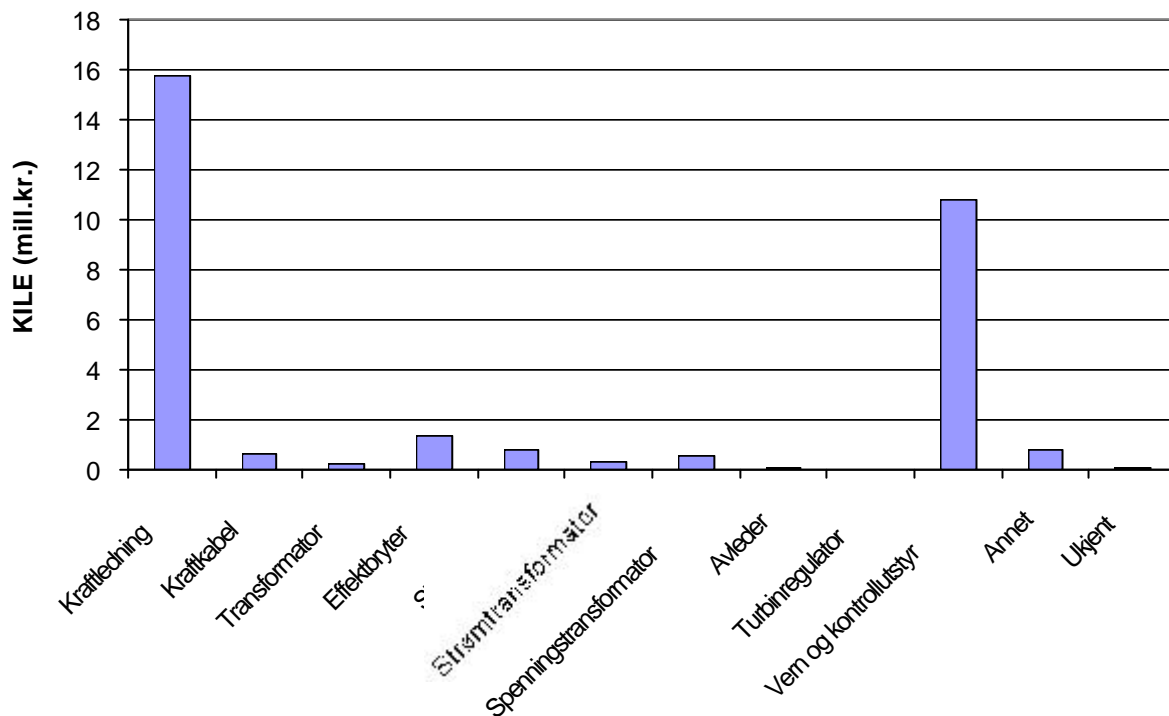
Spenningsnivå	ILE langvarige avbrudd (MWh)	ILE industrianlegg (MWh)	ILE redusert kapasitet (MWh)	ILE som inngår i KILE-ordningen (MWh)
420	107,8	0,0	0,0	107,8
300	733,2	264,0	155,3	313,9
132	1855,7	823,1	300,0	732,6
Øvrige	3,6	0,0	0,0	3,6
Sum	2700,4	1087,1	455,3	1158,0

I kapittel 2 viser tabell 2.1 at ILE ved langvarige avbrudd ved driftsforstyrrelser på 132-420 kV nivå var 2700,4 MWh. Tabellen ovenfor viser at bare 43 % av denne ILE-mengden inngikk i KILE-ordningen for 2001. En av årsakene til dette er at denne statistikken omfatter alle feil på 132-420 kV uavhengig av om det er nettanlegg, produksjonsanlegg eller industrianlegg. ILE for industrikunder som følge feil i deres egne anlegg hvor det ikke er inntektsramme, inngår ikke KILE-ordning. Omlag 40 % av all ILE var i 2001 knyttet til slike anlegg. En annen årsak er at kriteriet for at ILE skulle inngå i KILE-ordningen i 2001, var at det skulle være spenningsløst hos sluttbrukeren. ILE ved hendelser hvor sluttbrukeren hadde spenning, men hvor det ikke var tilstrekkelig kapasitet i kraftsystemet til at sluttbrukeren kunne ta ut avtalt mengde effekt, ble ikke omfattet av KILE-ordningen. Fra 2002 ble regelverket endret slik at denne typen ILE også omfattes av KILE-ordningen. Dersom ILE ved redusert kapasitet hadde inngått i KILE-ordningen for 2001, ville KILE-kostnadene for disse spenningsnivåene økt med 22,8 mill.kr (72 %).

