

Elnätsföretagens redovisning av risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner 2014

Energimarknadsinspektionen
Box 155, 631 03 Eskilstuna
Energimarknadsinspektionen PM2015:01
Författare: Gustav Mörée
Copyright: Energimarknadsinspektionen
Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

Elnätsföretagen ska enligt ellagen årligen upprätta en risk- och sårbarhetsanalys avseende leveranssäkerheten i elnätet och en åtgärdsplan som visar hur leveranssäkerheten i det egna elnätet ska förbättras. En redovisning baserad på risk- och sårbarhetsanalysen och åtgärdsplanen lämnas in till Energimarknadsinspektionen senast den 31 juli varje år. Informationen som redovisats 2014 har sammanställs och presenteras i den här promemorian. Promemorian är en del av tillsynen över elnätsföretagens upprättande av risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner.

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Bakgrund, avgränsningar och syfte	7
1.1 Krav på risk- och sårbarhetsanalys och åtgärdsplaner	7
1.2 Angränsande arbete med risk- och sårbarhetsanalyser	7
1.3 Syfte med denna promemoria.....	8
2 Datamaterial	9
2.1 Material från redovisningen.....	9
2.2 Företag och redovisningsenheter i varierande storlek.....	10
2.3 Många sena rapporter.....	10
3 Huvudgrupp A Information om risk- och sårbarhetsanalysen	12
3.1 Grupp A1 Analysmetod.....	12
3.2 Grupp A2 Källa för analysmetod.....	14
3.3 Grupp A3 Uppskattning av risker.....	16
3.4 Grupp A4 Dokumentation.....	18
4 Huvudgrupp B Indelning av risker i undergrupper	21
4.1 Grupp B1 Anläggningsteknik	22
4.2 Grupp B2 Enstaka anläggning	22
4.3 Grupp B3 Nätstruktur	23
4.4 Grupp B4 Organisation och arbetsprocesser.....	24
4.5 Grupp B5 Övrigt.....	25
4.6 Risker inom samtliga undergrupper.....	26
5 Huvudgrupp C Särskilt om funktionskravet	30
5.1 Grupp C1 Svårigheter att uppfylla funktionskravet.....	30
5.2 Grupp C2 Orsaker.....	33
6 Huvudgrupp D Redovisning av åtgärdsplanen	34
6.1 Grupp D1 Datum för senaste åtgärdsplan	34
6.2 Grupp D2 Antalet åtgärder i åtgärdsplanen	35
6.3 Grupp D3 Har varje åtgärd märkts med en unik identitet?.....	37
6.4 Grupp D4 Finns det en tidplan för respektive åtgärd?.....	39
6.5 Grupp D5 Antalet ändringar i tidplan	40
7 Diskussion	42
7.1 Slutsatser av redovisningen 2014.....	42
7.2 Tillsyn avseende risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner	42
7.3 Behov av utveckling	43

Sammanfattning

Under 2014 redovisade elnätsföretagen för fjärde gången uppgifter baserade på risk- och sårbarhetsanalyser (RSA) och åtgärdsplaner (ÅP) till Energimarknadsinspektionen (Ei). Denna promemoria ger en överblick över vad elnätsföretagen i Sverige redovisat till Ei.

Elnätsföretagen identifierar i sina risk- och sårbarhetsanalyser risker i nätverksamheten, varpå antalet risker sedan redovisas till Ei sorterade i relevanta undergrupper. Av redovisningen framgår att medelvärdet för antalet identifierade risker i princip ökar med storleken på nätföretagen (antal kunder). Det spelar dock även in hur nätföretagen har valt att klassificera de risker som identifierats. Ett större antal identifierade risker betyder inte nödvändigtvis ett mer sårbart nät.

De nätföretag som tidigare utvecklat sitt arbete med risk- och sårbarhetsanalyser har under 2014 arbetat vidare med detta, vilket framgår av att dokumentationsgraden hos många företag fortfarande ligger på en hög nivå. Det kan samtidigt konstateras att ett mindre antal elnätsföretag ser ut att ha halkat efter och, som det förefaller, inte kontinuerligt arbetar med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner i sina arbetsprocesser. Det visar sig till exempel i att deras redovisning saknar identifierade risker eller att redovisningen baseras på utdaterade åtgärdsplaner.

De flesta nätföretag använder i enlighet med Ei:s föreskrifter etablerade analysmetoder som t. ex grovanalys vid upprättandet av sina risk- och sårbarhetsanalyser. Den vanligaste källan för arbetsmetoden är standarden SS EN 31010 (IEC 60300-3-9), som också lyfts fram som exempel i ett allmänt råd i Ei:s föreskrifter.

Elnätsföretagen har generellt följt Ei:s föreskrifter och identifierat risker i undergrupperna B1-B5. Flest risker har identifierats i undergrupperna B2 (Enstaka anläggningsobjekt) och B3 (Nätstruktur). Därefter finns riskerna inom B1 (Anläggningsteknik) och B4 (Organisation och processer). Minst antal risker identifieras i B5 (Övrigt).

Under 2013 inträffade flera mindre stormar som bidrog till att många elnätsföretag inte uppfyllde det så kallade funktionskravet i ellagen, dvs. att det inte får inträffa några elavbrott som varar längre än 24 timmar. Under 2013 var det 16 elnätsföretag som inte uppfyllde detta krav men som i sina risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner för 2014 inte redovisat att de har det svårt att uppfylla funktionskravet. Ett liknande mönster kunde ses i redovisningen av risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner för 2012. Då hade 18 elnätsföretag avbrott som varade längre än 24 timmar under vintern 2011/2012, men trots detta rapporterades inte några omständigheter som gjorde det svårt att uppfylla funktionskravet. Någon generell förbättring i hur elnätsföretagen överlag arbetar med att identifiera uttagspunkter där det finns svårigheter att uppfylla funktionskravet kan därmed inte ses.

Den sammanfattande bilden efter fyra års redovisning visar att det överlag pågår ett ambitiöst arbete med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner bland de svenska elnätsföretagen. Den information som lämnats till Ei indikerar emellertid ett behov av uppföljning och utveckling av redovisningen i vissa delar. Detta för att underlätta för företagen om vad som ska redovisas och höja kvalitet på den information som lämnats till Ei om analysmetoder, risker och åtgärder. Ei har bland annat uppmärksammat att det fortfarande finns flera företag som ännu inte har en fullständig dokumentation av sin RSA och att det fortfarande finns indikationer på brister arbetet med RSA. Ei avser att diskutera dessa frågor vidare med nätföretagen då målet är att ha en balans mellan det arbete som krävs av nätföretagen vid redovisningen och den nytta som Ei kan erhålla vid analys av uppgifterna.

1 Bakgrund, avgränsningar och syfte

1.1 Krav på risk- och sårbarhetsanalys och åtgärdsplaner

Efter de omfattande elavbrotten som orsakades av stormen Gudrun 2005 infördes 2006 nya krav i ellagen¹ om att elnätsföretagen ska upprätta en risk- och sårbarhetsanalys (RSA) för nätverksamheten tillsammans med åtgärdsplaner (ÅP) om hur nätet ska förbättras². Kravet på att genomföra risk- och sårbarhetsanalyser innebär i korthet att elnätsföretagen systematiskt ska identifiera risker i nätverksamheten samt bedöma sannolikheter för och konsekvenser av dessa risker.

En förändring i ellagen trädde i kraft den 1 april 2010. Förändringen innebar en förenkling av redovisningen till Energimarknadsinspektionen (Ei) och ledde till en omarbetning av Ei:s föreskrifter och allmänna råd om RSA och ÅP avseende leveranssäkerhet i elnäten³. Enligt den förändrade bestämmelsen i ellagen ska en redovisning *baserad* på elnätsföretagens upprättade risk- och sårbarhetsanalyser redovisas till Ei.

Dagens förenklade redovisning av RSA och ÅP innehåller varken analyser om risker och sårbarheter eller planer på vilka åtgärder som finns för att förbättra nätet. Istället ger redovisningen information om huruvida elnätsföretaget arbetar med att identifiera risker och om detta arbete i sin tur uppfyller de krav som Ei ställer genom myndighetens föreskrifter⁴. Redovisningen till Ei regleras av föreskrifterna och handlar om att elnätsföretagen besvarar ett antal frågor om den metod som används, det antal risker som identifierats, eventuella svårigheter som nätföretaget ser i att uppfylla funktionskravet i ellagen samt antalet åtgärder i ÅP.

1.2 Angränsande arbete med risk- och sårbarhetsanalyser

Affärsverket svenska kraftnät (SvK) ansvarar i egenskap av elberedskapsmyndighet för att upprätta den nationella risk- och sårbarhetsanalysen för elsektorn⁵. Som grund för denna begär SvK in risk- och sårbarhetsanalyser från aktörer som bedriver produktion av el, handel med el eller överföring av el. Detta arbete är nära angränsande de risk- och sårbarhetsanalyser som elnätsföretagen är skyldiga att upprätta enligt ellagen. Det finns dock en skillnad i rollerna mellan myndigheterna. Ei:s arbete relaterar till att RSA fokuserar på att elnätsföretagen arbetar med att åtgärda brister i elnäten och att kunder skyddas så att de har en god leveranssäkerhet. SvK:s fokus ligger istället på elnätets robusthet och att få information om funktioner och verksamheter som

¹ Lag 2005:1110, efter Prop. 2005/06:27 "Leveranssäkra elnät".

² Ellagen (1997:857) 3 kap. 9c §.

³ Lag 2010:164, efter Prop. 2009/10:51 "Enklare och tydligare regler för förnybar elproduktion, m.m".

⁴ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner avseende leveranssäkerhet i elnäten (EIFS 2013:3).

⁵ Elberedskapslag (1997:288) 4 § 3 punkt.

alltid måste fungera för att en störning inte ska uppstå. SvK har utfärdat egna föreskrifter om krav⁶ på vad en RSA innefattar. Dessa krav liknar kraven i Ei:s föreskrifter och SvK har som allmänt råd att arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser för elberedskap bör samordnas och integreras med riskanalysarbete som sker i enlighet med annan lagstiftning.

Myndigheten för säkerhet och beredskap (MSB) har ett ansvar för risk- och sårbarhetsanalyser för statliga myndigheter, landsting och kommuner. Denna promemoria innefattar inte de risker och sårbarheter som ingår i MSB:s arbete på krisområdet.

1.3 Syfte med denna promemoria

Denna promemoria syftar till att ge en överblick över hur elnätsföretagen arbetar med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner utifrån den redovisning som görs till Ei. Eftersom de uppgifter som redovisas till Ei håller sig på en mycket allmän nivå så hålls också denna promemoria på en allmän nivå.

Även om det är svårt att dra några detaljerade slutsatser utifrån det material som redovisas till Ei går det att identifiera elnätsföretag med brister i arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner. Vissa frågor i redovisningen är direkt kopplade till krav i föreskrifterna vilket indikerar om något saknas i företagets redovisning.

Promemorian avser också att bidra till att utveckla Ei:s tillsyn av elnätsföretagens arbete med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner. Detta görs delvis genom de analyser och resonemang som förs i promemorian, men också genom att avslutningsvis lyfta fram utvecklingsmöjligheter i redovisningen som skulle kunna införas till framtida redovisningar och som skulle bidra till att Ei får en ännu tydligare bild av elnätsföretagens arbete för att säkerställa en hög leveranssäkerhet i sina nät.

⁶Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om elberedskap (SvKFS 2013:2).

2 Datamaterial

2.1 Material från redovisningen

Materialet som används i denna promemoria bygger på de uppgifter som årligen redovisas till Ei. Redovisningen är utformad som en enkät med frågor med föreslagna svarsalternativ inom de olika grupper och huvudgrupper som framgår av Tabell 1.

För mer information om huvudgrupperna A-D hänvisas till Ei:s handbok för redovisning av risk- och sårbarhetsanalys⁷. Nätföretagens redovisning sker via Ei:s webbgränssnitt KENT.

