

HYBRIDMETOD FÖR RISKBASERAD VÄRDERING AV DRIFTSÄKERHET

RAPPORT 2020:675



Hybridmetod för riskbaserad värdering av driftsäkerhet

Slutrapport för projektet: Sannolikhetsbaserade mått istället för N-1 kriteriet

PATRIK HILBER, CARMEN DAHLIN OCH LINUS DAHLGREN

ISBN 978-91-7673-675-3 | © Energiforsk maj 2020

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *Riskbaserad värdering av driftsäkerhet i regionnät* ser över alternativ till den väletablerade metoden N-1 kriteriet för värdering om ett kraftsystem är driftsäkert i det aktuella driftläget. En nackdel med N-1 är att metoden är deterministisk och inte tar hänsyn till sannolikheten eller konsekvensen av olika fel, vilket kan leda till onödiga kostnader.

Projektet ingår i programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys och har utförts av Patrik Hilber, H2L Grid Solutions som projektledare. Tack till Carl Johan Wallnerström på Energimarknadsinspektionen som kontinuerligt har stämt av Energimarknadsinspektionens arbete med projektet. Energiforsk tackar även deltagarna i projektets workshops, Johan Setréus, Svenska kraftnät, Per Norberg, Vattenfall Eldistribution, Andreas Finnman, Vattenfall Eldistribution, Kenny Granath, Mälarenergi, Moe Khorami, Ellevio och Johan Boman, Ellevio, som har följt och väglett projektet.

Stort tack till programstyrelsen för stort engagemang och stöd för att förverkliga projektet:

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi (ordförande)
- Josefin Grundius, Ellevio
- Erik Thunberg/Göran Ericsson, Svk
- Hans Andersson, Vattenfall Eldistribution
- Kenny Granath, Mälarenergi Elnät
- Adam Nilsson, Jämtkraft Elnät
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft
- Ola Löfgren, FIE
- Anders Richert, Elsäkerhetsverket
- Carl Johan Wallnerström, Energimarknadsinspektionen

Följande bolag har varit involverade som intressenter. Ett stort tack för värdefulla insatser.

- | | |
|---------------------------------|--|
| • Ellevio AB, | • Skellefteå Kraft Elnät AB, |
| • Svenska kraftnät, | • AB PiteEnergi, |
| • Vattenfall Eldistribution AB, | • Energigas Sweden, |
| • Göteborg Energi AB, | • Jönköping Elnät AB, |
| • Elinorr AB, | • Borås Elnät AB, |
| • Jämtkraft AB, | • Föreningen för industriell Elteknik, FIE |
| • Mälarenergi Elnät AB, | |

Stockholm, maj 2020

Susanne Stjernfeldt, Programansvarig Risk- och Tillförlitlighetsanalys
Energiforsk AB

Sammanfattning

N-1 kriteriet är en välkänd metod för att värdera om ett kraftsystem är driftsäkert eller ej, för ett givet driftläge. I princip innebär metoden att systemet ska klara det värsta (fördefinierade) felet med bibehållen funktion. Fördelar med metoden är främst att det är både relativt enkelt att både förstå och utvärdera om systemet befinner sig i N-1. Nackdelar med N-1 är att metoden är deterministisk och inte tar hänsyn till vare sig sannolikheten eller konsekvensen av olika felinträffanden. Detta kan i många fall leda till onödigt höga kostnader för att hålla olika typer av reserver och svårigheter att utföra nödvändiga investeringar eller underhållsåtgärder som kräver avbrott. N-1 kriteriet kan på detta sätt även utgöra hinder vid expansion. Dessutom finns det stora utmaningar att använda N-1 kriteriet i nät som inte är maskade.

För regionnät saknas i många fall en entydig definition av N-1 kriteriet. Det kriterium som ofta nyttjas och som benämns som N-1, avviker till så stor grad från de definitioner av N-1 som förekommer inom transmissionsnät, att en egen benämning för detta föreslås i denna rapport; N-1E. I korthet innebär N-1E säkerställandet av en redundansnivå som innebär att inga enkelfel leder till en betydande sannolikhet för att någon slutkund skall bli bortkopplad längre tid än vad som anges av effektrappan

Att använda sannolikhetsbaserade metoder för att skatta driftsäkerhet i kraftsystem är en tanke som funnits sedan länge men som inte har realiserats i någon större utsträckning. Denna rapport gör en ansats att svara på frågan varför detta inte sker. En tydlig slutsats är att avsaknad av ingående data för att genomföra detaljerade analyser och problem att kommunicera kring sannolikhetsbaserade metoder ses som de två största utmaningarna.

För att råda bot på situationen med glapp mellan tillgänglig data och nödvändig för att kunna utnyttja sannolikhetsbaserade metoder fullt ut, och bristerna som dagens definitioner av N-1E uppvisar, presenteras i denna rapport en hybridmetod. Målet med metoden är praktisk tillämpbarhet, i det att den inte kräver stora datamängder eller beräkningar och därmed inte heller kräver omfattande specialistkompetens. Metoden är en hybrid mellan N-1E och standard riskanalysmetoder. Fördelarna med hybridmetoden demonstreras i ett antal fiktiva exempel, som också visar på behovet av att komplettera N-1E. Hybridmetoden har även den fördelen att den bättre kan nyttjas för att utvärdera olika omgivningsfaktorer såsom nyttan av ny teknik, t.ex. olika Smart Grid lösningar, eller värdet av olika former av avtal mellan inblandade parter.

Då hybridmetoden, som presenterats i denna rapport, inte är standardiserad och dokumenterad i detalj finns utrymme för förbättringar. Följande rekommenderas:

- Vidareutveckling av hybridmetod
- Standardisering av sannolikhetsbaserad riskanalysmetod
- Standardisering av åtgärdsförslag inklusive riskreduktion och kostnad

För att få acceptans och förståelse för sannolikhetsbaserade metoder behövs utbildning på flera nivåer i elnätsbranschen, både vertikalt och horisontellt.

Summary

The N-1 criterion is a well-known method to evaluate the reliability of electric power systems. The method is based on the principle that the system should be able to handle the worst (pre-defined) failure without losing any of its functionality. The advantage of the method lies mostly in its simplicity and the fact that it is relatively easy to evaluate whether the system is in fact in the N-1 state. The drawbacks include the deterministic nature of the method and the fact that it does not take into consideration neither the probability, nor the consequences of a failure. This may in turn lead to unnecessarily high costs and a need to maintain different kinds of reserves. Furthermore, it may lead to difficulties to carry out necessary investments or maintenance that would require an outage. The N-1 criterion may therefore constitute a serious obstacle to an expanding society. Furthermore, there are major challenges when it comes to using the N-1 criterion in power systems that are not meshed.

In the regional sub-transmission systems, there is a lack of an unambiguous definition of the N-1 criterion. The criterion that is often used and termed N-1 in said systems, differs in so many ways from the definitions used in transmission systems, that a new term has been defined in this report; N-1E. The N-1E criterion ensures a level of redundancy that means no failure will lead to a considerable probability that any customer being lost for a longer period of time, than what is stated in the Regulators "effekttrappa".

Using probabilistic methods to evaluate power system reliability is not a new idea, but it is one that has not been realised to any large extent. This report attempts to answer why this is. One clear conclusion, is that the lack of necessary input data to carry out detailed analyses and the difficulties in communicating such results, present two of the largest obstacles.

In order to close the gap between the available input data, necessary to implement the probabilistic methods, and the inadequacy of the N-1E criterion, a hybrid method is presented in this report. The goal of the method is practical applicability, in that it does not require vast amounts of input data or heavy calculations, and will therefore not require any specialist knowledge. The method is a hybrid between the N-1E and standard risk analysis methods. The advantages of the method are demonstrated via a number of fictitious examples, where the need to complete the N-1E criteria becomes apparent. The hybrid method also has the advantage of being able to readily include various other factors, such as evaluation of the benefit of using novel technology, Smart Grids technology and different forms of legal agreements.

As the hybrid method, as it is presented in this report, is not standardised and documented in any great detail, there are room for improvements. The following future work is recommended:

- Further development of the hybrid method
- Standardisation of the probabilistic risk analysis method
- Standardisation of the risk reduction measures including their cost

In order to gain acceptance and understanding of probabilistic methods, there is a need for additional training in all levels of the electric power industry, both vertically and horizontally.

Innehåll

1	Introduktion	9
1.1	Uppdrag och måluppfyllelse	9
1.2	Avgränsningar	10
1.3	Metod	10
1.4	Lista över förkortningar	11
2	N-1 kriteriet	12
2.1	Allmän beskrivning	12
2.2	Förekommande definitioner i litteraturen	12
2.3	Diskussion	13
3	Kritik av N-1 kriteriet	14
3.1	Felhändelsers sannolikhet	14
3.2	Felhändelsers konsekvens	14
3.3	N-1 kriteriets binära natur	15
3.4	Valet av studerade felhändelser	15
3.5	Diskussion	15
4	Litteraturgenomgång av sannolikhetsbaserade metoder för estimering av systemtillförlitlighet	17
4.1	Allmänt	17
4.2	Reliability Management Approach and Criteria (RMAC)	17
4.3	Säkerhetsekonomiskt beslutsfattande	18
4.4	Modellering av väderberoende fel	19
4.5	Maskininlärning	20
4.6	Hinder för implementering	20
4.7	Diskussion	21
5	Workshop: N-1 i praktiken och alternativ	22
5.1	Definition N-1E	22
5.2	Överväganden knutet till N-1E, åtkomlighet och anslutning	22
5.3	Möjlighet att förhandla med kund	23
5.4	Intressanta fall som identifierades under workshopen	23
5.5	Kommunikationsutmaningen	23
5.6	Vad är den ideala metoden om 10 år? Förslag från workshopen, brainstorming	23
5.7	Rankning av utmaningar med att övergå till sannolikhetsbaserade metoder	24
5.8	Sammanfattning Workshop	24
5.9	Diskussion	25
6	Hybridmetod	26
6.1	Översikt	26
6.2	Risikanalys	27

6.3	Möjliga åtgärder	28
6.4	Nyttovärdering av åtgärder	29
6.5	Diskussion	29
7	Analys av fiktiva scenarier	30
7.1	Riskparametrar	30
7.2	Grundfallet "Jaskabaraby"	31
7.3	Grundfallet: Uppfyller stadens elförsörjning N-1E?	31
7.4	Riskanalys 1: risk för samtidigt transformatorbortfall	31
7.5	Riskanalys 2: okänd befintlig risk, risk för bortfall av matande ledningar	33
7.6	Riskanalys 3: Ny, tillkommande, risk, etablering av serverhall	34
7.7	Diskussion	35
8	Slutsatser	36
8.1	Allmänt	36
8.2	Rekommendationer och framtida arbete	36
	Referenser	38
	Bilaga 1 - Deltagare workshop	40

1 Introduktion

Idag pågår ett tydligt skifte i Sveriges elnät, ett skifte som påverkar i princip alla spänningsnivåer och geografisk platser. Främst är det två aspekter som sticker ut, den första gäller en mer intermitterande produktion som på lokalnätets nivå ger utmaningar i form av t.ex. ändrade effektflöden och som på nationell nivå ger utmaningar vad gäller bland annat effektbrist och behov av energilagring. Den andra övergripande frågan gäller befintlig infrastruktur där en stor andel ligger nära sin tekniska livslängd och som behöver reinvesteras inom en snar framtid. Detta kopplat med ett allt mer elberoende samhälle leder till att många svåra prioriteringar står för dörren för många elnätsbolag. Detta kommer speciellt bli aktuellt vid nyanslutningar, förnyelser och nyinvesteringar, där driftsäkerhet i det korta perspektivet ställs mot samhällsutveckling, t.ex. ställs behovet av nya anslutningar allt oftare mot driftsäkerhet i befintligt nät. För att få detta rätt krävs bra mått på hur driftsäkerhet i elnät ska värderas.