8.2 KILE fordelt på anleggsdel

Anleggsdel	Antall hendelser	KILE	
Kraftledning	32	kr	15 763 047
Kraftkabel	3	kr	670 291
Transformator	2	kr	270 349
Effektbryter	5	kr	1 387 096
Skillebryter	1	kr	768 795
Strømtransformator	1	kr	283 619
Spenningstransformator	1	kr	580 445
Avleder	1	kr	110 593
Turbinregulator	1	kr	20 642
Vern og kontrollutstyr	24	kr	10 769 582
Annet	1	kr	803 465
Ukjent	1	kr	60 942
Totalt	73	kr	31 488 867

Tabellen viser at omlag 50 % av KILE-kostnadene i nett med spenning større eller lik 132 kV skyldes feil på kraftledninger. Feil på vern og kontrollutstyr gir også et betydelig bidrag til KILE-kostnadene (34 %). Dette dreier seg ofte om sekundærfeil som utvider omfanget av driftsforstyrrelsene.

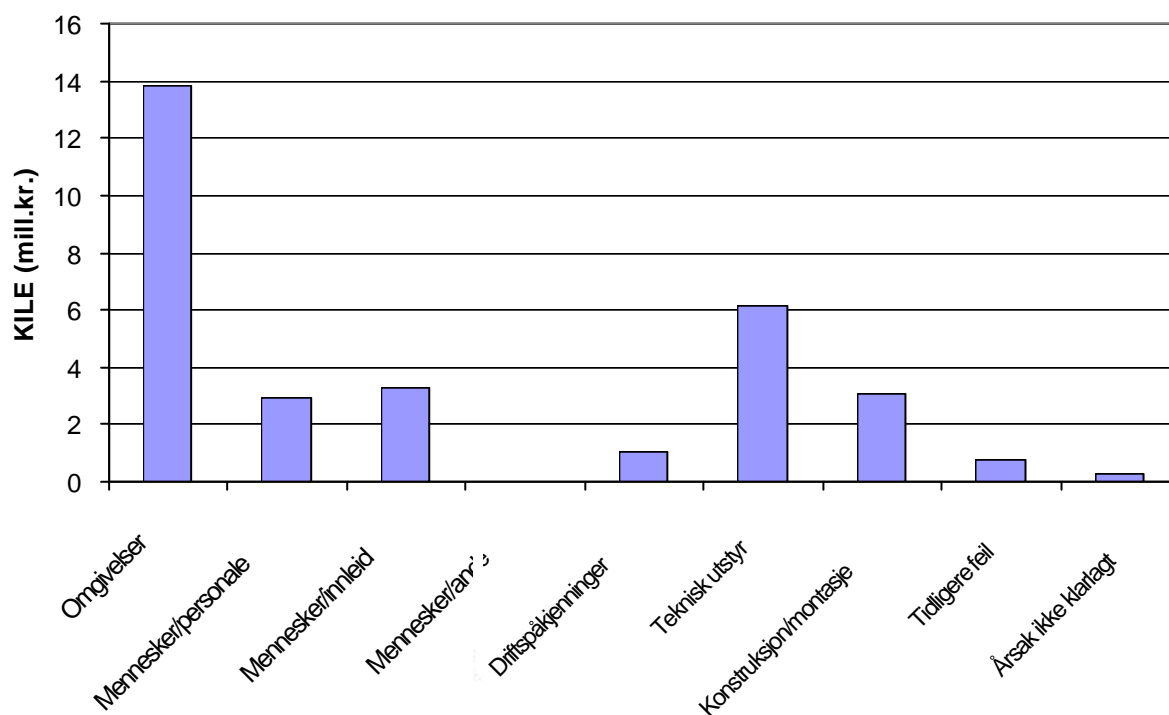


Figur 8.1 KILE fordelt på anleggsdel

8.2 KILE fordelt på årsak

Utløsende årsak	Antall hendelser	KILE
Omgivelser	30	kr 13 828 664
Mennesker/personale	8	kr 2 964 749
Mennesker/innleid	1	kr 3 315 304
Mennesker/andre	1	kr 18 156
Driftspåkjenninger	4	kr 1 079 821
Teknisk utstyr	13	kr 6 158 766
Konstruksjon/montasje	13	kr 3 061 195
Tidligere feil	1	kr 768 795
Årsak ikke klarlagt	2	kr 293 416
Totalt	73	kr 31 488 867

Tabellen viser at KILE-kostnaden er høyest for feil hvor årsaken var omgivelser (44 %), etterfulgt av teknisk utstyr (20 %). Videre viser tabellen at mennesker (både personale og innleid) og konstruksjon/montasje tilsammen gir et stort bidrag (30 %).