Tabell 1 Indelning av elnätsföretagens redovisning baserad på upprättade RSA och ÅP

A	Information om risk- och sårbarhetsanalysen
A1	Analysmetod
A2	Källa för analysmetod
A3	Uppskattning av risker
A4	Dokumentation
B	Indelning av risker i undergrupper
B1	Anläggningsteknik
B2	Enstaka anläggningar
B3	Nätstruktur
B4	Organisation och arbetsprocesser
B5	Övrigt
C	Särskilt om funktionskravet om funktionskravet
C1	Svårt att uppfylla funktionskravet?
C2	Vilka är dessa omständigheter?
D	Redovisning av åtgärdsplanen
D1	Datum för senaste åtgärdsplan
D2	Antalet åtgärder i åtgärdsplanen
D3	Har åtgärder märkts med unik identitet?
D4	Finns en tidplan för genomförande av respektive åtgärd?
D5	Antalet ändringar i tidplan

Innehållet i redovisningen talar inte om *vilka* risker, sårbarheter eller åtgärdsplaner som identifierats för ett elnätsföretag. Istället fokuserar redovisningen på att bekräfta *att* elnätsföretagen arbetar med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner, vilka *metoder* som använts för att ta fram analysen samt uppgifter relaterade till åtgärderna för att hantera de identifierade riskerna.

⁷ Handbok för redovisning av risk- och sårbarhetsanalys och åtgärdsplan, Ei

2.2 Företag och redovisningsenheter i varierande storlek

Redovisningen av uppgifter för RSA och ÅP sker i så kallade redovisningsenheter, precis som i elnätsföretagens övriga redovisning till Ei⁸. De flesta elnätsföretag utgör endast en redovisningsenhet, men vissa elnätsföretag är indelade i flera redovisningsenheter. Att verksamheten utgörs av flera redovisningsenheter kan bero på att det är ett stort elnät, att företaget har separata regionnät eller att företaget har en geografiskt utspridd verksamhet.

Redovisningsenheterna delas in i regionnät och lokalnät. Den huvudsakliga distributionen av el sker i lokalnäten medan regionnäten främst överför el mellan stamnätet och lokalnäten eller till vissa större energiintensiva industrier. Antalet redovisningsenheter av respektive typ framgår av Tabell 2.

Tabell 2 Antal redovisningsenheter för lokalnät och regionnät

	Typ av redovisningsenhet	Antal redovisningsenheter
REL	Redovisningsenhet för lokalnät	164
RER	Redovisningsenhet för regionnät	6

De olika lokalnätsföretagen och dess redovisningsenheter varierar i storlek. För att underlätta analysen av de redovisade uppgifterna sorteras lokalnätsföretagen i tre storlekskategorier utifrån antalet uttagspunkter per redovisningsenhet. Kategorierna kan ses i Tabell 3. Utagspunkter är de punkter i elnätet där el tas ut till förbrukning av en elanvändare. Antalet uttagspunkter i ett nät motsvarar ungefär antalet kunder då de flesta kunder endast har en uttagspunkt.

Tabell 3 Antal redovisningsenheter för lokalnät (REL) indelade i storlekskategorier

Storlekskategori på REL	Antal uttagspunkter	Antal REL per kategori	Totalt antal uttagspunkter per storlekskategori
Små REL	< 50 000	145	≈ 1 687 000
Mellanstora REL	50 000 - 300 000	16	≈ 1 599 000
Stora REL	> 300 000	3	≈ 2 110 000
Totalt		164	≈ 5 396 000

2.3 Många sena rapporteringar

År 2014 inkom 91 procent av redovisningsenheterna med sin redovisning vid utsatt datum, det vill säga senast den 31 juli. Detta är en nedgång från 2013 då 98 procent inkom med redovisningen i tid.

Även om flera redovisningsenheter inkom med sina redovisningar sent så inkom samtliga redovisningar för 2014. I tidsserierna saknas fyra redovisningsenheter som inte inkom med någon redovisning under 2011. Antalet redovisningsenheter som rapporterat i tid framgår av Tabell 4.

⁸ Den eller de nätkoncessioner som redovisningen avser. Redovisningsenheten kan avse redovisningsenhet för lokalnät (REL) eller redovisningsenhet för regionnät (RER). Denna promemoria avser endast REL.

Tabell 4 Antal redovisningsenheter för lokalnät (REL) som inkommit med redovisningen av RSA/ÅP i tid

År	Totalt antal redovisningsenheter	Antal redovisningsenheter som rapporterat	Antal redovisningsenheter som rapporterade i tid
2014	164	164 (100 %)	149 (91 %)
2013	165	165 (100 %)	161 (98 %)
2012	168	168 (100 %)	139 (83 %)
2011	168	164 (98 %)	147 (88 %)

3 Huvudgrupp A

Information om risk- och sårbarhetsanalysen

Denna huvudgrupp handlar om elnätsföretagens arbete med RSA på en mycket generell nivå. Elnätsföretagen redovisar i denna kategori information om metoderna som använts för att identifiera riskkällor och uppskatta risker i företagens RSA, men också om källan för analysmetoden och hur mycket av dokumentationen som färdigställts. Av Tabell 5 framgår den information som nätföretagen ska redovisa i kategori A.

Tabell 5 Huvudgrupp A: Indelning av information om risk- och sårbarhetsanalysen

A	Information om risk- och sårbarhetsanalysen
A1	Analysmetod
A2	Källa för analysmetod
A3	Uppskattning av risker
A4	Dokumentation

3.1 Grupp A1 Analysmetod

Enligt Ei:s föreskrifter och allmänna råd om RSA och ÅP avseende leveranssäkerhet i elnäten ska en etablerad analysmetod användas vid identifiering av riskkällor och uppskattning av risker i elnätsföretagens risk- och sårbarhetsanalyser⁹. Föreskrifterna ställer emellertid inga specifika krav på metoden utan föreskriver endast att en etablerad metod ska användas. I ett allmänt råd i föreskrifterna framgår att exempel på etablerade metoder för att identifiera riskkällor och uppskatta risker är metoderna grovanalys, felträdsanalys och händelseträdsanalys så som de beskrivs i standard SS EN 31010, utgiven av Svensk Elstandard. Några vanliga analysmetoder som beskrivs i standarden framgår av Tabell 6.

Tabell 6 Vanliga analysmetoder i standard IEC 60300-3-9¹⁰

Analysmetod			
1	HAZOP	Hazards and Operability study	Etude de danger et de faisabilité
2	FMEA/AMDE	Fault Modes and Effects Analysis	Analyse des de defaillance et de leurs effets
3	FTA/AAP	Fault Tree Analysis	Analyse par arbre de panne
4	ETA	Event Tree Analysis	Analyse par arbre d'événement
5	PHA/APD	Preliminary Hazard Analysis	Analyse préliminaire du danger
6	HRA	Human Reliability Analysis	Appréciation de la fiabilité

⁹ EIFS 2013:3, 6 §.

¹⁰ International standard IEC 300-3-9, första uppl., 1995-12, International Electrotechnical Commission.

Nästan alla elnätsföretag redovisar att de använder grovanalys för att identifiera riskkällor och uppskatta risker. Andra metoder utöver grovanalys som nämns i föreskrifternas allmänna råd finns dock inte med i redovisningens frågealternativ. Därmed saknas det uppgifter om användningen av andra analysmetoder som felträdsanalys och händelseträdsanalys i den här sammanställningen.

En sammanställning över antalet lokalnätsföretag som redovisar att de använder grovanalys respektive andra metoder kan ses i Tabell 7. Vissa nätföretag använder fler än en metod, varför summorna kan överstiga hundra procent.

Tabell 7 Val av analysmetod för riskidentifiering för lokalnätsföretag, 2011-2014

År	Grovanalys, antal REL	Andra metoder, antal REL
2014	161 (98 %)	8 (5 %)
2013	161 (98 %)	9 (5 %)
2012	164 (98 %)	9 (5 %)
2011	159 (97 %)	8 (5 %)

De lokalnätsföretag som redovisar att de använder någon annan metod än grovanalys eller någon annan metod utöver grovanalys kan ses i Tabell 8. Egenutvecklade metoder uppfyller enligt Ei:s bedömning sannolikt inte kravet i föreskrifterna på att metoden ska vara etablerad. Vissa företag använder sig av fler än en metod, där de även kan använda andra analysmetoder utöver grovanalys.

Tabell 8 Andra riskanalysmetoder som redovisats av lokalnätsföretag i fråga A1

Företagets namn	Redovisningsenhet	Analysmetod Grovanalys	Analysmetod Annan	Benämning av annan analysmetod
Sturefors Eldistribution AB	RELO0177	-	Ja	Egen
Viggafors elektriska andelsförening u.p.a.	RELO0231	-	Ja	Styrelseordföranden
Hamra Besparingsskog	RELO0068	-	Ja	Elinorr
Staffanstorps Energi AB	RELO0175	- ¹¹	Ja	Grov+finanalys
Karlstads El- och Stadsnät AB	RELO0092	Ja	Ja	ENIA
LEVA i Lysekil AB	RELO0121	Ja	Ja	Nätstrukturanalys
Gotlands Energi AB (GEAB)	RELO0044	Ja	Ja ¹²	Preliminary Hazard Analys
Nossebroortens Energi ek för	RELO0135	Ja	Ja	Scenariebaserad riskanalys

¹¹ Tolkas dock även som "Ja" till grovanalys i Tabell 7, på grund av benämningen av analysmetoden (benämning "Grov+finanalys").

¹² Tolkas som "Ja" till annan analysmetod i Tabell 7 trots att det motsvarar metoden grovanalys.

En sammanställning över antalet regionnätsföretag som redovisar att de använder grovanalys respektive andra metoder kan ses i Tabell 9.

Tabell 9 Val av analysmetod för riskidentifiering för regionnätsföretag, 2011-2014

År	Grovanalys, antal RER	Andra metoder, antal RER
2014	6 (100%)	1 (17%)
2013	6 (100%)	0 (0%)
2012	5 (100%)	0 (0%)
2011	5 (100%)	0 (0%)

3.2 Grupp A2 Källa för analysmetod

Ei:s föreskrifter ställer inget krav på källan för riskanalysmetoden, utöver att metoden ska vara etablerad¹³. En anmärkningsvärd källa kan dock indikera att en icke-etablerad metod används för identifieringen av riskerna. Som allmänt råd anges standarden SS EN 31010 (IEC 60300-3-9).

De allra flesta nätföretag redovisar att de använder den standard som finns i det allmänna rådet som källa för riskanalysmetoden. Av Tabell 10 framgår antalet lokalnätsföretag som använder SS EN 31010 respektive andra källor. Vissa nätföretag använder fler än en standard eller källa, varför summorna kan överstiga hundra procent.

Tabell 10 Källa för metoden i risk- och sårbarhetsanalysen för lokalnätsföretag, 2011-2014

År	SS EN 31010 eller IEC 60300-3-9, antal REL	Andra standarder och källor, antal REL
2014	138 (85 %)	29 (17 %)
2013	138 (84 %)	31 (19 %)
2012	137 (82 %)	37 (22 %)
2011	135 (82 %)	35 (21 %)

Andra vanliga källor utöver standarden SS EN 31010 kan ses i Tabell 11.

Tabell 11 Andra vanliga källor för metoden i risk- och sårbarhetsanalysen

Källa	Referens
Svensk Energi	Lennart Bernram (projektets ordf.) m. fl. Svensk Energi – Swedenergy – AB Risk- och sårbarhetsanalyser för elnät; Vägledning för elnätsföretag, Juni 2008
Elforsk	Martin Kylefors, Lotta Fredholm, Cecilia Sandström. Riskanalysmetod lokalnät; kartläggning och reduktion av risker i elnät Elforsk Rapport 07:58, November 2007
SRV/MSB	Statens räddningsverk (SRV) eller sedermera: Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) Göran Davidsson, Liane Haeffler, Bo Ljudman, Håkan Frantzich Handbok för riskanalys, Räddningsverket 2003

¹³ EIFS 2013:3, 6 §.