Traditionellt sett har N-1 kriteriet använts som metod att säkerställa att driftsäkerheten är på en acceptabel nivå inom maskade transmissionsnät. Kriteriet har använts med stor framgång under många år och till stor del beror detta på den relativa enkelheten på vilken kriteriet är baserat. Dock har det under åren framkommit en hel del kritik mot kriteriet, varav det mest tydliga är avsaknaden av en entydig definition. N-1 kriteriet är (när det väl är definierat) lätt att förstå och använda men lider också av många brister som kan leda till allvarliga konsekvenser, både vad gäller systemstörningar men även vad gäller onödigt kostsamma investeringar eller rent av uteblivna investeringar. Problemet här är inte bara tekniskt, utan handlar också i stor grad om möjligheten att sluta avtal mellan parter t.ex. vad gäller leveranssäkerhet. Ytterligare en komplikation finns vad gäller tillämpningen av N-1 kriteriet på nät som inte är maskade, t.ex. delar av Sveriges regionnät.

En möjlig lösning som det har forskats på under en längre tid gäller möjligheten att använda sannolikhetsbaserade metoder för att bestämma nivåer av driftsäkerhet. Inom elnätsbranschen kan ses en förflyttning mot mer sannolikhetsbaserade metoder inom tillförlitlighetsanalys. Att sannolikhetsbaserade metoder ännu inte är standard inom branschen beror rimligen på flera faktorer, inte minst en konservativ bransch och brist på indata. Många av de utvecklade metoderna är också utvecklade för maskade nät.

För regionnät saknas i dagsläget etablerade motsvarigheter till N-1 kriteriet eller motsvarande sannolikhetsbaserade metoder, för att säkerställa rätt nivå av driftsäkerhet.

1.1 UPPDRAG OCH MÅLUPPFYLLELSE

Målet med detta projekt har varit att utreda användningen av N-1 inom främst regionnät samt identifiera sannolikhetsbaserade alternativ för bestämning av nätets driftsäkerhet.

I uppdraget ingick att ge en översikt över alternativa metoder till N-1 kriteriet, att identifiera vilka alternativ till N-1 som används i dagsläget på regionnätetsnivå samt att initiera arbete för att komplettera N-1.

En del av uppdraget var att analysera om något avsteg kan göras från krav på indata med, för de praktiska ändamålen, godtagbar precision på beräkningarna. Detta togs ett steg vidare genom att utveckla ett utkast till en hybridmetod som relativt snabbt skulle kunna gå att implementera, baserat på nuvarande data- och kompetensläge. Detta har också utgjort ett steg i att praktiskt identifiera vad som behöver göras för att gå mer mot utnyttjande av sannolikhetsbaserade mått, istället för N-1 kriteriet.

I uppdraget ingick även att arrangera en workshop i ämnet med deltagare från branschen. Denna genomfördes i maj 2019 och gav en del riktningssändringar för den fortsatta vägen för projektet. Workshopen utgjorde också en del i att identifiera inverkan från tolkning av föreskrifter.

Vidare ingick att ta fram ett antal exemplifierande, typiska situationer, för att belysa olika utmaningar kring N-1 och hur dessa kan adresseras. Ett antal fiktiva fall där N-1 kriteriet bör ifrågasättas har tagits fram i anslutning till hybridmetoden

Att analysera nödvändig kompetens för att gå vidare från N-1 var också en del av uppdraget, detta diskuteras i olika delar av rapporten och knyts även mot utmaningar kring kommunikation mellan olika parter.

Förhoppningen är att rapporten och föreslagen metod skall ses som ett tydligt inspel mot en framtida praktisk tillämpning som även belyser de gap som behöver stängas innan en praktisk tillämpning kan ske.

1.2 AVGRÄNSNINGAR

Studien berör främst regionnät i Sverige. Litteraturen har dock inhämtats internationellt och har viss relevans för både transmissions- och regionnät. Utvecklad metod har även värde för lokalnät.

N-1 kan tillämpas för minst tre olika syften:

1. Bedöma driftsäkerhet under drift
2. Bedöma driftsäkerhet av framtida nät i planering
3. Tillräcklighet

Den metod som utvecklats i studien har främst fokus på planeringsstadiet (2.).

1.3 METOD

Projektet har delats in i följande faser:

1. Instudering av problem, vad är utmaningen med N-1 på regionnätetsnivå?
2. Litteraturgenomgång.
3. Identifiering av situationen i Sverige. Workshop och möten.
4. Analys av problemformulering samt definition av begrepp.
5. Framtagande av metod för förhållningssätt till N-1, hybridmetod.
6. Identifiering av utvecklingsbehov vad gäller metod och kunskap.

1.4 LISTA ÖVER FÖRKORTNINGAR

Nedan följer en lista över, i rapporten förekommande, förkortningar:

AC	Alternate Current (växelström)
ANN	Artificial Neural Network
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
Cigré	International Council on Large Electric Systems
EI	Energimarknadsinspektionen
GARPUR modellering	Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty and through probabilistic Risk assessment
HILP	High Impact Low Probability
HVDC	High Voltage Direct Current (högspänd likström)
IESO	Independent Electricity System Operator
LOL	Loss Of Load
RMAC	Reliability Management Approach and Criteria
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SSA	Synchronous System Association
TSO	Transmission System Operator

2 N-1 kriteriet

2.1 ALLMÄN BESKRIVNING

Nivån av driftsäkerhet bedöms i det svenska transmissionsnätet med hjälp av på N-1 kriteriet. Kriteriet beskrivs som att inget enkelfel i det maskade nätet ska ge upphov till avbrott i elleveranserna [22]. Kortfattat innebär detta att systemet före fel hade N stycken komponenter i drift och att alla kunder var anslutna. När en komponent tappas befinner sig systemet alltså i tillståndet N-1. Dessutom innebär kriteriet att systemet skall återställts till normal drift inom 15 minuter efter det att ett enkelfel inträffat, dvs. att det är tillåtet att under 15 minuter ligga i N-0, efter ett fel.

Driftsäkerhetsbegreppet består här av två delar, dels störningstålighet och dels systemtillräcklighet [22].

Den praktiska tillämpningen av N-1 innebär i allmänhet (inte bara i Sverige) att tillåten överföringskapacitet beräknas på ett antal ledningar som utgör flaskhalsar i transmissionssystemet. Dessa beräkningar utgår från ett antal förutbestämda felfall vars konsekvenser för systemet beräknas i den aktuella driftsituationen, minst var 15:e minut. Det värsta felfallet benämns som det dimensionerande felet.

Enligt definitionen ovan kan det noteras att N-1 metoden är helt deterministisk.

2.2 FÖREKOMMANDE DEFINITIONER I LITTERATUREN

N-1 kriteriet är till stor del en ingående beståndsdel av transmission av el och har under en mycket lång tid använts framgångsrikt. Parkins et al. [1] beskriver t.ex. ett transmissionssystem enligt följande "... *transmission systems are designed with at least one level of redundancy, regardless of the cost of doing so, or the severity of the risks they mitigate.*". Denna text belyser på många vis både styrkan och svagheter med kriteriet men också dess betydelse, i det att kriteriet faktiskt används för att definiera vad ett transmissionssystem är.

I [5] tillfrågades olika europeiska transmissionsbolag om hur de definierade N-1 kriteriet, ett standardsvar lyder "*A typical definition of N-1 is that each TSO has a contingency list consisting of the failure of single lines and in most cases also transformers and generators and no differences between the time horizons. If there is a failure of one of the elements in this list, the system should be able to cope with it without loss of load or violating any operating constraints.*". Det är också på detta sätt N-1 kriteriet tillämpas på många håll i världen idag.

En mer allmänt hållen variant av samma tema finns i [7]. Där beskrivs N-1 kriteriet för ett transmissionssystem som "*TSOs' reliability decisions are guided by the N-1 criterion. This criterion states that an unexpected outage of a single system component may not result in a loss of load. That is, when a single system component fails, the transmission system should still be able to accommodate all flows without load curtailment.*".

Nippert beskriver i [8] att ett nät som drivs i enlighet med N-1 kriteriet måste kunna tolerera ett fel i vilken komponent som helst utan att ge några oacceptabla

begränsningar i nätets funktionalitet, vilket ska gälla i alla möjliga tekniska och rimliga drifttillstånd.

I [6] så ges flera olika definitioner för N-1 kriteriet insamlat från olika SSAer (Synchronous System Associations) och transmissionsbolag. En definition från Nordel lyder "*A 'Dimensioning fault', i.e. according to its impact on the system or on a subsystem, must not bring about serious operational disturbances on other subsystems, considered separately from frequency disturbances and network interruptions. After contingency, TSOs are to restore to a N-1 compliant operating condition within 15 minutes.*".

2.3 DISKUSSION

Av denna genomgång inses att nyttan av att använda befintliga definitioner av N-1 kriteriet är begränsad, i nät som inte är maskade och delvis saknar alternativa matningsvägar, exempelvis stora delar av lokalnäten, samt regionnät och radialmatade transmissionsledningar.