Figur 8.1 KILE fordelt på årsak

8.3 KILE og ansvarlige konsesjonærer

Konsesjonær	Antall feil	ILE (MWh)	KILE
Akershus Nett AS	1	13,2	kr 347 736
Andøy Energi AS	1	0,9	kr 21 620
BKK Nett AS	2	8,4	kr 195 705
Buskerud Nett AS	5	26,5	kr 835 035
Hadeland Energiverk	1	12,8	kr 258 106
Hedmark Energi AS	4	91,4	kr 3 139 234
Helgeland kraftlag A/L	4	30,9	kr 763 197
Hålogaland Kraft AS	1	1,3	kr 44 861
Kristiansand Energiverk Nett AS	1	4,2	kr 113 396
Kvænangen Kraftverk AS	1	7,8	kr 283 619
Lyse Nett AS	1	3,2	kr 78 160
Oppland Energi Nett AS	1	4,4	kr 125 050
Otra Kraft DA	2	53,2	kr 1 288 598
Salten Kraftsamband AS	3	76,7	kr 1 858 626
SKK Nett AS	4	27,0	kr 1 032 125
Sogn og Fjordane Energiverk AS	2	115,2	kr 2 792 448
Statkraft SF	3	16,1	kr 377 100
Statnett SF	26	511,7	kr 12 521 180
Tafjord Kraftnett AS	1	1,7	kr 64 802
Troms Kraft Nett AS	2	14,0	kr 420 051
Trønder Energi Nett AS	6	34,9	kr 1 351 588
Tussa Nett AS	1	2,0	kr 49 572
Varanger Kraft AS	1	1,8	kr 70 453
Vest-Telemark Kraftlag	2	6,5	kr 141 300
Viken Energinett AS	1	92,3	kr 3 315 304
SUM	77	1158,0	kr 31 488 867

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 77, mens det tidligere i kapitlet er 73 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 77 feilene som er vist i tabellen, er det 9 feil som har oppstått i anlegg uten inntektsramme. Disse feilene har medført KILE-kostnader på 1,4 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 konsesjonærene 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
Driftsforstyrrelse	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"> bryterfall som følge av lynnedslag på ledning mislykket innkobling av aggregat der det må gjøres reparasjon eller justering før aggregatet kan kobles inn på nettet nødutkobling pga brann uønsket utløsning av transformator som følge av uhell under testing av vern
Utkobling	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>
Utløsning	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>
Utfall	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.

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

Definisjoner knyttet til feil

	Definisjon	Kommentar
Feil	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.
Varig feil	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.
Forbigående feil	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.
Gjentakende feil	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.
Fellesfeil	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.
Primærfeil	Feil som innleder en driftsforstyrrelse.	En driftsforstyrrelse kan ha flere primærfeil, for eksempel ved fellesfeil eller doble jordlutninger.
Systemfeil	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
Feilårsak	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>

Utløsende årsak	Hendelse eller omstendigheter som fører til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Bakenforliggende årsak	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».
Medvirkende årsak	Hendelse eller omstendigheter som opptrer i kombinasjon med utløsende årsak, hvor begge årsakene bidrar til svikt på en enhet.	Se kommentar til definisjon «feilårsak».
Reparasjonstid	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
Avbrudd	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"> • Langvarige avbrudd (> 3 min) • Kortvarige avbrudd (≤ 3 min)
Ikke varslet avbrudd	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.
Varslet avbrudd	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>
Avbruddsvarighet	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.

Lengste avbruddsvarighet	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.
Total avbruddsvarighet	Tid fra første sluttbruker mister forsyning innenfor en driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling til siste sluttbruker igjen har spenning over 90 % av kontraktmessig avtalt spenning.	
Ikke levert energi (ILE)	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
Sluttbruker	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre.	
Leveringspunkt	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>
Rapporteringspunkt	Leveringspunkt med krav om rapportering av avbrudd til NVE.	Per 2000 gjelder: Rapporteringspunkt er lavspenningssiden av fordelingstransformatorer, samt høyspenningspunkt med levering direkte til sluttbruker.
Kraftsystemenhet	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>
Anleggsdel	Utstyr som utfører en hovedfunksjon i et anlegg.	
Komponent	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.