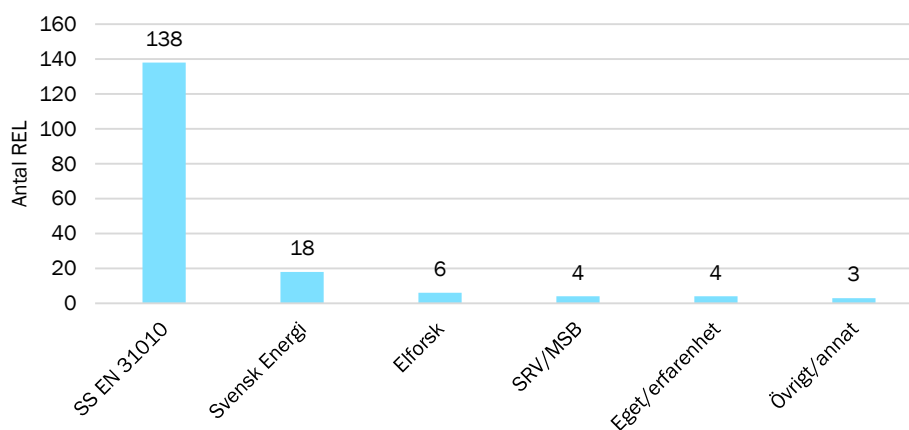
Antalet företag som använder någon annan vanlig källa framgår av Tabell 12. Att källan är vanlig i branschen behöver inte nödvändigtvis innebära att metoden som används är etablerad.

Tabell 12 Andra källor för metoden i risk- och sårbarhetsanalysen för lokalnätetsföretag

År	Svensk Energi	Elforsk	SRV/MSB	Eget/Erfarenhet	Övriga/Andra
2014	18 (11 %)	6 (4 %)	4 (2 %)	4 (2 %)	3 (2 %)
2013	18 (11 %)	6 (4 %)	4 (2 %)	6 (4 %)	3 (2 %)
2012	21 (13 %)	5 (3 %)	4 (2 %)	7 (4 %)	5 (4 %)
2011	20 (12 %)	5 (3 %)	4 (2 %)	5 (3 %)	6 (4 %)

Antalet företag som anger de olika källorna i Tabell 10 och Tabell 12 illustreras vidare i Figur 1. Vissa lokalnätetsföretag använder fler än en standard eller källa, varför summorna kan överstiga det totala antalet redovisningsenheter.

Figur 1. Antal redovisningsenheter för lokalnät (REL) som använder standarden SS EE 31010 respektive andra källor



De elnätetsföretag som uppger att det använder sig av en intern källa för risk- och sårbarhetsarbetet framgår av Tabell 13. Det är sannolikt att en egenutvecklad källa inte uppfyller föreskrifternas krav på att metoden som används är etablerad¹⁴.

Tabell 13 Källor som tolkats som "Eget/erfarenhet" som redovisats av lokalnätetsföretag i fråga A2

Företagets namn	Redovisningsenhet	Källa SS EN 31010	Källa Standard	Källa Standard Benämning	Källa Annan	Källa annan benämning
Viggafors elektriska andelsförening u.p.a.	RELO0231	-	-	-	Ja	Styrelse-ordföranden
Sturefors Eldistribution AB	RELO0177	-	-	-	Ja	Egen
Lidköpings kommun	RELO0109	-	-	-	Ja	Erfarenhet
Skyllbergs Bruks AB	RELO0168	-	-	-	Ja	Företagets bedömning

¹⁴ EIFS 2013:3, 6 §.

De nätföretag som uppger att det använder sig av övriga källor för risk- och sårbarhetsarbetet framgår av Tabell 14.

Tabell 14 Källor som tolkats som "Övriga/annat" som redovisats av lokalnätsföretag i fråga A2

Företagets namn	Redovisningsenhet	Källa SS EN 31010	Källa Standard	Källa Standard Benämning	Källa Annan	Källa annan benämning
Nossebroortens Energi ek för	RELO0135	-	-	-	Ja	Scenariebaserad
Hofors Elverk AB	RELO0075	-	Ja	Elinorr	-	-
Ystad Energi AB	RELO0244	Ja	-	-	Ja	Bibliografi i analysrapporten

Av Tabell 15 framgår antalet regionnätsföretag som använder SS EN 31010 respektive andra källor för metoden i risk- och sårbarhetsanalysen. Som annan källa nämns både Svensk energi och Svenska Kraftnäts vägledning.

Tabell 15 Källa för metoden i risk- och sårbarhetsanalysen för regionnätsföretag

År	SS EN 31010 eller IEC 60300-3-9, antal RER	Andra standarder och källor, antal RER
2014	4 (66%)	2 (33%)
2013	4 (66%)	2 (33%)
2012	4 (80%)	1 (20%)
2011	4 (80%)	1 (20%)

3.3 Grupp A3 Uppskattning av risker

Enligt Ei:s föreskrifter ska elnätsföretagen uppskatta risker och sårbarhet vid upprättandet av sin risk- och sårbarhetsanalys. I redovisningen till Ei ska elnätsföretagen beskriva om en riskmatris använts för presentation av sannolikhet och konsekvens.

Att använda en riskmatris för att presentera sannolikheter och konsekvenser för olika händelser är en metod som beskrivs av flera källor, bland annat från MSB eller standarden SS EN 31010. Matrisen presenterar riskerna med bedömning av sannolikhet för en risk på ena leden och bedömningen av konsekvensen av risken på den andra leden.

Av de olika metoder som lokalnätsföretagen använder i sitt arbete med risk- och sårbarhetsanalys anger 98 procent av företagen att en sannolikhets- och konsekvensmatris använts, se Tabell 16. Vissa lokalnätsföretag använder fler än en metod, varför summorna kan överstiga hundra procent.

Tabell 16 Uppgifter om en riskmatris används av lokalnätsföretag för presentation risker

År	Risk- Sannolikhet- Konsekvensmatris, antal REL	Annan uppskattning av risker, antal REL
2014	160 (98 %)	4 (2 %)
2013	160 (97 %)	5 (3 %)
2012	161 (96 %)	8 (5 %)
2011	158 (96 %)	7 (4 %)

De företag som redovisar att de använder en annan metod för uppskattning av risker framgår av Tabell 17.

Tabell 17 Annan uppskattning av risker i risk- och sårbarhetsanalysen i fråga A3

Företagets namn	Redovisningsenhet	Risk- Sannolikhet- Konsekvens-matris	Risk Annat	Risk Annat, Benämning
Sturefors Eldistribution AB	RELO0177	-	Ja	Lång yrkeserfarenhet
Viggafors elektriska andelsförening u.p.a.	RELO0231	-	Ja	Ingen
Skyllbergs Bruks AB	RELO0168	-	Ja	Transformatorhaveri
Borås Elnät AB	RELO0019	-	Ja	Sannolikhet och konsekvens. Konsekvens fördelad på redundans, bortkopplad effekt och antal berörda kunder.

Vid uppskattning av risk och sårbarhet ska enligt Ei:s föreskrifter konsekvenser i form av antalet låg- och högspänningskunder som kan drabbas, avbrottstid samt mängden icke levererad energi beaktas. Därutöver bör andra konsekvenser av väsentlig betydelse beaktas¹⁵. Användningen av riskmatris för att presentera riskerna framgår av Ei:s allmänna råd om uppskattning av risker¹⁶.

Samtliga regionnätsföretag anger att de använder sannolikhets- och konsekvensmatris i sitt arbete med risk- och sårbarhetsanalys, se Tabell 18.

Tabell 18 Uppgifter om en riskmatris används av regionnätsföretag för presentation risker

År	Risk- Sannolikhet- Konsekvensmatris, antal RER	Annan uppskattning av risker, antal RER
2014	6 (100%)	0 (0%)
2013	6 (100%)	0 (0%)
2012	5 (100%)	0 (0%)
2011	5 (100%)	0 (0%)

¹⁵ EIFS 2013:3, 7 §.

¹⁶ EIFS 2013:3, 6 §, allmänt råd.

3.4 Grupp A4 Dokumentation

För att säkra god spårbarhet är det viktigt att en god dokumentationsprocess existerar. Det finns flera krav på dokumentation av risk- och sårbarhetsanalysen i Ei:s föreskrifter. Föreskrifterna kräver inte att dokumentationen ska vara helt komplett. Däremot föreskrivs att arbetet ska dokumenteras på ett sådant sätt att det ger en komplett bild av det arbete som har lett fram till resultaten av risk- och sårbarhetsanalysen. Arbetsprocessen ska utan svårighet kunna rekonstrueras baserat på skriftligt material¹⁷. Dokumentationen ska givetvis också innehålla de risker som identifieras¹⁸.

I redovisningen till Ei ska information lämnas om hur stor andel av det gjorda arbetet som finns dokumenterat. Informationen lämnas genom att ett heltal mellan noll och hundra procent anges, där hundra procent betyder att dokumentationen är heltäckande. I Tabell 19 presenteras lokalnätsföretagens dokumentationsgrad, fördelat på storleken på elnätsföretagen. De lägsta dokumentationsgraderna finns för vissa mindre elnätsföretag samtidigt som de större företagen generellt har hög dokumentationsgrad.

Tabell 19 Fördelningen av dokumentationsgrad för de olika storlekskategorierna av lokalnätsföretag

Antal redovisningsenheter med dokumentationsgrad enligt nedan					
Storlekskategori	0 %	1 % - 50 %	51 % - 75 %	76 % - 99 %	100 %
Små REL	4	3	12	35	92
Medelstora REL	0	1	0	8	7
Stora REL	0	0	0	2	1
Totalt	4	4	12	45	99

Av de redovisade siffrorna framgår att majoriteten av elnätsföretagen uppger att de har en fullständig dokumentationsgrad. Detta är inte anmärkningsvärt ifall ett företag kontinuerligt arbetar med RSA där risker kan identifieras under hela året vilket medför ständiga uppdateringar. Åtta elnätsföretag, motsvarande cirka fem procent av företagen, har en dokumentationsgrad som är femtio procent eller lägre.

Max-, median-, medel- och minimivärde för dokumentationsgraden kan ses i Tabell 20 fördelade på de fyra år som uppgifter om risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner redovisats. Det går att se att den generella andelen dokumentation ökat sedan redovisningen började 2011, om än en smärre nedgång ses sedan 2013.

Tabell 20 Max-, median-, medel- och minimivärde av andel dokumentation för lokalnät för olika år

År	Max	Median	Medel	Minimi
2014	100 %	100 %	92 %	0 %
2013	100 %	100 %	93 %	0 %
2012	100 %	100 %	90 %	0 %
2011	100 %	100 %	87 %	0 %

¹⁷ EIFS 2013:3, 9 §.

¹⁸ EIFS 2013:3, 10 §.

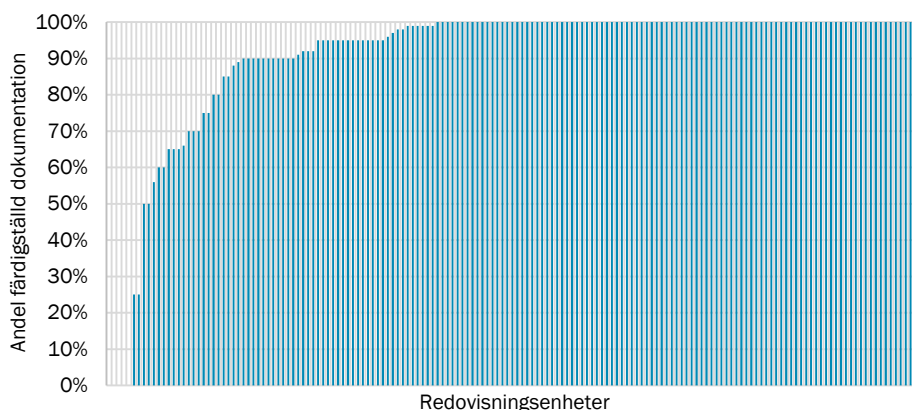
Även om dokumentationsgraden generellt förbättrats sedan det första året har ett antal företag halkat efter i dokumentationsgrad. Detta kan ses i Tabell 21 som visar antal elnätsföretag (REL) fördelade på andel färdigställd dokumentation för de fyra år som uppgifterna rapporterats. Fyra nätföretag har i 2014 års redovisning uppgett att de haft noll procent dokumentation.

Tabell 21 Fördelningen av lokalnätsföretagens dokumentationsgrad för olika år

Antal redovisningsenheter för lokalnät (REL) med dokumentationsgrad enligt nedan					
	0 %	1 % - 50 %	51 % - 75 %	76 % - 99 %	100 %
2014	4	4	12	45	99
2013	1	4	14	47	99
2012	2	9	12	52	93
2011	2	14	14	47	87

För att ytterligare beskriva dokumentationsgraden så kan varje företags dokumentationsgrad illustreras som en stapel i figuren nedan.