3 Kritik av N-1 kriteriet

En av de stora källorna till kritik mot N-1 kriteriet är rotad i hur utvecklingen av kraftsystemen förändrar förutsättningarna för driften och således även driftplaneringen av dessa system. I en statusuppdatering för Cigrés arbetsgrupp C4.601 identifieras ett antal tillkortakommanden för deterministisk planering i allmänhet och N-1 kriteriet i synnerhet. Två faktorer identifierades som anledningar till att N-1 kriteriet blir alltmer otillräckligt:

- Historiskt sett har de traditionella tillvägagångssätten (N-1 kriteriet) antagit en relativt konstant efterfrågan över tid och låg priselasticitet. Med det paradigmskifte mot större konsumentdeltagande, smarta elmätare o.s.v. som nu sker, kan framtidens belastningsprofil bli mer flack med lägre toppar och mer utspridd konsumtion över tid. Denna förändring i efterfrågan påverkar enligt [16] effektiviteten hos nuvarande driftsplaneringsmetoder.
- Den andra förändringen ligger på produktionssidan. Intermittent produktion såsom vind-, sol- och tidvattenkraft blir mer och mer vanligt. I [16] ställs frågan om det verkligen är nödvändigt att tillhandahålla N-1 tillförlitlighet baserat på märkdata för sådana produktionsslag. Ett deterministiskt tillvägagångssätt där krav på N-1 kriteriet framhålls, skulle kunna leda till överinvesteringar, samt minska genomförbarheten av etableringsprojekt av förnybara energikällor, på grund av överdrivna kostnader.

Utöver dessa mer aktuella problem, så kan kritiken mot N-1 kriteriet, och i viss mån även tillämpningen av detsamma, sammanfattas i fyra rubriker enligt nedan.

3.1 FELHÄNDELSERS SANNOLIKHET

Ett av de mest grundläggande problemen med N-1 kriteriet är att det inte tar hänsyn till de olika sannolikheter med vilka oönskade felhändelser som orsakar säkerhetsgränsöverträdelser kan inträffa. En händelse med relativt låg sannolikhet kräver samma redundansnivå som en händelse med relativt hög sannolikhet.

Detta resulterar i att prioriteringar inte kan göras optimalt. Ett vanligt motargument är att det ofta är svårt att skatta sannolikheter. Detta måste givetvis alltid beaktas, men i de fall information finns så bör den tas tillvara och utnyttjas. En slutsats av detta blir att N-1-kriteriet kan vara lämpligt i situationer med knapphändig data.

3.2 FELHÄNDELSERS KONSEKVENS

Ett lika stort problem, som avsaknad av hänsyn till händelsers sannolikhet, är att N-1 kriteriet inte heller tar hänsyn till konsekvensen hos säkerhetsgränsöverträdelser.

Ett fel som drabbar ett litet antal kunder är enligt den nitiska systemoperatören, som slaviskt följer N-1 kriteriet, lika allvarligt som ett fel som drabbar tusentals. Detta kan leda till diffusa uppfattningar av vad kostnaden för olika typer av fel är för systemoperatören. Om denne ska göra en bedömning var en investering är

lämpligast att göra kommer N-1 kriteriet i bästa fall inte vara till någon hjälp, och i värsta fallet direkt missvisande eftersom utfallet av alla typer av fel bedöms som lika. Transformatorn som försörjer 10 kunder är enligt N-1 kriteriet lika viktig som den som försörjer 1000 kunder, och kräver samma nivå av redundans. På grund av detta riktas en del kritik mot N-1 kriteriet för att det inte är kostnadseffektivt och en av motiveringarna till att byta till nyare metoder är just att N-1 kriteriet inte står sig ekonomiskt i en avreglerad elmarknad [2,4,17].

3.3 N-1 KRITERIETS BINÄRA NATUR

N-1 kriteriets binära natur leder till bedömningen att systemet antingen är driftsäkert eller inte, det tar inte hänsyn till händelser som inte överskrider säkerhetsgränser men ändå skulle behöva övervakning [4].

Vidare gör definitionen att det blir väldigt svårt att jämföra olika system med varandra, utöver koncept som att mäta tid utanför N-1 per år. Vilket får ses som en ej jämförbar risk med avseende på sannolikhet och konsekvens.

3.4 VALET AV STUDERADE FELHÄNDELSER

En del av N-1 kriteriets tillkortakommanden kommer mer ur en kritik mot sättet som N-1 vanligen implementeras och inte mot kriteriet i sig, detta gäller speciellt sättet på vilket felhändelser väljs, felhändelser som ska studeras för att avgöra om systemet kommer bryta mot någon säkerhetsgräns under kommande tidssteg.

Exempel på sådan kritik är att N-1 i allmänhet endast beaktar enkelfelhändelser, d.v.s. felhändelser på endast en komponent i taget. Om avbrott betraktas som oberoende händelser så är enkelfelhändelser mycket mer troliga än dubbelfelhändelser. Dock kan exempelvis dolda fel i skyddssystem utlösa kaskadavbrott på flera anläggningsdelar samtidigt, eller hårda väderförhållanden avsevärt öka sannolikheten för simultana komponentfel.

Ytterligare problem vid val av studerade felhändelser är den gräns för vilket antal händelser som (kan) tas med. Det vill säga hur osannolika felhändelser som kan beaktas vid driftplanering under N-1. Vissa typer av händelser kan bedömas som så osannolika att de inte bör täckas av N-1 kriteriet, oberoende av konsekvens. Vissa av dessa händelser kan trots sin låga sannolikhet vara av värde att beakta och skydda systemet mot. Detta är sådana händelser som kan tänkas äventyra hela systemets driftsäkerhet. Sådana händelser betecknas HILP-händelser (High Impact Low Probability) och kan tas i beaktande utifrån tidigare drifterfarenheter, detta görs exempelvis i USA [16].

3.5 DISKUSSION

N-1 kriteriet är i viss mening lätt att förstå och använda men lider också av många brister som leder till att användandet härav kan få kostsamma konsekvenser, både vad gäller systemstörningar men även vad gäller onödigt kostsamma investeringar eller rent av uteblivna sådana.

Att hävda att N-1 kriteriet är lätt att förstå är ibland något av en överdrift, detta inses då det finns en stor mängd olika definitioner av kriteriet (mycket springer ur vilka fel som inkluderas och hur lång tid efter fel som systemet tillåts vara i N-0).

Behovet att vidareutveckla drift- och nätplanering från dagens deterministiska metoder mot sannolikhetsbaserade kommer ur ökande krav på ekonomisk effektivitet samt i viss mån ökande stokastiska egenskaperna hos marknadskrafter, driftstörningar och intermittenta produktionskällor [16].

4 Litteraturgenomgång av sannolikhetsbaserade metoder för estimering av systemtillförlitlighet

Detta kapitel redovisar en översikt av olika varianter av sannolikhetsbaserade metoder som publicerats i litteraturen och som har relevans för denna rapport. Mycket av den tillgängliga informationen, om alternativ till N-1 kriteriet, behandlar transmissionsnät, och i mycket liten grad regionnät, därav följer en viss slagsida i rapporteringen mot de högre spänningsnivåerna.

4.1 ALLMÄNT

Generellt kan det sägas att när det kommer till bedömning av vad tillräckligt god driftsäkerhet är, finns en vilja att gå från deterministiska metoder till sannolikhetsbaserade. Anledningen till detta är att de deterministiska metoderna är rigida och utesluter relevanta alternativ som hade kunnat vara effektiva.

När det gäller att använda sannolikhetsbaserade metoder som beslutsstöd kan dessa delas upp i långsiktiga och kortsiktiga. I [16] rapporteras om ett flertal olika, redan existerande, sannolikhetsbaserade planeringsverktyg för långsiktig planering. Planeringsverktygen som rapporterats använder t.ex. analytiska modeller, lastflödesmodeller, transportmodeller och Monte Carlo simuleringar.

Ett exempel på hur detta kan se ut finns i Ontario, Kanada; IESO är ansvariga för att utföra en prognos av efterfrågan som är kopplad till resurs- och tillräcklighetsbedömning, samt bedömning av driftförmågan 18 månader framåt [19]. Bedömningen som utförs för de kommande 18 månaderna är skapad för att möta marknadsregler och lagstadgade skyldigheter. IESO gör sina prognoser genom sannolikhetsbaserade metoder för att bedöma systemtillräckligheten, samt tar hänsyn till vädersscenarion, både i efterfrågan och produktion. Vädret är uppdelat typer som mild, normal och extrem. Vidare normaliseras månaderna efter säsong, för att bättre uppskatta vinter- och sommarscenarierna i analysen.

4.2 RELIABILITY MANAGEMENT APPROACH AND CRITERIA (RMAC)

I [13] introduceras Reliability Management Approach and Criteria (RMAC) som har utvecklats i GARPUR projektet, ett forskningsprojekt finansierat av EU. RMAC har testats i pilotförsök som utfördes på Island 2017, Island valdes på grund av att det är ett litet, isolerat system, utan spotmarknad eller betydande småskalig produktion [13]. I pilottestet användes verkliga data och verktyg men kördes inte i realtid, utan nyttjade historiska snapshots av systemets tillstånd. Detta angreppssätt möjliggjorde också känslighetsanalyser. I pilottestet bedömdes även systemets tillstånd 15-60 min framåt för att identifiera vilka felkällor som utgjorde störst risker.

Pilottestet på Island möjliggör en preliminär bedömning av de tekniska svårigheter som finns i att implementera sannolikhetsbaserade metoder som RMAC för ett

transmissionssystem men ger också en fingervisning om utmaningar för lägre spänningsnivåer, även om det senare inte var målet med studien. Målet med RMAC är inte att ändra transmissionsbolagens arbetsprocesser utan snarare att ge bolagen förmågan att bedöma hur deras beslut påverkar tillförlitligheten av systemet och därmed lättare kunna svara på komplexa frågor som har med tillförlitligheten hos systemet att göra.

Det sannolikhetsbaserade tillförlitlighetskriteriet ger att systemets tillstånd ska vara acceptabelt under en specifik tidsperiod med en tillräckligt hög sannolikhet. För att åstadkomma detta måste de acceptabla och oacceptabla nivåerna specificeras. Under den korta tidsperioden som undersöks i realtid behandlar analysen sekvensen av systemtillstånd och potentialen för slumpmässiga störningar, samt de resulterande följderna som kan leda till ett oacceptabelt systemtillstånd. Eftersom det är både dyrt och opraktiskt att designa och driva ett transmissionssystem som är i acceptabelt tillstånd 100 % av tiden, används en relaxering. Rent praktiskt, är det också svårt att behandla och ta hänsyn till alla möjliga slumpmässiga störningar som kan ske, därför övervägs bara en delmängd av möjliga händelser som är troliga under tidsperioden som undersöks. För att bestämma den optimala driften av systemet maximeras den sociala välfärden i optimeringens målfunktion. Den sociala välfärden antas kunna skattas genom att analysera det socio-ekonomiska överskottet. I pilotstudien mäts "acceptansen" mot överensstämmelser med regleringen. Kärnan i detta är matematiska modeller för att bestämma sannolikheter och konsekvenser av potentiella felhändelser, som används för att erhålla sannolikhetsbaserade kvantitativa mått på tillförlitlighetsprestandan.

Värt att notera är att det i praktiken finns svårigheter i att t.ex. modellera korrigerande åtgärder. För att kunna hantera detta så förenklas modellerna. Effekten av förenklingarna bedöms i piloten genom att jämföra modellerna med verkliga exempel [13].