Figur 2 Andel färdigställd dokumentation för lokalnätsföretagen (REL)



Tabell 22 visar antal regionnätsföretag fördelade på andel färdigställd dokumentation för de fyra år som uppgifterna rapporterats. Av tabellen framgår att samtliga regionnätsföretag anger att de har en dokumentationsgrad som överstiger femtio procent.

Tabell 22 Fördelningen av regionnätsföretagens dokumentationsgrad för olika år

Antal redovisningsenheter för regionnät (RER) med dokumentationsgrad enligt nedan					
	0 %	1 % - 50 %	51 % - 75 %	76 % - 99 %	100 %
2014	0	0	1	3	2
2013	0	0	1	4	1
2012	0	1	0	3	1
2011	0	1	1	2	1

Utöver de specifika kraven om dokumentation i föreskrifterna gäller även de generella kvalitetskraven för risk- och sårbarhetsanalyser. Av föreskrifterna framgår att risk- och sårbarhetsanalysen ska vara av sådan kvalitet och innehålla sådan information att koncessionshavaren får kunskap om brister som kan leda till leveransavbrott och hur dessa kan åtgärdas, att kunderna kan ges sådan information om sin leveranssäkerhet som avses i 3 kap. 9 d § ellagen samt om vilka åtgärder som planeras för att höja leveranssäkerheten, samt att Ei får sådant underlag som krävs för att välja ut de nätföretag som särskilt bör granskas avseende leveranssäkerhet, och vid en granskning får sådant underlag som krävs för att bedöma koncessionshavarens leveranssäkerhetsarbete¹⁹. Är dokumentationen mycket ofullständig är det sannolikt att dessa generella kvalitetskrav inte är uppfyllda.

I Tabell 23 framgår de företag som redovisat de lägsta dokumentationsgraderna. Flera av företagen med lägst andel färdigställd dokumentation uppfyller sannolikt inte kvalitetskraven på risk- och sårbarhetsanalyser och kravet på att dokumentationen ska ge information om leveranssäkerheten och om risker i elnätet samt ge en komplett bild av det arbete som har lett fram till resultaten av risk- och sårbarhetsanalysen.

Tabell 23 Redovisningsenheter med lägst dokumentationsgrad

Företagets namn	Redovisningsenhet	Andel färdigställd dokumentation
Viggafors elektriska andelsförening u.p.a.	REL00231	0 %
Hedemora Energi AB	REL00069	0 %
Ålem Energi AB	REL00246	0 %
Dala Energi Elnät AB	REL00869	0 %
Hjärtums Elförening Ek För	REL00074	25 %
Övertorneå Energi AB	REL00029	25 %
Skellefteå Kraft Elnät AB	REL00824	50 %
Herrljunga Elektriska AB	REL00072	50 %
Skellefteå Kraft Elnät AB	RER00318	55 %
AB PiteEnergi	REL00149	56 %
Bengtstors Energi Nät AB	REL00007	60 %
Vinninga Elektriska Förening	REL00234	60 %
Hofors Elverk AB	REL00075	65 %
Närkes Kils Elektriska ek för	REL00140	65 %
SEVAB Nät AB	REL00160	65 %
Lidköpings kommun	REL00109	66 %
Arvika Teknik AB	REL00005	70 %
Sävsjö Energi AB	REL00182	70 %
Årsunda Kraft & Belysningsförening ek för	REL00249	70 %

¹⁹ EIFS 2013:3, 4 §.

4 Huvudgrupp B

Indelning av risker i undergrupper

I denna huvudgrupp redovisas antalet risker identifierade i risk- och sårbarhetsanalysen. Genom att redovisa antalet risker bekräftas det att företaget har identifierat risker i arbetet med RSA och ÅP. Därtill bekräftas det att riskerna även har fördelats efter de huvudgrupper som riskerna ska delas upp i enligt föreskrifterna.

Elnätsföretagen använder olika metoder för att identifiera risker. Detta innebär att det kan vara vanskligt att jämföra antalet risker mellan olika företag, då vissa företag benämner en sak för en risk medan andra företag delar upp samma sak i flera risker. På samma sätt kan vissa nätföretag identifiera risker som av andra företag bedöms täckas in under vidare riskbenämningar eller paraplybegrepp.

Det man trots allt kan utläsa ur de redovisade uppgifterna är dels om det sker stora metodförändringar i risk- och sårbarhetsanalysarbetet, dels om företagen arbetar med riskidentifiering inom alla riskkategorier. Därtill går det att få indikationer om antalet risker förefaller öka eller minska.

Risker identifieras först fördelat på huvudgrupperna i risk- och sårbarhetsanalysen där en del risker bedöms föranleda åtgärder av nätföretaget²⁰. De risker som ska åtgärdas visas sedan återigen i åtgärdsplanen tillsammans med de planerade åtgärderna²¹. På detta sätt går arbetet med risk- och sårbarhetsanalysen hand i hand med arbetet åtgärdsplaner.

Av Tabell 24 framgår de undergrupper som nätföretagen ska använda för indelning av risker.

Tabell 24 Huvudgrupp B: Indelningen av risker i undergrupper

B	Indelning av risker i undergrupper
B1	Anläggningsteknik
B2	Enstaka anläggningar
B3	Nätstruktur
B4	Organisation och arbetsprocesser
B5	Övrigt

Endast exceptionella riskkällor som krig och terrorism får undantas från

²⁰ EIFS 2013:3, 10 §.

²¹ EIFS 2013:3, 12 § 1 st.

riskidentifieringen²². Alla andra risker identifieras och fördelas efter huvudgrupperna ovan.

4.1 Grupp B1 Anläggningsteknik

Med anläggningsteknik avses t.ex. oisolerade luftledning, äldre PEX-kablar, oljekablar med risk för läckage, samförädlade ledningar i tunnlar, huvudmatning och reservmatning i gemensam ledningssträckning och sjökablar.

Antalet identifierade risker inom undergrupp B1, inklusive antalet identifierade risker som bedöms föranleda åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner, redovisas i Tabell 25.

Tabell 25 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av risker för undergrupp B1

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	65	6,4	3	0	918
Antal identifierade risker till ÅP	19	2,7	1	0	384
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	347	42,1	17	1	674
Antal identifierade risker till ÅP	22	6,1	4	0	98
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	54	33,3	34	12	100
Antal identifierade risker till ÅP	12	6,7	5	3	20
Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	347	10,4	4	0	1692
Antal identifierade risker till ÅP	22	3,1	2	0	502
RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	15	3,3	1	0	20
Antal identifierade risker till ÅP	11	2,5	1	0	15

För undergruppen B1 (Anläggningsteknik) är medianvärdet för antalet identifierade risker oftast större med storleken på nätföretaget. Överlag kan konstateras att vissa företag redovisar förhållandevis många risker i denna undergrupp, även om något fler risker redovisas inom undergrupperna B2 och B3.

4.2 Grupp B2 Enstaka anläggning

Med enstaka anläggningsobjekt avses bland annat nätstationer, fördelningsstationer och mottagningsstationer, exempelvis med avseende på teknik, ålder och brandrisker, förekomsten av ljusbågsvakter, utgående ledningars fördelning, enhetsreserver och enskilda känsliga komponenter.

²² EIFS 2013:3, 5 § 2st.

Antalet identifierade risker inom undergrupp B2, inklusive antalet identifierade risker som bedöms föranleda åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner, redovisas i Tabell 26.

Tabell 26 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av risker för undergrupp B2

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	86	9,1	5	0	1314
Antal identifierade risker till ÅP	34	3,4	2	0	487
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	89	21,4	14,5	0	343
Antal identifierade risker till ÅP	64	9,3	5	0	148
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	86	28,8	0	0	86
Antal identifierade risker till ÅP	51	17	0	0	51
Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	89	10,7	5	0	1743
Antal identifierade risker till ÅP	64	4,2	2	0	686
RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	54	23,7	16	0	142
Antal identifierade risker till ÅP	51	11,3	2,5	0	68

Undergrupp B2 (Enstaka anläggningar) är den kategori där elnätsföretagen redovisar flest identifierade risker, uttryckt som medianvärde, vilket kan förklaras med att det finns väldigt många anläggningar som utgöra potentiella risker för leveranssäkerheten. För stora redovisningsenheter (storlekskategorin med fler än 300 000 uttagspunkter) redovisar majoriteten av nätföretagen inga risker. Det är många företag som redovisar väldigt många risker inom denna undergrupp.

4.3 Grupp B3 Nätstruktur

Med nätstruktur avses främst risker relaterade till systemets komplexitet. Några exempel är enskilda punkter där fel kan orsaka stora konsekvenser, geografiska och meteorologiska förutsättningar och graden av redundans.

Antalet identifierade risker inom undergrupp B3, inklusive antalet identifierade risker som bedöms föranleda åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner, redovisas i Tabell 27.

Tabell 27 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av risker för undergrupp B3

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	208	9	4	0	1300
Antal identifierade risker till ÅP	46	3,3	2	0	473
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	133	24	7,5	0	384
Antal identifierade risker till ÅP	48	10,3	3	0	164
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	260	93,3	19	1	280
Antal identifierade risker till ÅP	75	28	8	1	84
Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	260	12	4	0	1964
Antal identifierade risker till ÅP	75	4,4	2	0	721
RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	29	13,2	12,5	0	79
Antal identifierade risker till ÅP	26	9,0	5,5	0	54

Även för undergrupp B3 ökar medianvärdet för antal identifierade risker med storleken på nätföretaget. Denna kategori omfattar till antalet flest risker och många elnätsföretag redovisar väldigt många risker inom denna undergrupp relativt andra undergrupper.

4.4 Grupp B4 Organisation och arbetsprocesser

Med organisation och arbetsprocesser avses exempelvis kompetens, rutiner och instruktioner.

Antalet identifierade risker inom undergrupp B4, inklusive antalet identifierade risker som bedöms föranleda åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner, redovisas i Tabell 28.

Tabell 28 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av risker för undergrupp B4

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	45	4,2	2	0	600
Antal identifierade risker till ÅP	19	1,5	1	0	210
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	20	6,3	3	0	100
Antal identifierade risker till ÅP	3	0,8	0	0	12
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	21	8,3	3	1	25
Antal identifierade risker till ÅP	3	1,3	1	0	4

Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	45	4,4	2	0	725
Antal identifierade risker till ÅP	19	1,4	1	0	226

RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	8	3,3	3	0	20
Antal identifierade risker till ÅP	3	1,5	1,5	0	9

Bortsett från undergruppen övrigt redovisar nätföretagen minst antal risker i denna undergrupp. Antalet risker varierar inte nämnvärt mellan de olika storlekskategorierna.

4.5 Grupp B5 Övrigt

Med övriga risker menas de risker som inte kan placeras i andra undergrupper.

Antalet identifierade risker inom undergrupp B5, inklusive antalet identifierade risker som bedöms föranleda åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner, redovisas i Tabell 29.

Tabell 29 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av risker för undergrupp B5

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	20	1,7	0	0	247
Antal identifierade risker till ÅP	7	0,6	0	0	88

Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	14	4,2	0	0	67
Antal identifierade risker till ÅP	1	0,1	0	0	1

Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	14	4,7	0	0	14
Antal identifierade risker till ÅP	0	0	0	0	0

Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	20	2	0	0	328
Antal identifierade risker till ÅP	7	0,5	0	0	89

RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	8	1,5	0	0	9
Antal identifierade risker till ÅP	1	0,2	0	0	1

Majoriteten av elnätsföretagen i samtliga storlekskategorier har inte identifierat några risker i denna undergrupp.

4.6 Risker inom samtliga undergrupper

Det totala antalet identifierade risker inom samtliga undergrupper, inklusive antalet identifierade risker som bedöms föranleda åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner, redovisas i Tabell 30.

Tabell 30 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av risker i B1-B5

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	249	30,2	17	0	4379
Antal identifierade risker till ÅP	51	11,3	8	0	1642
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	388	98	60	9	1568
Antal identifierade risker till ÅP	128	26,4	17	2	423
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	297	168,3	194	14	505
Antal identifierade risker till ÅP	78	53	67	14	159
Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	388	39,3	18	0	6452
Antal identifierade risker till ÅP	128	13,6	9	0	2224
RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal identifierade risker	87	45,0	45	3	270
Antal identifierade risker till ÅP	81	24,5	14,5	1	147

Sett till totalt antal identifierade risker så framgår det, liksom tidigare år, att antalet risker uttryckt både som medel- och medianvärde ökar med storleken på nätföretagen. Det finns dock en stor spridning. Vissa medelstora redovisningsenheter identifierar till exempel avvikande många risker i förhållande till de andra.

Föreskrifterna kräver att riskerna fördelas på undergrupper²³ och att risk- och sårbarhetsanalysen ska ge tillräckligt med information om leveranssäkerheten i näten²⁴. Saknas det risker i risk- och sårbarhetsanalysen är det troligt att analysen inte ger tillräcklig information om leveranssäkerheten i nätet

Ett företag (Viggafors elektriska andelsförening u.p.a., se Tabell 31) har rapporterat att de inte har några risker identifierade i deras risk- och sårbarhetsanalys.

Tabell 31 Redovisningsenheter som inte redovisat några risker i risk- och sårbarhetsanalysen

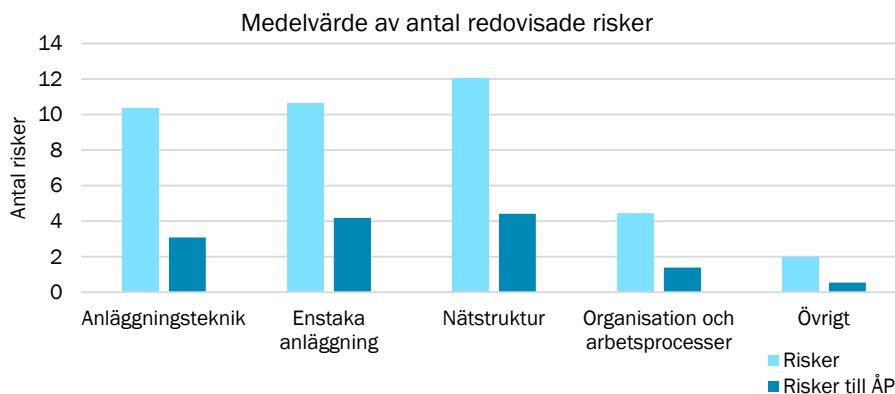
Företagets namn	Redovisningsenhet	Summa identifierade risker
Viggafors elektriska andelsförening u.p.a.	REL00231	0

²³ EIFS 2013:3, 10 §.

²⁴ EIFS 2013:3, 4 §.

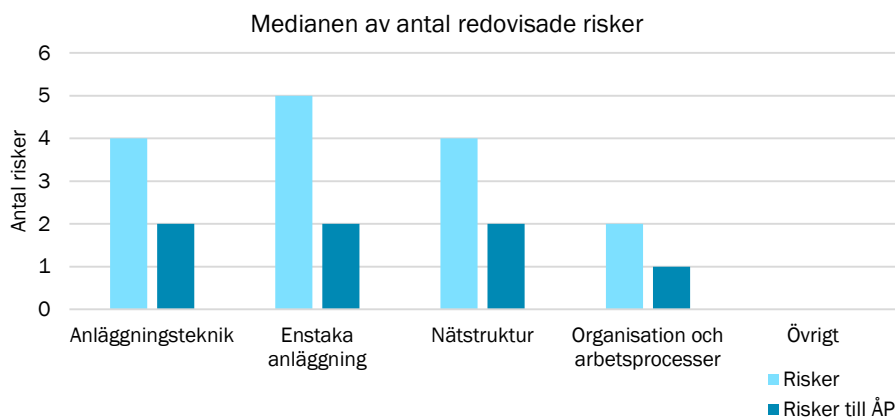
Det identifieras ungefär tre gånger så många risker i risk- och sårbarhetsanalyserna än vad som sedan planeras att åtgärdas i nätföretagens åtgärdsplaner. Detta kan ses i Figur 3 som visar medelvärdet av antalet identifierade risker och risker som går vidare till åtgärdsplan.

Figur 3 Medelvärde av antalet redovisade risker i risk- och sårbarhetsanalyser för lokalnät (REL)



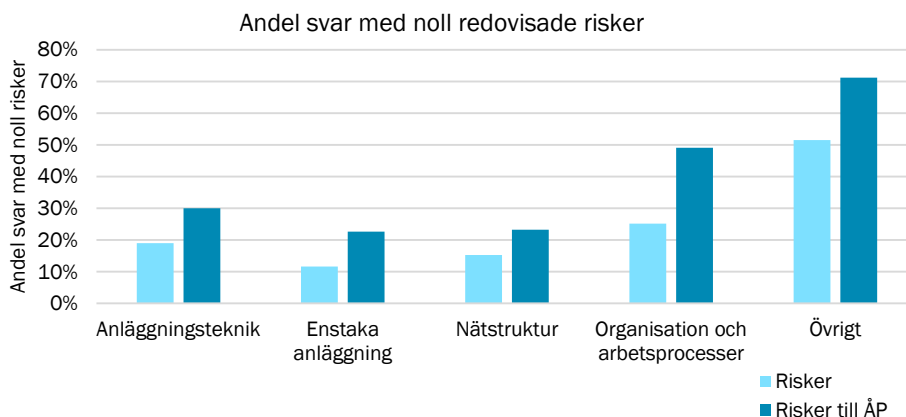
I Figur 4 visas medianen för antalet risker som identifierats och som föranleder åtgärder i åtgärdsplanen. Medianen av antalet risker är mycket lägre än medelvärdet av antalet risker vilket beror på att det är en spridning i antalet identifierade risker mellan företagen.

Figur 4 Medianvärde av antalet redovisade risker i risk- och sårbarhetsanalyser för lokalnät (REL)



Av Figur 5 framgår andelen nätföretag som inte identifierat några risker inom respektive huvudgrupp. Det är många företag som inte redovisar några risker i kategorin övrigt vilket kan ses som något positivt då de förmodligen sorterat riskerna inom de övriga undergrupperna istället. Det kan också noteras att få risker identifierats i undergruppen "Organisation och arbetsprocesser".

Figur 5 Andel redovisningsenheter för lokalnät (REL) utan redovisade risker i risk- och sårbarhetsanalysen



De flesta elnätsföretag identifierar fler risker än vad som går vidare till ÅP. Tabell 32 ger en bild av i vilken utsträckning de risker som elnätsföretagen identifierat i sina risk- och sårbarhetsanalyser bedömts föranleda åtgärder i ÅP. Av de redovisade uppgifterna framgår att cirka en femtedel av nätföretagen tagit upp alla uppskattade risker i sina åtgärdsplaner, medan tre procent av nätföretagen antingen inte identifierat några risker alls eller inte tagit upp några av sina identifierade risker i sina åtgärdsplaner.

Tabell 32 Antal redovisningsenheter för lokalnät (REL) med inga, en del eller alla risker till åtgärdsplan

	Anläggnings- teknik	Enstaka anläggning	Nätstruktur	Organisation och arbetsprocesser	Övrigt
Inga uppskattade risker	32 (20 %)	19 (12 %)	26 (16 %)	42 (26 %)	85 (52 %)
Finns uppskattade risker, men inga risker går vidare till åtgärdsplan	18 (11 %)	18 (11 %)	13 (8 %)	39 (24 %)	32 (20 %)
Finns uppskattade risker, en del risker går vidare till åtgärdsplan	72 (44 %)	87 (53 %)	70 (43 %)	41 (25 %)	23 (14 %)
Finns uppskattade risker, alla risker går vidare till åtgärdsplan	42 (26 %)	40 (25 %)	55 (34 %)	42 (26 %)	24 (15 %)

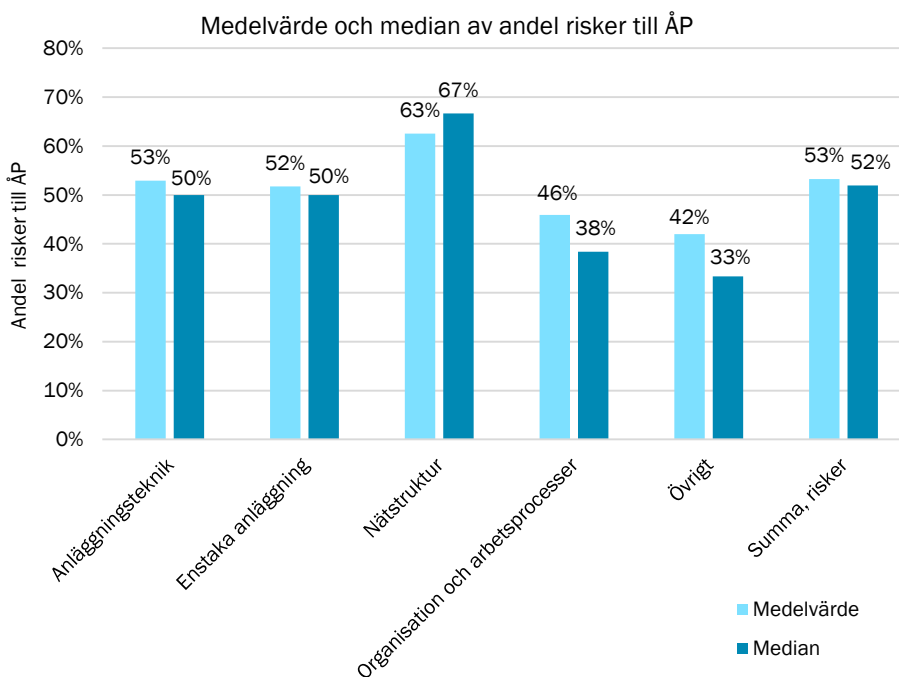
I Tabell 33 framgår i vilken utsträckning som risker i RSA går vidare till ÅP för olika redovisningsenheter för åren 2011-2014. Några enstaka företag identifierar inga risker som går vidare till ÅP. Det kan dock inte ses några större förändringar mellan åren i andelen företag som har alla eller vissa av riskerna vidare till ÅP.

Tabell 33 Antal redovisningsenheter för lokalnät (REL) med inga, en del eller alla risker till åtgärdsplan

	Inga uppskattade risker i RSA	Det finns uppskattade risker, men inga risker går vidare till ÅP	Det finns uppskattade risker, och en del risker går vidare till ÅP	Det finns uppskattade risker, och alla risker går vidare till ÅP
2014	1 (1 %)	3 (2 %)	129 (79 %)	31 (18 %)
2013	1 (1 %)	2 (1 %)	135 (82 %)	27 (16 %)
2012	1 (1 %)	2 (1 %)	131 (78 %)	34 (20 %)
2011	1 (1 %)	1 (1 %)	126 (77 %)	36 (22 %)

Medelvärde och median av andel redovisade risker som går vidare till åtgärdsplan kan ses i Figur 6. Av figuren framgår att drygt sextio procent av de identifierade riskerna inom undergruppen B3 (Nätstruktur) går vidare till nätföretagens åtgärdsplaner. Mindre än hälften av riskerna som identifierats i undergrupperna B4 (Organisation och arbetsprocesser) och B5 (Övrigt) tas upp i åtgärdsplanerna. Medianen för andelen risker i RSA som gått vidare till ÅP liknar medelvärdena i stor utsträckning. Medianvärdena är lägre för alla kategorier utom för B3 "Nätstruktur".

Figur 6 Medelvärde och median av andelen redovisade risker som går till åtgärdsplan för lokalnät (REL)



5 Huvudgrupp C

Särskilt om funktionskravet

Denna huvudgrupp handlar om funktionskravet i ellagen som säger att en kund inte får drabbas av elavbrott som varar längre än 24 timmar²⁵. Vid redovisningen av risk- och sårbarhetsanalys och åtgärdsplan till Ei ska elnätsföretagen göra en bedömning huruvida det finns omständigheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet. Om företagen anger att så är fallet ska även en kortfattad redogörelse lämnas om vad som ligger till grund för denna bedömning.

Tabell 34 Huvudgrupp C: Frågor om funktionskravet

C	Särskilt om funktionskravet
C1	Svårt att uppfylla funktionskravet?
C2	Vilka är dessa omständigheter?

5.1 Grupp C1 Svårigheter att uppfylla funktionskravet

Det flesta företag redovisar att de inte har svårigheter med att uppfylla funktionskravet i ellagen, se Tabell 35.