I [20] beskriver projektgruppen för WP2 GARPUR de fyra "ingredienserna" i deras RMAC. Dessa är en socio-ekonomisk målfunktion (SEOF) som ska minimeras, ett riskundvikande tillförlitlighetsmål (RaRT) som ska tillse att besluten som tas är inom ramarna för acceptabel systemtillförlitlighet, en kasseringsprincip (Discarding principle) vilket ska tillåta förenklingar av yttre osäkerheter för att undvika alltför tunga, uttömmande beräkningar, samt en relaxeringsprincip (relaxation principle) som beskriver hur problemformuleringen ska relaxeras successivt för att en lösning ska finnas inom den bestämda tidsramen.

4.3 SÄKERHETSEKONOMISKT BESLUTFATTANDE

I [12] presenteras en probabilistisk säkerhetsekonomisk metod för att fatta beslut i kontrollrum, detta jämfördes med det deterministiska N-1 kriteriet. För att förenkla analysen undersöktes bara feltillstånd som hade med överbelastning och låg spänning att göra. Det genomfördes två försök, det första med ett mindre 5-nodssystem och sedan med IEEE Reliability Test System där osäkerhetsprognosen för lasten i en nod representerades med en normalfördelning med låg varians. En skillnad som noterades var att den deterministiska N-1 analysen identifierade de

oönskade händelserna som begränsar, medan det sannolikhetsbaserade fallet använder en kritikalitetsfunktion (severity function) för att ge en kontinuerlig förändring i risk. Ur analysen i [12] fås att en probabilistisk metod bättre speglar egenskaper som påverkar systemets säkerhet och därmed är bättre för beslutsfattande vid drift. Genom att ansätta ett värde så går det att särskilja mellan acceptabla och oacceptabla operationsområden och jämföra områden med varandra. Vidare så undersöker N-1 kriteriet bara de mest restriktiva händelserna och deras felvillkor, en och en, vilket kan skapa problem när flera händelser kan orsaka ökad total risk vilket är något som det sannolikhetsbaserade kriteriet inkluderar. N-1 kriteriet ger inte heller information om hur osäker en driftsituation är, vilket kan undersökas med sannolikhetsbaserade metoder.

4.4 MODELLERING AV VÄDERBEROENDE FEL

Vid användande av sannolikhetsbaserade metoder är det viktigt att ta hänsyn till att sannolikheten för olika typer av fel inte alltid är konstant, utan påverkas av olika händelser. Exempelvis kan inte en konstant felfrekvens representera yttre påverkan såsom is, vind, snö, blixtnedslag o.s.v. på ett helt tillfredsställande sätt. Användandet av konstanta felfrekvenser leder, i dessa fall, till att tillförlitligheten av systemet överskattas vid dåliga väderförhållanden (som på senhösten) och underskattas vid goda väderförhållanden (som på sommaren). Genom att låta felfrekvensen bero på tex väder, baserat på felhistorik och historisk väderdata, kan sannolikheten för strömavbrott bättre beräknas, så att mer välgrundade beslut kan fattas [14].

Det finns ett antal kommersiella verktyg som kan utföra sannolikhetsbaserade tillförlitlighetsberäkningar, ett av dessa är Promaps (Probabilistic Method Applied to Power System). Promaps används bl.a. av Statnett och Hafslund i Norge samt av isländska Landsnet. I [14] presenteras resultaten från en studie över hur sannolikheten för ett väderberoende fel skiljer sig beroende på om det representeras av konstant felfrekvens eller en variabel felfrekvens. Promaps beräknar tillförlitligheten av ett elnät under drift i realtid som en funktion av energiefterfrågan och systemets topologi. Promaps tar hänsyn till sannolikheten av alla N-1 fel, samt de flesta N-2 fel vid simulering. Promaps samlar in data om systemets tillstånd var 5:e till var 10:e minut och beräknar tillförlitligheten baserat på en modell som representerar varje komponent. Tillsammans med lastflödesmodeller minimerar Promaps slutligen en kostfunktion.

Studien i [14] undersöker ett system av sju luftledningar för transmission som utgör en region av det isländska elnätet. I det här området så finns det avbrottsstatistik från de senaste 26 åren. Av de väderhändelser som kan orsaka fel så studeras isbildning och vind. Från studien fås det fram att vinterfallet har en maximal risk om 590 systemminuter, medan sommarfallet har en maximal risk om 82 systemminuter, vilket visar på en markant större variation än om konstanta felfrekvenser skulle använts. Resultaten visar också att risken är betydligt känsligare för spatio-temporala variationer i vädret än för last och produktion. Detta visar hur viktigt det är med väderberoende felfrekvenser för att nätbolag ska ha möjlighet att kunna fatta så välgrundade beslut som möjligt och bland annat kunna planera underhåll när risken för strömavbrott är lägre.

4.5 MASKININLÄRNING

För att bedöma tillförlitligheten av elnät har flera försök gjorts med att utnyttja maskininläring. De vanligaste metoderna för maskininläring är ANN (Artificial Neural Networks) och Bayesianska nätverk. Exempelvis undersöks Bayesianska nätverk kombinerat med Monte Carlo simulering, för att estimeras LOL (Loss of Load) index, för att kunna bedöma elkraftsystemets tillförlitlighet, i [15]. Det finns flera fördelar med Bayesianska nätverk, såsom nyttan av det symboliska resonemanget och den semantiska representationen, vilket kan öka förståelsen av resultatet. Detta har visat sig svårare vid användning av till exempel ANN.

Generellt kan det dock sägas att maskininläring troligen inte kommer bidra med så mycket för det studerade problemområdet. Det finns förvisso stora datamängder, dock inte så många fel och bortfall av produktion, men utmaningen är inte så mycket att hitta okända samband som att tvätta data samt få till en konsekvent rapportering. Möjligen kan maskininläring vara till nytta i de momenten, dvs i att identifiera vart data verkar brista.

4.6 HINDER FÖR IMPLEMENTERING

I denna sektion sammanfattas några av de utmaningar som identifierats i litteraturen knutet till implementering av sannolikhetsbaserade metoder för att bedöma tillförlitligheten i transmissionssystem.

I [5] diskuteras svårigheter med sannolikhetsbaserade tillförlitlighetskriterier där de största hindren identifieras som problemets komplexitet och långa beräkningstider. Vidare är också konsekvenser av felhändelser svåra att skatta och modellera på grund av flera olika orsaker; exempelvis finns inte tillräckligt mycket tillförlitlig data. Vidare gör komplexiteten att funktioner och kriterier blir svåra att förstå, vilket i sin tur kan göra det svårt att förklara och rättfärdiga dess inverkan på organisation och samhälle. I [2] hävdas det att detta problem inte gäller för N-1 kriteriet, då det är transparent och lättförstått, något som kan diskuteras, se kapitel 2 och 3.

Eftersom praktisk användning av sannolikhetsbaserade kriterier fortfarande är nytt och det inte finns mycket erfarenhet av att använda dem, finns ett motstånd att börja använda dem då det fortfarande kan kännas osäkert, jämfört med N-1 kriteriet. Nätägare, på tex regionnätetsnivå, kan därmed vilja se mer erfarenhet av sannolikhetsbaserade metoder innan de börjar använda dem. Andra orsaker till dröjande implementering kan vara att förekommande reglering utgör, eller tolkas som, en barriär till att börja använda de nya metoderna.

De metoder som finns idag behandlar stora AC system och kan inte till fullo hantera t.ex. HVDC. Inte heller modellerar de sannolikhetsbaserade metoderna vattenkraft på ett korrekt sätt, utan ofta modelleras de likadant som värmeverk. Vidare har de även problem med att modellera kaskadfel, ödrift och så vidare [16].

I [4] rapporteras att en av de viktigaste faktorerna för korrekt systemplanering är tillgänglighet och kvalitet på data. I sannolikhetsbaserade metoder är tillgången på data av stokastisk natur extra viktigt (funktionssannolikheter, mm) och bristen på denna typ av data är en anledning att sannolikhetsbaserade metoder inte används i

större utsträckning. [18] rapporterar tidigare nämnda hinder för implementering såsom datakvalitetsproblem, beräkningskraft och komplexitetsproblem, men även svårigheter kring säkerhetsbestämmelser och driftsafbrottskostnader mellan kontrollområden och slutanvändare, samt metodologiska begränsningar av verkan på den sociala allmännyttan vilka, sammantaget, gör det svårt att röra sig bort från N-1 kriteriet.

4.7 DISKUSSION

De sannolikhetsbaserade metoder som rapporterats i litteraturen är i allmänhet mycket komplicerade, kräver mycket data och datorkraft, kompetens och resurser för att kunna utnyttjas fullt ut. Slutsatsen blir därför att dessa metoder främst är realistiska för större transmissionsbolag och nätägare med stor drivkraft mot forskning och utveckling. Dessutom ställer resultat baserade på sannolikhetsberäkningar helt andra krav vad gäller kommunikation mot kunder, regulatorer och samhället i stort.

5 Workshop: N-1 i praktiken och alternativ

Detta kapitel baseras bland annat på synpunkter och slutsatser från en workshop på temat "Probabilistiska metoder som ersättning för N-1 kriteriet" anordnad i maj 2019, se bilaga 1 för deltagare.

5.1 DEFINITION N-1E

N-1 kriteriet utgör en utmaning i att det vid ett första påseende är skenbart lätt att förstå. I praktiken finns dock många definitioner av N-1, varav de flesta är utvecklade för maskade transmissionsnät.

För regionnät och lokalnät i Sverige saknas i stort någon entydig definition av N-1, men flera implicita definitioner som inkluderar EI:s effekttrappa [21] förekommer dock. Grundtanken bakom dessa är att ett fel enligt felhändelselistan skall åtgärdas inom de tider som anges av effekttrappan, se Tabell 2. Kunder kan alltså frångöras i upp till 24 timmar och kriteriet anses ändå som uppfyllt. Denna typ av definition går utanför den ursprungliga betydelsen av N-1. För att undvika missförstånd väljer vi att i fortsättningen kalla kriteriet på regionnätetsnivå (och lokalnätetsnivå där så tillämpligt) för N-1E, med följande definition:

N-1E kriteriet:

Inget enkelfel får innebära en betydande sannolikhet för att någon slutkund skall bli bortkopplad längre tid än vad som anges av effekttrappan.

"Betydande sannolikhet" kopplar här både mot åtgärdstider och felhändelsens sannolikhet. Åtgärdstider varierar och bidrar till sannolikheten att bryta mot N-1E t.ex. genom hur lång tid tar det att få fram en reservdel.