Tabell 35 Nätföretag som uppger omständigheter som gör det svårt med att uppfylla funktionskravet

Antal (andel i %) redovisningsenheter med omständigheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet					
År	Små REL	Medelstora REL	Stora REL	Alla REL	RER
2014	52 (36 %)	10 (63 %)	3 (100 %)	65 (40 %)	2 (33 %)
2013	55 (38 %)	12 (75 %)	3 (100 %)	70 (42 %)	4 (67 %)
2012	61 (41 %)	12 (75 %)	3 (100 %)	76 (45 %)	4 (80 %)
2011	62 (43 %)	7 (47 %)	2 (67 %)	71 (43 %)	3 (60 %)

Stora redovisningsenheter förefaller redovisa att de har större svårigheter än mindre redovisningsenheter att uppfylla kravet. Detta beror sannolikt främst på två orsaker; dels att många större företag har mer utvecklade riskanalyser än vissa mindre företag, dels att större företag täcker in större områden med mer varierande förutsättningar. Samtliga stora redovisningsenheter (med fler än 300 000 uttagspunkter) uppger att de har svårigheter att uppfylla funktionskravet. Utifrån frågeställningen i fråga C1 (om det finns svårigheter att uppfylla funktionskravet?) kan svaret röra sig om allt ifrån elnätets alla kunder till enstaka kunder med särskilt svåra förutsättningar.

²⁵ Ellagen (1997:857) 3 kap. 9 a §.

Inom kategorin medelstora redovisningsenheter (med 50 000 – 300 000 uttagpunkter) är det sammantaget två företag färre som har redovisat att de har problem med att uppfylla funktionskraven 2014 jämfört med 2013. Dessa två företag är Skellefteå Kraft Elnät AB och Telge Nät AB. Det kan vara värt att notera att Skellefteå Kraft Elnät AB hade över 5 000 abonnenter med elavbrott som varat längre än 24 timmar under 2013, medan Telge Nät AB inte haft kunder där de haft svårigheter att uppfylla funktionskravet.

Även för små redovisningsenheter (med färre än 50 000 uttagpunkter) är det färre företag som rapporterar svårigheter med att uppfylla funktionskravet 2014 jämfört med tidigare år. Utöver att Alingsås Energi Elnät AB uppgivit att de inte längre ser svårigheter att uppfylla funktionskravet, beror minskningen på att antalet redovisningsenheter minskat sedan föregående år då LJW Nät HB har uppgått i Vattenfall Eldistribution AB.

Vara energi ek. för. uppger att de har identifierat risker som gör att det finns svårigheter att uppfylla funktionskravet. Företaget beskriver dock i sin redovisning att de inte kan ringa in vilka specifika uttagpunkter det handlar om. Föreskrifterna kräver att en risk- och sårbarhetsanalys ska identifiera de uttagpunkter där det finns risk att funktionskravet inte kan uppfyllas²⁶.

Elnätsföretagens redovisning inom kategori C1 kan jämföras med leveranssäkerheten under det föregående året enligt Tabell 36. Av jämförelsen framgår att 16 företag som 2014 redovisat att de inte har några svårigheter med att uppfylla funktionskravet ändå hade abonnenter som drabbats av elavbrott som varat längre än 24 timmar under 2013.

Tabell 36 Antal redovisningsenheter (REL) som uppger omständigheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet 2014 och hade abonnenter med avbrott längre än 24 timmar under 2013

		Har haft avbrott över 24 timmar för någon abonnent i årsrapporter år 2013.	
		Ja	Nej
Redovisar att de har svårigheter att uppfylla funktionskraven i RSA/ÅP år 2014.	Ja	26	39
	Nej	16	83

Ei:s föreskrifter ställer krav på att elnätsföretagen ska identifiera de uttagpunkter där det finns risk att funktionskravet inte kan uppfyllas²⁷. Om ett elnät då drabbas av elavbrott längre än 24 timmar förefaller det som att det trots detta ändå finns risker i elnätet som gör det svårt att uppfylla funktionskravet, men att dessa risker inte identifierats i RSA i enlighet med föreskrifterna.

Därtill ska en RSA också uppfylla de generella kraven som ställs på arbetet med risk- och sårbarhetsanalyser i allmänhet, det vill säga att det ska ge en bild av leveranssäkerheten i nätet²⁸. Om ett elnätsföretag uppvisar problem med avbrott

²⁶ EIFS 2013:3, 8 §.

²⁷ EIFS 2013:3, 8 §.

²⁸ EIFS 2013:3, 4 §.

längre än 24 timmar, men trots detta inte kan identifiera detta i sin RSA så är det troligt att analysen inte kan ge en generell bild av leveranssäkerheten i elnätet.

Av Tabell 37 framgår de företag som år 2014 redovisade att de inte har några problem med att uppfylla funktionskravet för sina kunder trots att nätet under 2013 haft abonnenter där funktionskravet inte uppfyllts.

Tabell 37 Redovisningsenheter (REL) som under 2014 inte redovisat svårigheter med att uppfylla funktionskravet och som hade abonnenter med avbrott längre än 24 timmar under 2013

Företagets namn	Redovisningsenhet	Lokaliserade svårigheter att uppfylla funktionskravet identifierat i RSA 2014	Antal kunder med avbrott som varade längre än 24 timmar under år 2013
Skellefteå Kraft Elnät AB	REL00824	Nej	5852
Bergs Tingslags Elektriska AB	REL00008	Nej	2692
Åkab Nät & Skog AB	REL00245	Nej	323
E.ON Elnät Kramfors AB	REL00094	Nej	82
Sundsvall Elnät AB	REL00178	Nej	51
Öresundskraft AB	REL00904	Nej	45
Skånska Energi Nät AB	REL00169	Nej	44
Göteborgs Energi Nät AB	REL00062	Nej	28
Umeå Energi Elnät AB	REL00584	Nej	27
Varbergssortens Elkraft	REL00205	Nej	21
Ljusdal Elnät AB	REL00113	Nej	2
Hofors Elverk AB	REL00075	Nej	1
Karlstads El- och Stadsnät AB	REL00092	Nej	1
LEVA i Lysekil AB	REL00121	Nej	1
Närkes Kils Elektriska ek för	REL00140	Nej	1
Vimmerby Energi & Miljö AB	REL00232	Nej	1

Om man undersöker på en tidsperiod om sju år är det ytterligare elnätsföretag som drabbats av elavbrott längre än 24 timmar, men som ändå inte redovisat några svårigheter att uppfylla funktionskravet i sina elnät. Det är dock möjligt att det bland dessa finns elnätsföretag som tidigare har haft svårigheter med att uppfylla funktionskravet men som idag åtgärdat de svårigheterna. Det kan dock också handla om att riskerna är så ovanliga att elnätsföretagen har svårt att ringa in dem i det ordinarie årliga arbetet.

Tabell 38 Antal redovisningsenheter (REL) som uppger omständigheter som gör det svårt med att uppfylla funktionskravet 2014

		Har haft avbrott över 24 timmar för någon abonnent i årsrapporter åren 2007-2013.	
		Ja	Nej
Redovisar att de har svårigheter att uppfylla funktionskraven i RSA/ÅP år 2014.	Ja	47	18
	Nej	52	47

5.2 Grupp C2 Orsaker

De företag som uppger att de har svårigheter att uppfylla funktionskravet rapporterar också en beskrivning om orsakerna. Det finns flera omständigheter som nätföretagen redovisat som orsaker till att de ser svårigheter med att uppfylla funktionskravet i ellagen. Nedan följer några av de omständigheter som företagen uppgett i redovisningen:

- Avbrott i överliggande nät, t.ex. avbrott i matning från regionnät eller från annat matande nät
- Oväder och extrem väderlek som stormar men även blötsnö och, tung snö
- Nätstruktur, t.ex. radialmatning, samtidiga fel, brist på redundans och långa radialer.
- Fel i anläggningar, t.ex. större fel och haveri i mottagningsstation eller fördelningsstationer
- Svårighet att reservmata till öar och svårigheter att reparera sjökabel i tid
- Svår terräng eller svår framkomlighet
- Övrigt så som kabelfel, handhavandefel, bemanningsbrist då andra nät drabbas, eller risk för brott på ledningskonstruktioner.

Nivån på vilka risker som beaktas varierar kraftigt i företagens redovisning. Vissa nätföretag ser svårigheter att uppfylla funktionskravet grundat i vissa sammanfallande sällsynta större fel medan vissa talar om återkommande risker. En sammanställning över de olika orsaker som redovisas om varför elnätsföretagen anger att de har svårigheterna att uppfylla funktionskravet kan ses i Tabell 39.

Tabell 39 Vanliga omständigheter för lokalnät (REL) som ges som orsak till risken att funktionskravet inte kan uppfyllas

Storlekskategori	Avbrott i överliggande nät	Väder	Nätstruktur	Anläggningar	Öar och sjökabel	Svår terräng	Övrigt
Små REL	19	19	17	20	5	2	6
Medelstora REL	1	4	4	-	5	4	-
Stora REL	-	1	1	-	-	2	-
Totalt	20	24	22	20	10	8	6

Informationen om omständigheter ger huvudsakligen en överblick över vad nätföretagen beaktat i sina risk- och sårbarhetsanalyser.

Utöver de omständigheter som presenteras i Tabell 39 finns andra problem beskrivna till varför det finns svårigheter med att uppfylla funktionskravet i ellagen. Det kan handla om handläggningstider för tillstånd, svårigheter för marktillträde, att det anses svårt ekonomiskt eller att markförhållandena inte tillåter rätt åtgärder.

6 Huvudgrupp D

Redovisning av åtgärdsplanen

Denna huvudgrupp handlar om åtgärdsplanerna som bygger på risk- och sårbarhetsanalyserna. Enligt 3 kap. 9 c § ellagen och i enlighet med Ei:s föreskrifter är nätföretagen skyldiga att upprätta en åtgärdsplan för leveranssäkerheten i elnäten. Information om åtgärdsplanen redovisas till Ei i undergrupperna D1-D5, se Tabell 40.

Tabell 40 Huvudgrupp D: Undergrupper för inrapportering av åtgärdsplanen

D	Redovisning av åtgärdsplanen
D1	Vilket datum fastställdes den senaste åtgärdsplanen?
D2	Hur många åtgärder omfattar åtgärdsplanen?
D3	Har varje åtgärd märkts med en unik identitet?
D4	Finns det en tidplan för genomförandet av respektive åtgärd?
D5	För hur många åtgärder har tidplanen ändrats sedan senaste redovisning?

6.1 Grupp D1 Datum för senaste åtgärdsplan

I redovisningen om åtgärdsplanen ska företagen uppge fastställandedatum för den senaste åtgärdsplanen. Enligt Ei:s föreskrifter får åtgärdsplanen som redovisningen bygger på inte vara äldre än ett år vid inrapporteringen²⁹.

I Tabell 41 listas antalet redovisningsenheter (REL) med fastställandedatum inom tidskravet. Av redovisningen framgår att åtta företag baserar sin redovisning på en åtgärdsplan som är äldre än ett år. Fem företag som rapporterade sent uppgav fastställandedatum för åtgärdsplanen efter sista rapporteringsdatumet. De flesta, närmare bestämt 153 av 164 företag, redovisar i tid och med ett fastställandedatum inom ett år.

Tabell 41 Antal redovisningsenheter (REL) fördelade på fastställandedatum för ÅP

Fastställandedatum av åtgärdsplanen	Antal REL
Fastställandedatum inom ett år och är innan sista rapporteringsdatum	153 st
Fastställandedatum som överskrider ett års ålder vid rapporteringsdatum	6 st
Fastställandedatum inom ett år men som är efter sista rapporteringsdatum	5 st

De flesta åtgärdsplaner som legat till grund för redovisningen har fastställts de senaste månaderna innan redovisningen. Det är också vanligt att nätföretagen fastställer sina åtgärdsplaner vid årsskiftet.

²⁹ EIFS 2013:3, 14 §.

Sex nätföretag har redovisat att de har fastställt sin åtgärdsplan vid ett datum som är äldre än ett år. Det är därför risk att åtgärdsplanerna inte är uppdaterade och därmed utdaterade. I två fall är åtgärdsplanen så gammal som från 2011.

De företag som har redovisat att åtgärdsplanerna har fastställts vid ett datum som är längre än ett år innan redovisningen framgår av Tabell 42. Där framgår även att två av dessa åtgärdsplaner även saknar planerade åtgärder.

Tabell 42 Redovisningsenheter (REL) som redovisat fastställandedatum för ÅP som är äldre än ett år

Företagets namn	Redovisningsenhet	Antal åtgärder	Fastställandedatum
Skurups Elverk AB	REL00167	3	2011-07-14
Bromölla Energi & Vatten AB	REL00021	10	2011-10-03
Eksjö Elnät AB	REL00030	0	2012-05-02
Partille Energi Nät AB	REL00148	0	2012-07-04
Sandhult-Sandared Elektriska ek för	REL00158	11	2013-05-01
Sollentuna Energi AB	REL00173	4	2013-06-13

6.2 Grupp D2 Antalet åtgärder i åtgärdsplanen

Många företag tar upp lika många planerade åtgärder som det finns identifierade risker i åtgärdsplanen. Det går då att tänka sig att dessa elnätsföretag planerar en åtgärd för varje separat risk som går vidare till åtgärdsplanen. Det är dock även möjligt att vissa åtgärder täcker in flera risker som ska åtgärdas eller att en risk som ska åtgärdas kräver flera åtgärder. Det går således inte alltid att sätta likhetstecken mellan antalet planerade åtgärder och antalet risker som går till åtgärdsplanen.

Större redovisningsenheter har i snitt fler identifierade risker till åtgärdsplanen och därtill fler åtgärder än mindre företag. Det finns emellertid några enstaka medelstora redovisningsenheter (med 50 000 – 300 000 uttagpunkter) som har väldigt många identifierade risker till åtgärdsplanen och åtgärder i åtgärdsplanen. I Tabell 43 redovisas antal åtgärder i åtgärdsplanerna för de tre kategorierna av elnätsföretag.

Tabell 43 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor för antal risker till ÅP och åtgärder i ÅP

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal risker till ÅP (summa B1-B5)	51	11,3	8	0	1642
Antal åtgärder i ÅP (D2)	51	11,6	8	0	1671
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal risker till ÅP (summa B1-B5)	128	26,4	17	2	423
Antal åtgärder i ÅP (D2)	128	24,9	14	2	398
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal risker till ÅP (summa B1-B5)	78	53	67	14	159
Antal åtgärder i ÅP (D2)	78	52,3	67	12	157

Alla REL	Max	Medel	Medlan	Minimi	Summa
Antal risker till ÅP (summa B1-B5)	128	13,6	9	0	2224
Antal åtgärder i ÅP (D2)	128	13,6	9	0	2226

RER	Max	Medel	Medlan	Minimi	Summa
Antal risker till ÅP (summa B1-B5)	81	24,5	14,5	1	147
Antal åtgärder i ÅP (D2)	81	23,5	14,5	1	141

I Tabell 44 redovisas hur antalet risker i behov av åtgärd i riskanalyserna förhåller sig till antalet åtgärder i nätföretagens åtgärdsplaner under perioden 2011-2014. Av tabellen framgår att antalet åtgärder i åtgärdsplanen alltmer har kommit att närma sig antalet identifierade risker i behov av åtgärd.

Tabell 44 Risker vidare till åtgärdsplan (B1-B5) vid riskanalys och åtgärder och redovisade åtgärder i åtgärdsplanen (D2) för lokalnät (REL) 2011-2014

År	Risker från riskanalysen (B1-B5)	Risker i behov av åtgärd från riskanalysen (B1-B5)	Antal åtgärder i åtgärdsplan (D2)
2014	6452	2224	2226
2013	8029	2360	2489
2012	7905	2555	2690
2011	10399	2838	2932

Antalet planerade åtgärder varierar kraftigt mellan företagen, vilket går hand i hand med företagens olika metoder för upprättandet av risk- och sårbarhetsanalyser och deras varierande antal risker som arbetet mynnar ut i. Detta framgår av Tabell 45.

Tabell 45 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor av antalet åtgärder som åtgärdsplanen omfattar (D2), för lokalnät (REL) 2011-2014

År	Max	Medel	Medlan	Minimi	Summa
2014	128	13,6	9	0	2226
2013	155	15,1	10	0	2489
2012	210	16,0	10,5	0	2690
2011	220	17,3	11	0	2932

Nio redovisningsenheter, motsvarande fem procent av alla redovisningsenheter, redovisar att deras åtgärdsplaner inte innehåller några planerade åtgärder. Detta är fler än tidigare år vilket kan ses i Tabell 46.

Tabell 46 Redovisningsenheter (REL) utan planerade åtgärder, 2011-2014

År	Antal REL utan planerade åtgärder i ÅP
2014	9 (5 %)
2013	3 (2 %)
2012	7 (4 %)
2011	3 (2 %)

Ei:s föreskrifter ställer krav på att åtgärdsplanen ska bygga på risk- och sårbarhetsanalysen³⁰. Detta förtydligas därefter genom att det i föreskrifterna ställs krav på att åtgärdsplanen tydligt ska visa vilka risker som ska åtgärdas och vilka dessa åtgärder är³¹. Om åtgärdsplanen uppvisar risker som inte åtföljs med några åtgärder, efterlevs inte bestämmelserna i föreskrifterna.

Av Tabell 47 framgår att fem företag har redovisat att de har identifierat risker som tagits upp i åtgärdsplanen, men som inte följs av några åtgärder i åtgärdsplanen.

Tabell 47 Redovisningsenheter för lokalnät (REL) som saknar planerade åtgärder i åtgärdsplanen

Företagets namn	Redovisningsenhet	Summa identifierade risker	Summa risker till AP	Antal åtgärder i AP
Eksjö Elnät AB	REL00030	6	4	0
Hedemora Energi AB	REL00069	42	12	0
Karlstads El- och Stadsnät AB	REL00092	17	4	0
Rödeby Elverk ek för	REL00156	8	4	0
Sjogerstads Elektriska Distributionsförening ek för	REL00163	6	4	0
Partille Energi Nät AB	REL00148	11	0	0
E.ON Elnät Kramfors AB	REL00094	4	0	0
Halmstads Energi & Miljö Nät AB	REL00033	249	0	0
Viggafors elektriska andelsförening u.p.a.	REL00231	0	0	0

Ytterligare tre nätföretag uppger att deras åtgärdsplan inte har några åtgärder, men dessa tre åtgärdsplaner har inte heller visat några risker som går vidare till åtgärdsplanen. Utöver dessa företag finns ett företag som inte har identifierat några risker i riskanalysen och som därmed saknar såväl risker som åtgärder i åtgärdsplanen.

Det finns även ett striktare krav för arbetet med åtgärder som ska genomföras för att undanröja sådana risker och sårbarheter som skulle kunna medföra att funktionskravet inte uppfylls. Risker och sårbarheter som medför svårigheter att uppfylla funktionskravet måste åtföljas av planerade åtgärder³². Därmed ska alla redovisningsenheter som lokaliserat svårigheter att uppfylla funktionskravet ha en eller flera åtgärder i åtgärdsplanen.

6.3 Grupp D3 Har varje åtgärd märkts med en unik identitet?

Av föreskrifterna följer att alla åtgärder som tas upp i åtgärdsplanen ska märkas med en unik identitet. Av Tabell 48 framgår att de flesta nätföretag ger alla planerade åtgärder var sin unik identitet. Endast ett fåtal mindre nätföretag hade inte gett alla åtgärder en unik identitet.

³⁰ EIFS 2013:3, 11 §.

³¹ EIFS 2013:3, 12 § 1 st.

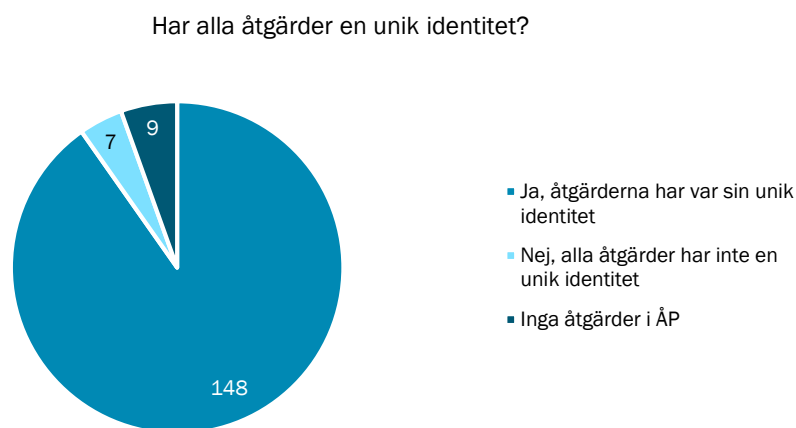
³² EIFS 2013:3, 8 §.

Tabell 48. Antal redovisningsenheter som har märkt alla åtgärder i ÅP med en unik identitet

År	Små REL	Medelstora REL	Stora REL	Alla REL	RER
2014	128 (88 %)	16 (100 %)	3 (100 %)	147 (90 %)	6 (100%)
2013	135 (92 %)	16 (100 %)	3 (100 %)	155 (94 %)	6 (100%)
2012	132 (89 %)	16 (100 %)	3 (100 %)	152 (90 %)	5 (100%)
2011	131 (92 %)	15 (100 %)	3 (100 %)	149 (93 %)	5 (100%)

Av de företag som uppger att de inte gett alla sina åtgärder en unik identitet finns även företag som saknar planerade åtgärder i åtgärdsplanen. 147 företag (nittio procent) har både åtgärder i åtgärdsplanen och att alla dessa åtgärder har varsin unik identitet.

Figur 7 Antalet redovisningsenheter (REL) som gett alla sina planerade åtgärder en unik identitet



I Tabell 49 presenteras de företag som redovisat att inte alla deras åtgärder i åtgärdsplanen fått en unik identitet.

Tabell 49 Redovisningsenheter som redovisar att de inte gett alla sina åtgärder en unik identitet i ÅP

Företagets namn	Redovisningsenhet	Unika ID
Bergs Tingslags Elektriska AB	RELO0008	Nej
Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening upa	RELO0083	Nej
Åkab Nät & Skog AB	RELO0245	Nej
Hallstaviks Elverk Ek för	RELO0067	Nej
Nässjö Affärsverk Elnät AB	RELO0141	Nej
Hamra Besparingsskog	RELO0068	Nej
Karlsborgs Energi AB	RELO0088	Nej

6.4 Grupp D4 Finns det en tidplan för respektive åtgärd?

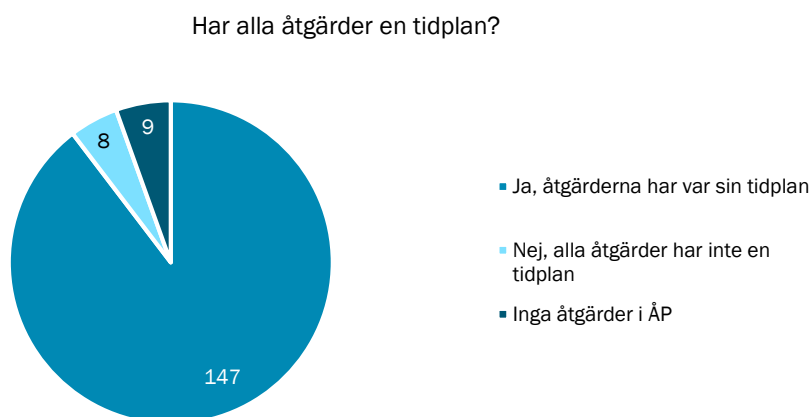
Av föreskrifterna följer att alla åtgärder som tas upp i åtgärdsplanen ska ges en tidplan för genomförande. Av Tabell 50 framgår att de flesta företag ger alla sina planerade åtgärder en tidplan. Endast ett fåtal mindre nätföretag (åtta procent) gav inte alla sina åtgärder en tidplan.