Enkelfel innebär ett bortfall av en enskild huvudkomponent, såsom ledningar, transformator, produktionsenhet, samlingsskena eller förbrukning. Vid tillämpning av N-1E bör de fel som uppfyller definitionen på ett enkelfel dokumenteras i en felhändelselista. Vad som inkluderas i felhändelselistan ligger utanför denna rapport, men listan bör vara relativt uttömmande med betoning på händelser med hög konsekvens.

5.2 ÖVERVÄGANDEN KNUTET TILL N-1E, ÅTKOMLIGHET OCH ANSLUTNING

Anslutning och åtkomlighet för underhåll och reparation är viktigt, om N-1E upprätthålls garanteras åtkomligheten, givet att N-1E eventuellt inte upprätthålls under en kortare tid t.ex. i anslutningsskedet. Sannolikhetsbaserade metoder garanterar inte denna åtkomst, detta då längre perioder utan redundans för samtliga komponenter i drift kan förekomma.

5.3 MÖJLIGHET ATT FÖRHANDLA MED KUND

Nuvarande reglering gör att förhandling mellan kund och nätägare, till exempel med avseende på nättariff kopplat mot tillgänglighet, endast kan genomföras inom relativt snäva ramar. En effekt av detta är att det i dagsläget inte är möjligt att omförhandla villkoren för nättariffen för en befintlig kund (t.ex. lägre tariff kopplat mot lägre tillgänglighet) i syfte att ansluta en ny kund som har andra behov (t.ex. högre tariff mot högre tillgänglighet).

5.4 INTRESSANTA FALL SOM IDENTIFIERADES UNDER WORKSHOPEN

Under workshopen identifierades ett antal utmaningar och möjligheter kopplat till användningen av N-1E. Många av dessa rör framtvungade ineffektiva lösningar, så som:

1. Ny kund och/eller produktion vill ansluta sig: nekas på grund av N-1E.
2. Förebyggande underhåll genomförs ej eller fördyras.
3. Utbyggnad av nät fördröjs.

Som en möjlig positiv effekt sågs Dynamic Line Rating [23] i anslutning till vindkraft, på detta finns redan exempel.

Samtliga av fallen ovan knyter an till om elnätet kommer upprätthålla N-1E under en eller flera tidsperioder. Det bör dock noteras att om anslutningen i 1 skulle tillåtas skulle förmodligen 2 kunna hamna i en än värre situation. Detta belyser vikten av andra kompletterande metoder. Vad det gäller produktion finns ett större utrymme för avtal och reglering av affärsförhållanden mellan aktörerna, detta öppnar upp för lösningar som t.ex. Dynamic Line Rating, vilket inkluderar sannolikhetsbedömningar som kan ligga utanför N-1E.

5.5 KOMMUNIKATIONSUTMANINGEN

Redan idag upplevs utmaningar i kommunikation kring risk och tillförlitlighet, detta är speciellt tydligt i gränssnitten mellan: Regulator-Ägare-Ledning-Planering-Drift.

Vissa organisationer har slagit samman nätplanering och drift som bot mot denna kommunikationsutmaning. Nackdelen är då risken att uppmärksamhet tappas mot den långsiktiga planeringen på grund av att akuta problem får förtur.

Sammanfattningsvis finns det ett stort problem kring bristande förståelse för sannolikhetsbaserade metoder både internt hos både myndigheter och företag och externt mellan olika aktörer.

5.6 VAD ÄR DEN IDEALA METODEN OM 10 ÅR? FÖRSLAG FRÅN WORKSHOPEN, BRAINSTORMING

Under workshopen togs det fram olika kreativa förslag på vad som skulle kunna förbättras idag, gällande metoder för hantering av frågor kring ett näts driftsäkerhet.

- Lokalnät: Sannolikhetsbaserade metoder. 40 kV och uppåt: N-1E är grunden.
- Regleringen styrs mot dialog mellan nätägare och kund.
Förhandlingsutrymme kring leveranssäkerhet och tariffer införs.
- Nyttan av nya metoder måste klart och tydligt kunna redovisas på ett strukturerat sätt innan tillämpning.
- Ändrade förutsättningar
 - × Ändrade last- och produktionsmönster från t.ex. solel och elbilar, leder till att nuvarande metoder måste ses över och anpassas.
 - × Förändrat förhållningssätt till tillgänglighet av el hos slutkunden drivet av förändrad energimix, t.ex. högre acceptans för kortare avbrott vid ökad penetration av solel och vindkraft.
- Bättre nyckeltal för analyser och prestanda finns utvecklade och är tillgängliga.
- Lathundar för avvikelser från N-1E i driftläge finns. Dessa är validerade och användbara.
- Kontrollutrustning är inkluderad i de sannolikhetsbaserade analyserna.
- Ekonomisk effektivitet är inkluderad i de sannolikhetsbaserade analyserna.
- Mått för risk på transmissionsnivå, t.ex. baserat på minuter med förhöjd risk per år.
 - × Kvantifierat mått ger möjlighet till jämförelse mellan år och mellan nät (om normerat).
 - × Indikerar effektiva investeringar.
 - × Driftavdelningen har tydliga mått på tillståndet i nätet, hur nära ligger en viss konsekvens nätet (typiskt bortkoppling av kund)?

5.7 RANKNING AV UTMANINGAR MED ATT ÖVERGÅ TILL SANNOLIKHETSBASERADE METODER

Under workshoppen ombads deltagarna ranka utmaningarna med att övergå till sannolikhetsbaserade metoder. Svaren fördelades enligt nedan:

• Brist på data	röster:	7
• Brist på resurser	röster:	3
• Komplexitet	röster:	4
• Kompetensbehov	röster:	-
• Myndighetskrav	röster:	-
• Kommunikationsproblem	röster:	6

En tydlig slutsats är att avsaknad av ingående data för att genomföra detaljerade analyser ses, tillsammans med problem kring kommunikation av sannolikhetsbaserade metoder, som de största utmaningarna.

5.8 SAMMANFATTNING WORKSHOP

Den största utmaningen med dagens arbetsmetodik är brister i definitioner och utmaningar kopplat till regleringen, detta kan enligt workshoppen få följande konsekvenser:

- Ekonomiskt effektiva lösningar kan missas.
- Reserver och provisorier prioriteras framför ekonomisk effektivitet.

- Regleringen driver i viss mån nätbolagen mot många enkla mottagnings och fördelnings-stationer.

Framåt i tiden ses de största utmaningarna ligga i kommunikation och tillgänglig data för sannolikhetsbaserade metoder. Likväl ses det att förståelse för utmaningarna nätägarna står inför både behöver adresseras genom möten mellan olika parter/intressenter och utbildning (riktad mot olika nivåer). Ytterligare en viktig åtgärd är en utökad datainsamling för att kunna stödja framtida sannolikhetsbaserade metoder.

5.9 DISKUSSION

Mycket av kritiken som togs upp under workshopen har associerats till N-1E, det är dock inte säkert att en övergång till mer sannolikhetsbaserade metoder skulle lösa alla dessa problem. Exempelvis gäller detta frågan kring möjligheter att ändra i avtal med befintliga kunder gällande koppling tillgänglighet/tariff.

En reglering som baseras på utfallet av ett näts prestanda utgör alltid en extremt stor utmaning på grund av den stora normala variation som finns. Ett exempel på detta är hur SAIDI och CAIDI utvecklas för hela Sverige mellan olika år [24], dessa mått kan slå med tiotals procent mellan olika år, på landsnivå. Av detta följer att en nätägare kan göra "alla rätt" och ändå uppvisa dålig prestanda över en lång tid, enkom beroende på otur (motsatsen är lika möjlig). Detta kan i sig tala för att regelverk i stil med effektrappan är nödvändig, dels för att reducera utmaningarna med variationen och dels för att underlätta kommunikation mellan samtliga parter. Det finns ett behov av metoder som ger utrymme att förhandla om avvikelser från regelverk. Intressanta parametrar att ta upp för diskussion i ett sådant sammanhang är:

- Tid utanför regelverket (år tills t.ex. förstärkning av nätet byggts)
- Storlek på avvikelser från regelverket (t.ex. mätt i skattat antal timmar vid felhändelse)
- Avtal kring avvikelser, parter kan bero på situation (elnätsägare, ansluten kund, tredjeparts kund, energimarknadsinspektionen).

För att på ett rationellt sätt kunna hantera alla de brister som finns med N-1 kriteriet, samtidigt som effekter från andra omvärldsfaktorer såsom ny teknik, ekonomi, samhällseffekter och miljö hanteras, behövs ny metodik.

6 Hybridmetod

Denna rapport berör bland annat utmaningarna med avsaknad av enhetliga definitioner av N-1 och brist på indata men även utmaningar med att skatta effekterna av olika omvärldsfaktorer. Detta adresseras genom att föreslå en metod som reducerar databehovet i så stor grad som möjligt men som samtidigt har en praktiskt godtagbar noggrannhet (men inte nödvändigtvis jämförbar med de metoder som presenterats i litteraturen).

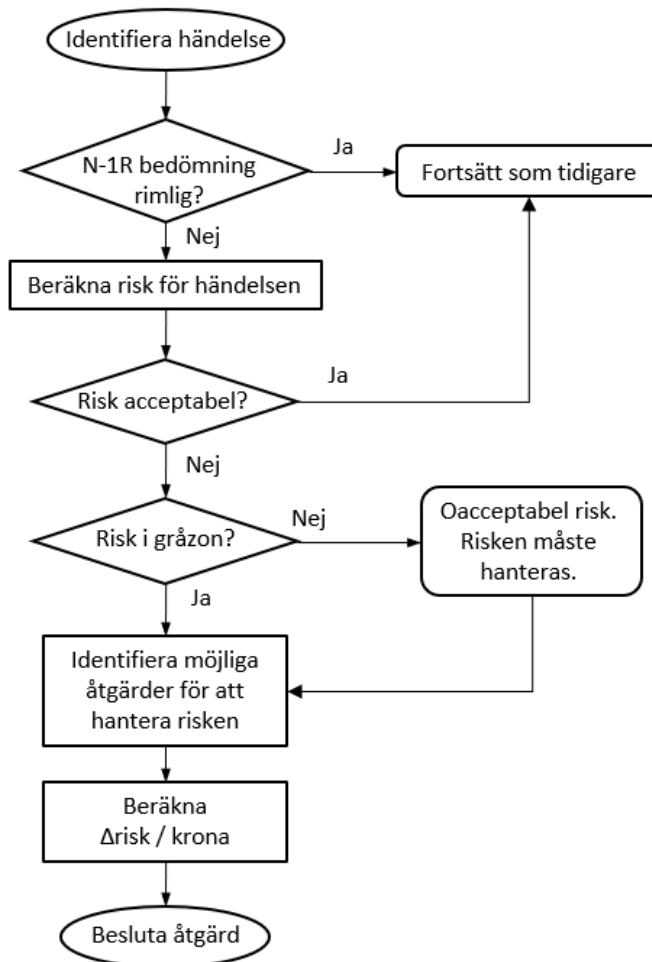
6.1 ÖVERSIKT

Den föreslagna metoden är framtagen för att ge en pragmatisk sammanvägning av N-1E (se kapitel 5.1) och standard riskanalysmetoder. I korthet går metoden ut på att identifiera de händelser där det kan misstänkas att N-1E inte visar hela sanningen och där mer information behöver beaktas. Därefter görs riskanalys endast för dessa händelser och därpå fattas beslut om åtgärder, baserat på deras kostnadseffektivitet med avseende på riskreduktion.