Tabell 50 Andel redovisningsenheter som har en tidplan för genomförandet av varje åtgärd i åtgärdsplanen, 2011 till och med 2014

År	Små REL	Medelstora REL	Stora REL	Alla REL	RER
2014	128 (88 %)	16 (100 %)	3 (100 %)	147 (90 %)	5 (84%)
2013	134 (92 %)	16 (100 %)	3 (100 %)	153 (93 %)	5 (84%)
2012	131 (88 %)	16 (100 %)	3 (100 %)	150 (89 %)	4 (80%)
2011	128 (89 %)	15 (100 %)	3 (100 %)	147 (90 %)	4 (80%)

Antal redovisningsenheter som uppger att de gett alla sina åtgärder en tidplan framgår av Figur 8. Av de företag som uppger att de inte gett alla sina åtgärder en tidplan finns även företag som saknar planerade åtgärder i ÅP. Det är bara 146 företag (nittio procent) som har planerade åtgärder där också alla åtgärder har en tidplan.

Figur 8 Antalet redovisningsenheter (REL) som gett alla sina planerade åtgärder en tidplan



Ei:s föreskrifter kräver inte att det finns tidplaner på en så detaljerad nivå att det ska finnas ett färdigställandedatum. Istället räcker det med att det framgår vilka åtgärder som ska åtgärdas omgående, under det närmaste året eller på sikt³³. Därutöver preciseras ett striktare krav på tidplan ifall åtgärderna finns för att åtgärda risker och sårbarheter som gör det svårt att uppfylla funktionskravet. I fall åtgärderna genomförs för att kunna uppfylla funktionskravet måste det framgå vilket år åtgärderna ska genomföras³⁴.

³³ EIFS 2013:3, 12 § 2 st.

³⁴ EIFS 2013:3, 8 §.

Av Tabell 51 framgår det vilka företag som redovisat att inte alla deras åtgärder i åtgärdsplanen fått en tidplan. Ifall alla åtgärder inte fått en tidplan är det möjligt att det inte finns tillräcklig information om åtgärderna i åtgärdsplanen så att det framgår om åtgärderna ska genomföras omgående, i år eller på sikt.

Tabell 51 Redovisningsenheter som redovisar att de inte gett alla sina åtgärder en tidplan i ÅP

Företagets namn	Redovisningsenhet	Tidplan
Upplands Energi ek för	REL00012	Nej
Österfärnebo El ek för	REL00252	Nej
Sölvesborgs Energi & Vatten AB	REL00185	Nej
Bergs Tingslags Elektriska AB	REL00008	Nej
Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening upa	REL00083	Nej
Åkab Nät & Skog AB	REL00245	Nej
Hallstaviks Elverk Ek för	REL00067	Nej
Bromölla Energi & Vatten AB	REL00021	Nej
Skellefteå Kraft Elnät AB	RER00318	Nej

6.5 Grupp D5 Antalet ändringar i tidplan

Åtgärdsplanen är ett aktivt dokument som ändras mellan åren. En indikator på om företagen arbetar med ÅP är att tidplaner för åtgärdernas genomförande revideras mellan åren. Antalet åtgärder totalt och antalet åtgärder med ändrade tidplaner kan ses i Tabell 52. I genomsnitt ändras fler tidplaner för åtgärder i mellanstora redovisningsenheter (med 50 000 – 300 000 uttagspunkter).

Tabell 52 Max-, medel-, median- och minimivärden samt summor för antal åtgärder med ändrade tidplaner

Små REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal åtgärder i ÅP (D2)	51	11,6	8	0	1665
Antal åtgärder i ÅP med ändrad tidplan (D5)	22	2,7	1	0	384
Medelstora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal åtgärder i ÅP (D2)	128	24,9	14	2	398
Antal åtgärder i ÅP med ändrad tidplan (D5)	32	5,9	5	0	95
Stora REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal åtgärder i ÅP (D2)	78	52,3	67	12	157
Antal åtgärder i ÅP med ändrad tidplan (D5)	7	2,3	0	0	7
Alla REL	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal åtgärder i ÅP (D2)	128	13,6	9	0	2220
Antal åtgärder i ÅP med ändrad tidplan (D5)	32	3	1	0	486
RER	Max	Medel	Median	Minimi	Summa
Antal åtgärder i ÅP (D2)	81	23,5	14,5	1	141
Antal åtgärder i ÅP med ändrad tidplan (D5)	8	2,5	2	0	15

En jämförelse av andel ändrade tidplaner kan ses i Tabell 53 där det framgår att andelen tidplaner som ändras har förändrats mellan åren. Även om medelstora redovisningsenheter har haft flest ändrade tidplaner år 2014 har stora redovisningsenheter (med fler än 300 000 uttagspunkter) haft flest andel ändrade tidplaner åren 2012 och 2013.

Tabell 53 Andel ändrade tidplaner i åtgärdsplanen, uppdelat per storlekskategori 2011 till och med 2014 för lokalnät (REL)

År	Små REL	Medelstora REL	Stora REL	Alla REL
2014	23 %	24 %	4 %	22 %
2013	25 %	31 %	42 %	27 %
2012	19 %	30 %	67 %	20 %
2011	4 %	1 %	0 %	4 %

En sammanställning över antal åtgärder med förändrade tidplaner kan ses i Tabell 54. Det kan noteras att det genomsnittliga antalet ändrade tidplaner är högre år 2012 jämfört med 2014 trots att andelen ändrade tidplaner är högre år 2014. Detta beror huvudsakligen på det lägre genomsnittliga antalet uppskattade risker 2014.

Tabell 54 Max-, medel-, median- och minimivärden av antalet åtgärder med ändrade tidsplaner (D5), åren 2011 till och med 2014 för lokalnät (REL)

År	Max	Medel	Medlan	Minimi	Summa
2014	32	3,0	1	0	486
2013	71	4,1	2	0	682
2012	78	3,2	1	0	537
2011	25	0,7	0	0	108

7 Diskussion

7.1 Slutsatser av redovisningen 2014

Den sammanfattande bilden efter fyra års redovisning visar att det överlag pågår ett ambitiöst arbete med risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner bland de svenska elnätsföretagen. Det förekommer dock en mindre grupp företag som förefaller ha halkat efter i arbetet och som fortfarande saknar vitala delar i arbetet med RSA. Andelen färdigställd dokumentation är fortfarande förhållandevis låg trots flera år av redovisning.

De flesta nätföretag använder i enlighet med Ei:s föreskrifter etablerade analysmetoder som t. ex grovanalys vid upprättandet av sina risk- och sårbarhetsanalyser. Informationen är dock bristande avseende andra analysmetoder då de flesta företag som svarar att de använder metoden grovanalys inte nämner någon annan analysmetod. Det bör dock poängteras att det är mycket svårt för Ei att jämföra och bedöma olika metoder för riskidentifiering. Då elnätsföretagen använder olika metoder för att identifiera risker och med varierande noggrannhet, så kan till exempel ett fåtal risker för ett företag motsvaras av ett större antal risker för andra företag. Det kan även förekomma en varierande syn på vad som kvalificeras som en risk eller sårbarhet.

Under 2013 inträffade flera mindre stormar som bidrog till att många elnätföretag inte uppfyllde det så kallade funktionskravet i ellagen. Under 2013 var det 16 elnätsföretag som inte uppfyllde detta krav men som i sina risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner för 2014 inte redovisat att de har det svårt att uppfylla funktionskravet. Ett liknande mönster kunde ses i redovisningen av risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner för 2012. Någon generell förbättring i hur elnätsföretagen överlag arbetar med att identifiera uttagspunkter där det finns svårigheter att uppfylla funktionskravet kan därmed inte ses.

Elnätsföretagen har generellt följt Ei:s föreskrifter och identifierat risker i undergrupperna B1-B5. Det kan i detta sammanhang dock noteras att många företag saknar risker inom organisation och arbetsprocesser, till exempel rörande personal, rutiner och bemanning. Tekniska risker får ett stort fokus och dominerar i RSA.

7.2 Tillsyn avseende risk- och sårbarhetsanalyser och åtgärdsplaner

Syftet med Ei:s tillsyn avseende RSA och ÅP är i första hand att säkerställa att elnätsföretagen kontinuerligt arbetar med att identifiera risker och sårbarheter i sina nät i syfte att upprätthålla en god leveranssäkerhet. Tonvikten i tillsynen ligger därmed i att elnätsföretagen arbetar med frågan om risker och sårbarheter, inte i själva redovisningen till Ei.

7.2.1 Svårt att bedöma kvaliteten på RSA enbart utifrån redovisningen

Det är svårt att bedöma om en RSA är väl genomförd genom att bara utgå ifrån redovisningen till Ei. Att en redovisning till Ei inte uppvisar några risker och sårbarheter i ett nät behöver inte betyda att nätet är bra, det kan också bero på att analysen är bristfällig. På samma sätt behöver inte en RSA med många risker tyda på en bristfällig verksamhet, utan kan indikera ett gediget RSA-arbete.

Trots svårigheterna med att bedöma kvaliteten i RSA-arbetet utifrån redovisningen kan redovisningen indikera vissa brister i arbetet med RSA och ÅP. Av redovisningen framgår om nätföretagens arbete med RSA och ÅP uppfyller de mest grundläggande kraven enligt ellagen och Ei:s föreskrifter. På detta sätt kan det upptäckas om företag håller en för låg nivå i ÅP-arbetet, om arbetet med RSA inte finns med i de årliga rutinerna eller om det helt saknas planerade åtgärder eller dokumentation.

7.2.2 Bristande arbete med RSA kan upptäckas genom dåligleveranssäkerhet

Ett sätt att bedöma kvaliteten i elnätsföretagens arbete med RSA och ÅP är att följa elnätsföretagens avbrottsstatistik. Det är till stor del utfallen i avbrottsstatistiken som indikerar om det skulle vara så att arbetet med RSA och ÅP fungerar undermåligt. Om ett elnät uppvisar en bristande leveranssäkerhet är en naturlig första fråga att ställa om RSA-arbetet lyckats identifiera de risker som föreligger och om det finns åtgärder planerade för att minska sårbarheterna och reducera riskerna. Det är till exempel anmärkningsvärt om ett nät har avbrott som är längre än 24 timmar om elnätsföretaget redovisar att de inte identifierat några risker som gör det svårt att uppfylla funktionskravet. Leveranssäkerheten är emellertid inte alltid en bra indikator för att upptäcka nätföretag med bristfällig RSA. Ett företag som har en bra leveranssäkerhet idag kan få en bristfällig leveranssäkerhet i framtiden om arbetet med RSA och ÅP försummas.

7.3 Behov av utveckling

Den information som lämnats till Ei indikerar i vissa delar ett behov av uppföljning och utveckling av redovisningen. Nedan beskrivs några av de reflektioner Ei har gjort avseende eventuella förändringar av redovisningen.

För att få en ytterligare klarare bild av elnätsföretagens arbete med RSA och ÅP har Ei identifierat följande frågeställningar som skulle kunna utvecklas i elnätsföretagens redovisning till myndigheten:

- Redovisning av datum för senaste ändring i RSA.
- Redovisning av metoden som nätföretaget använder för att dokumentera arbetet med RSA, t.ex. om dokumentationen sker elektroniskt, i pappersform eller via något tekniskt system.
- Fler alternativ av etablerade analysmetoder för identifiering av riskkällor och uppskattning av risker.
- Mer utvecklad redovisning av risker att inte uppfylla funktionskravet, t.ex. information om hur många och vilka uttagspunkter det rör sig om.

- Mer utvecklad redovisning av tidplanerna för åtgärder i ÅP.
- Redovisning av både antal ändrade tidplaner och åtgärder utan ändrade tidplaner.

Utöver en utveckling av frågeställningarna ovan har Ei identifierat ett antal ytterligare områden där det kan finnas behov av utveckling:

- Introduktion av en ny grupp av risker för IT-system och kommunikation (förslag i slutbetänkandet från Samordningsrådet för smarta elnät).
- Information om nulägesbeskrivning i RSA.
- Information om det finns åtgärder för alla risker som kan medföra att företaget inte kan uppfylla funktionskravet.
- Information om ekonomisk omfattning för alla åtgärder.
- Information om antal åtgärder som slutförts sedan den senaste redovisningen.
- Tydligare riktlinjer om vad som krävs angående åtgärder som nämns i föreskriftens krav för RSA.
- Information om risker och åtgärder fördelade på huvudgrupper baserade på ÅP.

Ei avser att diskutera punkterna ovan vidare med nätföretagen då målet är att ha en balans mellan det arbete som krävs av nätföretagen vid redovisningen och den nytta som Ei kan erhålla vid analys av uppgifterna.