Figur 1 visar ett flödesschema över de grova dragen i hybridmetoden. Först identifieras en händelse där N-1E bedömningen inte verkar rimlig och som bör analyseras djupare. Att N-1E inte bedöms rimlig kan här gå åt båda håll, dvs. att N-1E anses leda till antingen en för strikt eller en för mild bedömning. Därefter beräknas risken för händelsen i enlighet med beskrivning i kapitel 6.2. Om risken är acceptabel behövs inga fler åtgärder. I den händelse risken visar sig vara oacceptabel finns inte andra alternativ än att hantera risken. Då identifieras möjliga riskreducerande åtgärder inklusive deras förväntade kostnader för att få ett mått på hur mycket risken kan reduceras per krona. För de risker som befinner sig i gråzonen mellan klart acceptabel och klart oacceptabel, finns möjligheten att välja åtgärden "gör inget", något som inte är rimligt för oacceptabla risker. För de oacceptabla riskerna krävs beslut om riskreducerande åtgärder i en sådan omfattning att risken reduceras till en nivå då den inte längre är oacceptabel. De möjliga åtgärder som står till buds beskrivs vidare i kapitel 6.3.

Förhoppningen är att metoden är ett första steg mot att lösa de tillkortakommanden som N-1E uppvisar utan att lägga en alltför stor börda på nätbolaget i form av krav på tillgänglig data och kompetens för analyser.

Figur 1. Hybridmetod för att komplettera N-1E bedömningar.



6.2 RISKANALYS

Beskrivningen av riskanalysen i detta kapitel görs endast övergripande och utnyttjar i stor utsträckning metoder som är standard inom riskanalys. Målet är inte att beskriva en komplett metod för just riskanalys, utan mer hur sådana metoder kan användas för att komplettera N-1E.

För att skatta sannolikhet för en händelse går det att börja med felfrekvenser rapporterade i litteraturen och sedan anpassa dessa efter de lokala förhållandena. Men även rena skattningar utifrån egen drifterfarenhet går att använda i analysen. Det viktiga här är att använda den bästa information som finns tillgänglig, för att sedan komplettera denna vid behov.

Konsekvensen av en händelse kan formuleras på många sätt, men två aspekter som ofta värderas av nätbolag är dels icke-levererad energi, kunders avbrottskostnad och dels de tillkommande kostnaderna av haverier såsom reparationskostnader, miljösanering etc. Utöver detta tillkommer till exempel inverkan på intäktsram.

Efter att sannolikhet och konsekvens för en händelse skattats ges dessa värden på en skala 1 - 5 ur sina respektive sannolikhets- och konsekvenstabeller. Dessa tabeller tas fram och balanseras för varje nätbolag och fångar de värderingar som respektive bolag gör av olika konsekvenser och deras sannolikheter.

Risken för en oönskad händelse beräknas sedan som:

$$Risk = \frac{Sannolikhet + Konsekvens}{2}$$

En femgradig skala för både konsekvens och sannolikhet ger en god avvägning mellan tillräcklig upplösning för att kunna skilja händelser åt, samtidigt som det är praktiskt hanterbart vad gäller noggrannhet på indata etcetera. Detta resulterar i en 5 x 5 riskmatris som kan ses i Figur 2, där det högsta möjliga riskvärdet är 5,0 och det lägsta är 1,0.

Figur 2. 5x5 riskmatris med riskvärden.

Sannolikh	5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
	4	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
	3	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
	2	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
	1	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
		1	2	3	4	5
						Konsekvens

I riskmatrisen finns tre områden som representerar olika nivåer av risk; acceptabel, gråzon och oacceptabel. Gränserna för var dessa områden går bestäms av respektive nätbolag och beror på deras risktolerans och hur de balanserat sina risk- och sannolikhetstabeller. I riskmatrisen i Figur 2, bedöms riskvärden $\leq 2,0$ som acceptabla. För en acceptabel risk behövs ingen vidare åtgärd. Riskvärden $\geq 4,0$ bedöms däremot som oacceptabla och måste hanteras oavsett kostnad. De olika sätt, på vilka riskerna kan hanteras, beskrivs vidare i kapitel 6.3. Området i matrisen som ligger mellan acceptabel och oacceptabel benämns som en gråzon. I gråzonen råder ett visst tolkningsutrymme om risken är acceptabel eller ej. Dessa risker måste analyseras vidare från fall till fall för att avgöra hur de ska hanteras.

6.3 MÖJLIGA ÅTGÄRDER

När aktuell risk identifierats som antingen oacceptabel eller som att den befinner sig i gråzonen är det läge att identifiera möjliga åtgärder för att hantera risken.

De möjliga åtgärder som står till buds för att hantera identifierade risker kan delas upp i:

- **Minska sannolikheten för händelsen.** Här ingår åtgärder som förebyggande underhåll, reinvesteringar och ombyggnader. Målet är att genom olika insatser identifiera orsaker för den oönskade händelsen och därefter förebygga dessa, innan händelsen inträffat.
- **Minska konsekvensen av händelsen.** Ett alternativ eller komplement till att minska sannolikheten för en händelse är att istället hantera konsekvensen när

en händelse redan inträffat. Detta kan göras genom att tillse att tillräcklig beredskap i form av personal, reservdelar och annan nödvändig utrustning finns tillgänglig eller genom avtal slutna mellan olika parter. Här kan även olika former av Smart Grid-teknik för att t.ex. korta ned avbrottsstid värderas.

- **Gör inget.** Den beräknade risken ligger i nivå med den risktolerans nätbolaget ifråga har. Detta kan ofta bero på att åtgärderna bedöms som dyrare än nyttan de erbjuder i kombination med en moderat risk. Här bevakas endast risken så att inga signifikanta förändringar sker som kan ändra bedömningarna för ingångsvärdena till riskanalysen.

För varje risk kan flera åtgärder vara tänkbara samtidigt, beroende på kostnad och riskreduktion.

6.4 NYTTOVÄRDERING AV ÅTGÄRDER

När alla möjliga (realistiska) åtgärder för att hantera aktuell risk är identifierade rankas de med avseende på effektivitet. För att kunna göra detta krävs skattningar av varje åtgärds påverkan på risken genom att den sänker sannolikheten och/eller konsekvensen för aktuell händelse. Vidare krävs att kostnaden för att genomföra varje åtgärd går att skatta med tillräcklig noggrannhet.

Effektiviteten E_i , för varje åtgärd i , mäts då som riskreduktion per krona:

$$E_i = \frac{Risk_{före\ åtgärd} - Risk_{efter\ åtgärd}}{Kostnad_i}$$

När samtliga åtgärders effektivitet är fastställd kan beslut fattas t.ex. genom att välja att genomföra så många av de högst rankade åtgärderna som tillgänglig budget tillåter. Alternativt, om en oacceptabel risk skall reduceras, väljs så många åtgärder som krävs för att sänka risken till en acceptabel nivå.

6.5 DISKUSSION

Dagens ganska trubbiga N-1E verktyg kan kompletteras med en riskanalys när så är påkallat. Riskanalysen ger beslutsfattaren en bredare kunskap om läget och kan på ett enkelt sätt ta in flera olika omvärldsparemetrar för att skatta sannolikhet och konsekvens av en önskad händelse.

När det kommer till att välja och värdera åtgärder för att hantera risker, kan med fördel olika former av smarta nät alternativ utvärderas. Detta låter sig göras på ett systematiskt vis som, i det fall metodiken är standardiserad, går att repetera och därmed kan bilda ett gott underlag för beslut.

Den föreslagna hybridmetoden kommer kräva mer indata och i regel leda till fler analyser. Detta kommer till en kostnad i form av analystid, samtidigt som det är en utmaning att kvantifiera värdet av dessa analyser. I många fall är det dock väldigt tydligt att mer ingående analyser kan ge ett betydande värde.

7 Analys av fiktiva scenarier

För att visa hur hybridmetodens riskanalyskomponent är tänkt att fungera, redovisas i detta kapitel ett antal fiktiva exempel där den föreslagna riskmetoden utvärderas mot N-1E.

7.1 RISKPARAMETRAR

I de fiktiva scenarierna används den 5 x 5 riskmatris som introducerades i kapitel 6, för att skatta riskerna för de oönskade händelserna som ska utredas. I exemplen används Tabell 1 och Tabell 3, för att bedöma konsekvens och sannolikhet för de oönskade händelserna. Värdena för konsekvens är baserade på EI:s effektrappa [21] som återfinns i Tabell 2. Värdena i dessa tabeller är framtagna för exemplen nedan och bör anpassas från företag till företag och skall inte ses som en definitiv mall.

Tabell 1. Konsekvenstabell

Värde	Konsekvens
1	Alla kunder har el
2	Avbrott hos kund, men inom effektrappan
3	Bryter mot effektrappan, upp till dubbla tiden
4	Bryter mot effektrappan, tre gånger tiden
5	Bryter mot effektrappan, 10 gånger tiden

Tabell 2. EI:s effektrappa [21]

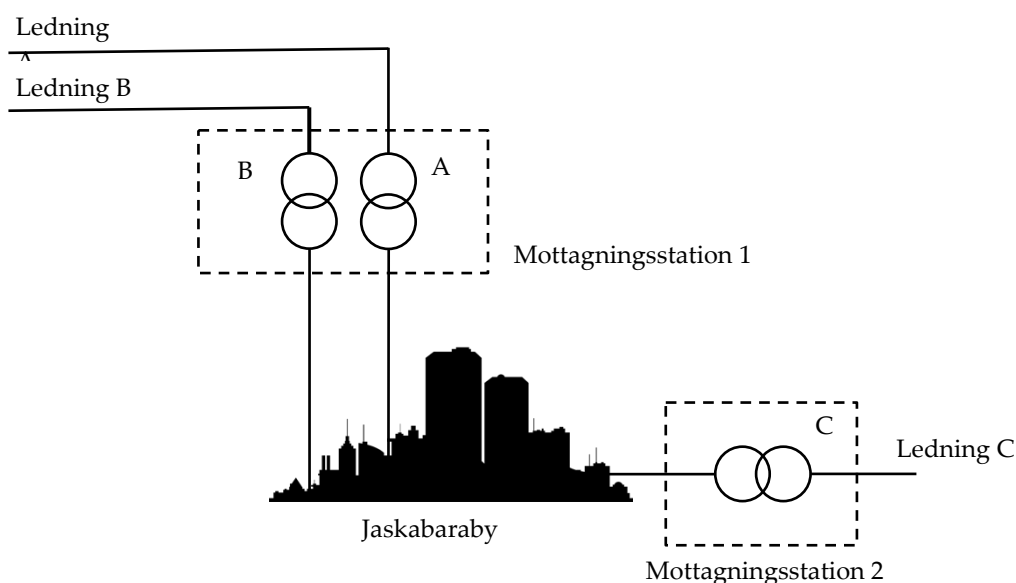
Lastintervall (megawatt)	Avbrottstid vid normala återställningsförhållanden (timmar)	Avbrottstid vid onormala återställningsförhållanden (timmar)
$> 2 \leq 5$	12	24
$> 5 \leq 20$	8	24
$> 20 \leq 50$	2	24
> 50	2	12

Tabell 3. Sannolikhetstabell

Värde	Sannolikhet för händelse [%] per år
1	< 0.1
2	0.1 – 0.5
3	0.51 – 2.0
4	2.1 – 5.0
5	> 5.0

7.2 GRUNDFALLET "JASKABARABY"

Elbehövet för den mellansvenska staden Jaskabaraby försörjs från två mottagningsstationer benämnda 1 och 2, se Figur 3. Station 1 har två krafttransformatorer, A och B, som körs parallellt och som var och en kan ta 100% av den andres last. Mottagningsstation 2 har en krafttransformator, benämnd C. Ledningarna A och B drivs med 130 kV och går viss del av sin sträckning i samma ledningsgata, direkt efter den överliggande 400 kV stamnätsstation från vilken de matas. Ledningsgatorna är väl underhållna och rejält tilltagna. Ledning C drivs med 130 kV och kommer från ett annat, närliggande regionnät.



Figur 3. Översikt över inmatningen till Jaskabaraby

I dagsläget gäller:

- Förväntad maxlast för Jaskabaraby uppskattas till 80 MW
- Ledningarna inklusive transformatorerna klarar 50 MW vardera

7.3 GRUNDFALLET: UPPFYLLER STADENS ELFÖRSÖRJNING N-1E?

Inget enskilt komponentfel orsakar bortkoppling av last vilket leder till att N-1E är uppfyllt, även under förväntad maxlast.

7.4 RISKANALYS 1: RISK FÖR SAMTIDIGT TRANSFORMATORBORTFALL

Detta första exempel visar hur en djupare utvärdering kring en uppfattad befintlig, överhängande, risk kan göras, trots att den är OK enligt N-1E.

Transformatorerna A och B är 47 respektive 55 år gamla och har under perioder varit hårt lastade. Båda transformatorerna visar alarmerande värden vid gasanalyser från oljeprov och har haft mycket dåliga resultat för de elektriska

värden som mätts upp vid den senaste kontrollen av genomföringarna.
 Transformator C är 10 år gammal och har inte visat några tecken på åldring eller
 begynnande fel, alla gas- och oljeanalyser normala.

Skattad sannolikhet att transformator A felar aktuellt år är:

$$P(A \text{ fel}) = 0.07$$

Sannolikheten att transformator A felar, givet att transformator B redan felat
 skattas till:

$$P(A \text{ fel} \mid B \text{ fel}) = 0.3$$

Här finns ett antaget beroende som leder till att sannolikheten för fel på den andra
 transformatorn, givet att den första redan har felat är större än om felen vore
 oberoende. Detta förklaras med att lasten antas öka på den kvarvarande
 transformatorn och därmed öka dess felsannolikhet betydligt. Samma fenomen
 antas gälla för det omvända fallet att transformator B felar först, enligt:

$$P(B \text{ fel}) = 0.08$$

$$P(B \text{ fel} \mid A \text{ fel}) = 0.3$$

Felsannolikheten för transformator C påverkas inte av de övriga och dess
 felsannolikhet skattas till:

$$P(C \text{ fel}) = 0.02$$

Sannolikheten att både A och B transformatorerna havererar samtidigt blir då,
 något förenklat:

$$0,07*0,3+0,08*0,3 = 0,045 \rightarrow 4,5\%$$

Ur sannolikhetstabellen, Tabell 3, fås då sannolikhetsvärdet = 4.

Reparationstiden för en transformator, efter ett totalhaveri, skattas till 2 månader,
 vilket leder till att ett större antal kunder (motsvarande 3 MW) saknar elleverans
 under stora delar av reparationstiden vid bortfall av två transformatorer. Detta
 skulle innebära att nätbolaget bryter mot EI:s effekttrappa under mer än 10 gånger
 den angivna tiden i Tabell 2. På den femgradiga konsekvensskalan i Tabell 1
 rankas detta som konsekvens = 5.

Detta ger att risken för att två av transformatorerna faller ur samtidigt till:

$$Risk = \frac{4 + 5}{2} = 4,5$$

Ett riskvärde på 4,5 betraktas, i riskmatrisen Figur 2, som en oacceptabel risk som
 måste åtgärdas oavsett kostnad.

7.5 RISKANALYS 2: OKÄND BEFINTLIG RISK, RISK FÖR BORTFALL AV MATANDE LEDNINGAR

Det andra fiktiva exemplet visar hur en hittills okänd risk kan analyseras med hybridmetoden.

Ledningarna A och B, se Figur 3, kommer från samma stamnätsstation och går i samma ledningsgata de första 500 m från stationen, innan de delar upp sig och går i skilda ledningsgator fram till mottagningsstation 1.

På grund av de väl tilltagna och underhållna ledningsgatorna för ledningarna A och B, har de i princip, alltid betraktats som oberoende. Det har antagits att det finns en liten ökad sannolikhet för att båda slås ut samtidigt men att denna är mycket liten. Vidare har de under alla år klarat de stormar som förekommit utan påfallande träd eller andra kvarstående fel beroende på väder.

Under fjolårets sommar rasade dock ett flertal skogsbränder, bland annat i närheten av den del av ledningsgatan där A och B går nära varandra. Under bränderna uppkom krav från räddningstjänsten att ta båda ledningarna ur drift för att underlätta släckningsarbetet. I sista stund vände vinden och båda ledningarna kunde behållas i drift. Detta ledde till en omvärdering av sannolikheten för att tappa båda ledningarna samtidigt och efter detta gjordes även en bedömning att N-1E kriteriet inte längre gäller.

För riskberäkningarna var de skattade sannolikheterna för fel före skogsbränderna:

$$\begin{aligned} P(\text{ledning A fel}) &= 0.05 \\ P(\text{ledning B fel}) &= 0.05 \\ P(\text{både A och B felar}) &= 0.005 \rightarrow 0,5\% \end{aligned}$$

Det vill säga att innan skogsbränderna fanns det ingen anledning att tro att det fanns något större beroende mellan fel som skulle påverka båda ledningarna samtidigt. Efter skogsbränderna har den skattade sannolikheten för fel för varje enskild ledning ökat något samt att sannolikheten för att båda faller ur samtidigt ökat kraftigt. Den sammanlagda bedömningen blir då, efter skogsbränderna:

$$\begin{aligned} P(\text{ledning A fel}) &= 0.06 \\ P(\text{ledning B fel}) &= 0.06 \\ P(\text{både A och B felar}) &= 0.025 \rightarrow 2,5\% \end{aligned}$$

Ur Tabell 3 fås då att sannolikhetsfaktorn för att båda ledningarna tappas samtidigt värderades till = 1 innan skogsbränderna och = 4 efter skogsbränderna.

Reparationstiden att få ledningarna i drift skattas till minst 24 timmar, vilket leder till att ett stort antal kunder (motsvarande 6 MW) saknar elleverans under hela reparationstiden. Detta innebär att nätbolaget bryter mot EI:s effekttrappa, vilket på den femgradiga konsekvensskalan i Tabell 1 ger ett konsekvensvärde = 4.

Detta ger den uppskattade risken före skogsbränderna till:

$$Risk_{före\ brand} = \frac{1 + 4}{2} = 2,5$$

Vilket befinner sig i gråzonen, enligt riskmatrisen i Figur 2. Efter skogsbränderna fås istället den skattade risken:

$$Risk_{efter\ brand} = \frac{4 + 4}{2} = 4$$

Ett riskvärde på 4 är en oacceptabelt hög risk enligt riskmatrisen i Figur 2 och måste hanteras oavsett kostnad.

7.6 RISKANALYS 3: NY, TILLKOMMANDE, RISK, ETABLERING AV SERVERHALL

Ett IT-företag har inkommit med en förfrågan om att etablera en serverhall i staden. Effekten skattas till 25 MW med tillkommande krav om mycket hög tillgänglighet.

Under stadens maximala effektuttag tas i dagsläget 80 MW ut, i och med att ledningarna A, B och C kan leverera 50 MW var, uppehålls N-1E även under denna period. Men med serverhallens extra 25 MW skulle kapaciteten hos matningarna A, B och C inte längre räckta till för att upprätthålla N-1E, eftersom $50 \cdot 2 = 100 < 105$ MW. Nätbolaget överväger därför att neka etableringen med hänvisning till effektbrist.

Det kritiska effektuttaget sker då maximal effekt > 75 MW (exklusive serverhallen). En sådan effekt tas ut i genomsnitt 5 timmar per år. Sannolikheten att ett fel ska inträffa så att någon av matningarna A, B eller C faller bort samtidigt som ett totalt effektuttag på > 75 MW råder för aktuellt år beräknas enligt nedan:

Sannolikheten att antingen en ledning eller en transformator är ur drift:

$$P(100\ MW\ max) = 0,02 \cdot 2/12 + 0,07 \cdot 2/12 + 0,08 \cdot 2/12 + 0,05 \cdot 1/365 + 0,05 \cdot 1/365 + 0,05 \cdot 1/365 = 0,03$$

Sannolikheten att effektuttaget överstiger 75 MW är:

$$P(\text{kritiskt effektuttag överskrider}) = 5/8760 = 0,00057$$

Sannolikheten att kritisk effekt (> 75 MW) tas ut samtidigt som en transformator eller ledning är ur drift, så att maximal effekt som kan levereras skulle understiga 100 MW, beräknas då som:

$$P(\text{båda inträffar samtidigt}) = 0,03 \cdot 0,00057 = 0,000017 \rightarrow 0,0017\%$$

Ur Tabell 3 fås då sannolikhetsfaktorn att effekten inte ska räckta till efter att serverhallen är byggd till 1. Vid effektbrist bedöms att det tar 4 timmar att återställa situationen. Konsekvensen av effektbristen på den femgradiga skalan

skattas därmed till = 3, enligt Tabell 1. Detta ger en riskfaktor efter installerad serverhall:

$$Risk_{serverhall} = \frac{1 + 3}{2} = 2$$

Denna risk betraktas som acceptabel enligt riskmatrisen i Figur 2 men bryter mot N-1E.

7.7 DISKUSSION

Tabell 4 sammanfattar resultaten från de tre fiktiva scenarierna med avseende på riskbedömning och utfallet av N-1E.

Tabell 4. Sammanfattning av de tre fiktiva scenarierna.

Fiktivt scenario	Händelse	Riskvärde	Riskbedömning	N-1E
Riskanalys 1	Dubbla transformatorbortfall	4,5	Oacceptabel	OK
Riskanalys 2	Bortfall av matande ledningar före skogsbrand	2,5	Gråzon	OK
Riskanalys 2	Bortfall av matande ledningar efter skogsbrand	4	Oacceptabel	Inte OK
Riskanalys 3	Ny serverhall	2	Acceptabel	Inte OK

I Tabell 4 kan ses att i riskanalys 1 indikerar N-1E att situationen är ok medan riskbedömningen ger vid handen att risken är oacceptabel och måste åtgärdas.

I riskanalys 2 svänger N-1E från att vara ok före skogsbränderna till inte vara ok efter att möjligheten för skogsbrand i ledningsgatan inkluderats i analysen. Riskanalysen visar att bolaget befann sig i en gråzon innan skogsbranden och att en klar distinktion om huruvida risken var acceptabel eller ej inte gick att avgöra utan djupare analys. Efter att effekterna av skogsbrand i ledningsgatan inkluderats i riskanalysen visade den däremot att risken var oacceptabel och måste åtgärdas. Här finns alltså en viss samstämmighet mellan N-1E och riskanalysen, men riskanalysen ger en mer nyanserad bild.

I den tredje riskanalysen visar N-1E att det inte är möjligt att tillåta en ny serverhall i staden utan att bryta mot kriteriet. Riskanalysen visar emellertid att den ökade risken för ett sådant projekt är liten. Till detta hör att den relativt låga risken på 2, som tillkommer de risker som redan existerade. För att fullständigt utröna om en dylik serverhall kan tillåtas måste den totala risken ses över. Detta kan till exempel leda till att kostnadseffektiva risksänkande åtgärder, i andra delar av nätet bör beaktas. Åtgärder som kan sänka den totala risken och därmed göra plats för den utökade risken som serverhallen ger.

8 Slutsatser

8.1 ALLMÄNT

Det kriterium som, inom regionnät, ofta benämns som N-1, avviker till så stor grad från de vanligast förekommande definitionerna av N-1 som används inom transmissionsnät, att vi här har valt att använda en egen benämning för detta, N-1E. Detta kriterium lutar sig i stor grad mot EIs effektrappa [21]. I fiktiva beräknade exempel illustreras problematiska beslut gällande underhåll och investeringar drivna av kriteriet.

För att undvika att fatta dessa, potentiellt ineffektiva beslut, bör dagens N-1E värderingar kompletteras med riskanalyser. Dessa riskanalyser ger nätägaren en mer detaljerad bild över läget och ger också möjlighet att ta in flera aspekter i beslutsunderlaget.

Hybridmetoden ger också möjligheten att, på ett systematiskt sätt utvärdera nyttan av olika smarta nät lösningar eller olika former av avtal mellan berörda intressenter, gällande t.ex. levereraskvalitet.

N-1E som det definierats i denna rapport, är författarnas formulering av de kriterier som beskrevs vid den workshop som beskrivits i mer detalj i avsnitt 5.1. Därmed inte sagt att denna definition är den som används vid alla de företag som var närvarande vid workshoppen. Vi vill dock göra gällande att N-1E eller liknande tolkningar av reglering, implicit eller explicit, tillämpas av många nätbolag och att de identifierade utmaningarna är relevanta. En mer konstruktiv fråga rör snarare tolkningarna av regleringen. Här kan det mycket väl finnas en kommunikationsutmaning mellan aktörerna: Vilka delar av regleringen har prioritet och kommer utvecklas respektive avvecklas?

8.2 REKOMMENDATIONER OCH FRAMTIDA ARBETE

Då metoden för riskanalysen, som presenterats i denna rapport, inte är standardiserad och dokumenterad på djupet finns utrymme för fördjupning. Målet skulle i sådana fall kunna vara att skapa en "lathund" med förslag på färdiga startvärden och ingående beskrivningar av tillvägagångssättet för implementation av hybridmetoden.

Ett antal intressanta områden att fokusera på för att åstadkomma en mer praktiskt tillämpbar metod är:

- Vidareutveckling av hybridmetoden inklusive tillämpning av riskanalysmetoden mot elnät
- Standardisering av riskanalysmetoden med förslag på startvärden för felsannolikhet och konsekvens
- Standardisering av konkreta åtgärdsförslag inklusive riskreduktion och åtgärdskostnad
- Dokumentation av hybridmetoden och hur den tillämpas för elnät

Standardisering eller exempel på felsannolikheter, konsekvenser, åtgärder och åtgärdskostnader bör till viss del vara erfarenhetsbaserade och tas fram i samarbete mellan nätbolag. För felsannolikheter kan tillgänglig felstatistik i litteraturen bedömas och paketeras för ändamålet.

För att få acceptans och förståelse för riskmetoder finns troligen ett betydande behov av utbildning inom riskanalys och tillhörande sannolikhetsbaserade metoder på flera nivåer i elnätsbranschen.

Referenser

- [1] S. Perkin *et al.*, "Framework for Threat Based Failure Rates in Transmission System Operation", Second International Symposium on Stochastic Models in Reliability Engineering, Life Science and Operations Management (SMRLO), Beer-Sheva, pp. 150-158, 2016.
- [2] E. Heylen, W. Labeeuw, G. Deconinck and D. Van Hertem, "Framework for Evaluating and Comparing Performance of Power System Reliability Criteria", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 6, pp. 5153-5162, Nov. 2016.
- [3] E. Heylen, G. Deconinck and D. Van Hertem, "Impact of increased uncertainty in power systems on performance of short term reliability management", International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Beijing, 2016.
- [4] Heylen, Evelyn, and Van Hertem, Dirk. "Importance and Difficulties of Comparing Reliability Criteria and the Assessment of Reliability", web, 2014.
- [5] GARPUR Consortium, "D1.2 Current practices, drivers and barriers for new reliability standards" tech. rep., EU Commission grant agreement 608540, 2014.
- [6] L. Söder, J. Douglas, and A. Ekwue, "Study on the Technical Security Rules of the European Electricity Network", Royal Institute of Technology (KTH), Stockholm, 2006.
- [7] Ovaere, Marten & Heylen, Evelyn & Proost, Stef., "How Detailed Value of Lost Load Data Impact Power System Reliability Decisions: A Trade-Off between Efficiency and Equity", SSRN Electronic Journal. 10.2139/ssrn.2877129, 2016.
- [8] T. Nippert, "Improvement of the (n-1) criterion introducing a probabilistic failure-related reliability criterion", 14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Part 1. Contributions IEE Conf. Publ. No. 438, Birmingham, UK, pp. 37/1-37/6 vol.6, 1997.
- [9] Bukhsh, W. A., Bell, K. R. W. and Bedford, T. "Risk and reliability assessment of future power systems", European Safety and Reliability Conference, University of Strathclyde, 2016.
- [10] Kirschen, D.s and Jayaweera, D. "Comparison of risk-based and deterministic security assessments", Generation, Transmission & Distribution, IET. 1. 527 - 533. 10.1049/iet-gtd:20060368, 2007.
- [11] J. Bellenbaum and C. Weber, "Probabilistic welfare analysis for system adequacy — Analytical and numerical insights", 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, 2015.
- [12] J. McCalley *et al.*, "Probabilistic security assessment for power system operations" IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, pp. 212-220 Vol.1, 2004.
- [13] S. Perkin *et al.*, "Near real-life pilot testing of real-time probabilistic reliability assessments", International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Beijing, 2016.
- [14] Perkin, S. *et al.*, "Modelling weather dependence in online reliability assessment of power systems", Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability, 231(4), 364–372, 2017.
- [15] S. R. Khuntia, J. L. Rueda and M. A. M. M. van der Meijden, "Mutual information based Bayesian analysis of power system reliability," IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015.
- [16] CIGRE WG C4.601, "Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems", 2010.
- [17] Wenyuan Li, "Application of Risk Evaluation to Transmission Development Planning," in Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications, IEEE, 2014.
- [18] E. Karangelos, P. Panciatici and L. Wehenkel, "Whither probabilistic security management for real-time operation of power systems?", IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid, Rethymno, 2013.

- [19] Independent Electricity System Operator – IESO, “Methodology to Perform Long Term Assessments”, Kanada, September, 2018.
- [20] GARPUR Consortium, “D2.2 Guidelines for implementing the new reliability assessment and optimization methodology,” tech. rep., EU Commission grant agreement 608540, 2016.
- [21] EIFS2013:1 “Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet”, 4 kap, 1§.
- [22] Svenska kraftnät ”Stamnätets tekniskt-ekonomiska dimensionering”, dnr: 2009/1013, 2009.
- [23] Morozovska, K. ”Dynamic Rating of Power Lines and Transformers for Wind Energy Integration”, Licenciate Thesis, KTH, 2018.
- [24] Energimarknadsinspektionen, ”Leveranssäkerhet i Sveriges elnät”, R2017:11, 2017.

Bilaga 1 - Deltagare workshop

- Patrik Hilber, H2L Grid Solutions (arrangör och dokumentering)
- Johan Setréus, Svenska kraftnät
- Per Norberg, Vattenfall Eldistribution
- Andreas Finnman, Vattenfall Eldistribution
- Kenny Granath, Mälarenergi
- Moe Khorami, Ellevio
- Johan Boman, Ellevio

Sökord

Regionnät, N-1 kriteriet, Riskanalys, Tillförlitlighet, Sannolikhet, Praktisk, Pragmatisk.

HYBRIDMETOD FÖR RISKBASERAD VÄRDERING AV DRIFTSÄKERHET

Det så kallade N-1 kriteriet är en metod att värdera om ett kraftsystem är driftsäkert i ett aktuellt driftläge. I princip innebär N-1 att systemet klarar av det allvarligaste felet med bibehållen funktion.

Rapporten går översiktligt igenom N-1 kriteriet och de utmaningar som finns knutet till kriteriet. Fokus har varit att göra det praktiskt och pragmatiskt. Utmaningen är att för vissa scenarier där N-1 uppfylls, uppstår en situation som är bortom gränsen för vad som anses acceptabelt.

Här föreslås en utveckling mot mer sannolikhetsbaserade metoder. Projektet rekommenderar att, i ett första skede, använda en föreslagen hybridlösning för att minska kravet på en stor mängd data och tunga beräkningar.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se