

Framtidens modellering av risk för termisk överlast i regionnätet

Alice Jansson, Emma Åkerman

IEA vid LTH i samarbete med E.ON Energidistribution, 2021

Sveriges elnät är under förändring. Ny elförbrukning så som elbilar, datacenter och elektrifierad industri i kombination med införandet av en ökande mängd förnybar energi ställer nya krav på regionnätets kapacitet. Innan nya installationer görs på regionnätet krävs undersökningar om kapaciteten i nätet är tillräcklig. En studie vid LTH har utrett hur metoderna för dessa undersökningar kan uppdateras för att bättre motsvara framtidens elnät och dess utmaningar.

Elnätet i Sverige kan delas upp i tre delar, transmissionsnät, regionnät och lokalnät, se figur 1. Transmissionsnätet transporterar el från de stora kraftverken ut i landet, lokalnäten transporterar elen ut till slutkunden och regionnäten utgör länken mellan dessa två. Det här examensarbetet behandlar modellering av risk för termisk överlast på regionnätetsnivå.

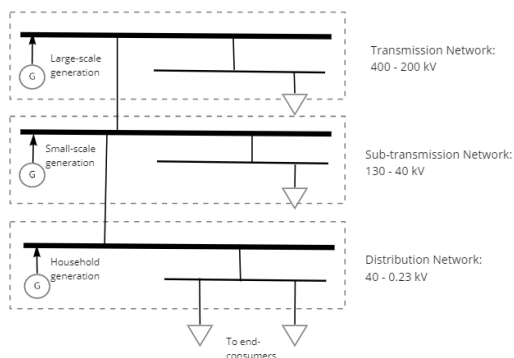


Fig. 1. Skiss över Sveriges elnät.

Idag undersöks regionnätets kapacitet inför nya installationer med hjälp av deterministiska metoder. Detta innebär att några specifika fall (ofta i form av worst-case

scenarion) ställs upp i simuleringsprogram. Från dessa program presenteras lösningar i form av de flöden som uppstår i ledningarna givet det specifika fallet. Om dessa flöden inte överstiger de tillåtna nivåerna för ledningarna så kan den nya installationen godkännas. Historiskt sett har dessa tillåtna nivåer satts med stora marginaler. Detta innebär att elnätet är dimensionerat för de mycket höga flöden som uppstår i extremfall. Risken för överbelastning hålls då låg även när elnätet är belastat till max. Idag börjar utredningarna att handla mer om behovet av flexibilitet än om tillräcklig marginal finns eller ej. Detta är i linje med rådande debatter om kapacitetsbrist i bland annat Skåne och Stockholm.

År 2015 gjorde EU-kommissionen en utredning, utifrån utredningen föreslås användandet av probabilistiska metoder för att beräkna försörjningskapaciteten i medlemsländernas elsystem. Specifikt rekommenderas Monte Carlo-simuleringar som metod. Liknande metoder skulle kunna tillämpas på utredningar om elnätets överföringskapacitet. Probabilistiska metoder innebär att resultatet beskriver en sannolikhetsfördelning för möjliga utfall.

Studien presenterad i den här artikeln har tillämpat en Monte Carlo-simulering som probabilistisk metod för utredningar av regionnätet. Detta innebär att uträkningen av flöden görs väldigt många gånger. Den nätmodell som använts är E.ONs nätmodell av hela Sveriges elnät, där ett litet system om 10 noder har valts ut. Figur 2 visar den utvalda delen av nätmodellen. I systemets noder finns parametrar som motsvarar den förbrukning

och den produktion som finns i systemet. Produktionen består dels av vindkraft och dels av ett kraftvärmeverk. Med hjälp av stora mängder historiska data har lasterna och produktionen modellerats i form av statistiska distributioner. Variablerna som representerar lasterna och kraftvärmeverket har uppskattats med normalfördelningar. Vindkraftsproduktionen har uppskattats med hjälp av exponentialfördelningar. Dessutom har det tagits i beaktning att noderna är internt korrelerade, laster och kraftvärme med varandra och vindkraftsproduktionerna med varandra. Ur dessa fördelningar har sedan slumpmässiga värden dragits för varje last och produktion i olika kombinationer. För varje kombination löstes systemet och resulterande kapacitetsflöden registrerades, detta upprepades sedan ett stort antal gånger. Tillsammans bildade alla resulterande flöden statistiska fördelningar som beskriver hur ofta olika flöden kan förväntas uppkomma.

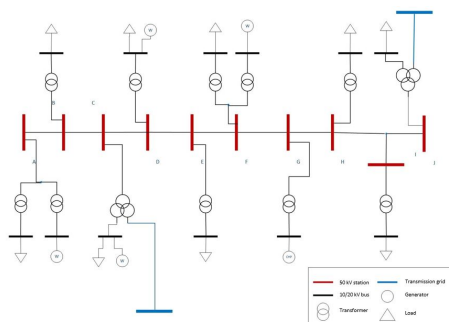


Fig. 2. Nätmodell som använts i studien.

För att testa metoden gjordes tre fallstudier. Det första fallet hade som syfte att bekräfta att metoden fungerade. Bakgrunden till detta fall var en vindkraftinstallation som gjordes i det utvalda nätet år 2014. Denna installation gjordes manuellt i metoden, och resultaten jämfördes med den tillgängliga datan från den verkliga installationen. Resultaten visade på att den manuella installationen gav mer korrekta resultat än om installationen ej togs med i beaktning, vilket indikerar att metoden fungerar väl. I det andra fallet undersöktes hur metoden skulle kunna användas för

att addera last till en av noderna. Ett datacenter på 10 MW lades till i en av noderna och lastflödena i ledningarna jämfördes med hur de såg ut innan datacentret lades till. Resultat kan ses i figur 3, som är en illustration av hur metodens resultat kan komma att se ut i framtiden. I figuren syns flödena innan installationen i rött och flödena efter installationen i blått. Det syns tydligt hur fördelningen av flöden förväntas förändras av installationen, vilket är mer information än vad som erhålles av den traditionella deterministiska metoden.

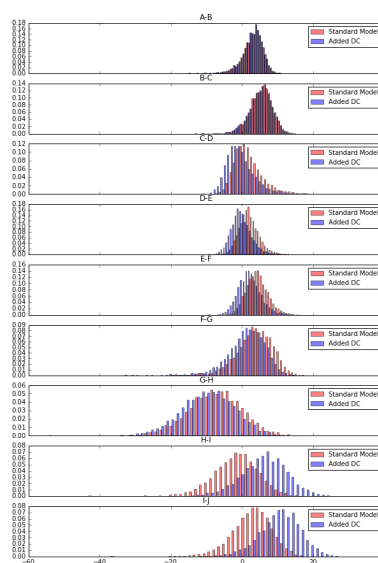


Fig. 3. Resultat från metoden vid tillagt datacenter. Fördelningar över förväntade flöden i ledningarna.

Det sista fallet undersökte hur metoden skulle kunna användas för att undersöka den maximala mängden vindkraft som skulle kunna läggas till i en nod. En nivå av accepterad risk för termisk överlast definierades och det undersöktes hur mycket vindkraft som kunde adderas utan att denna nivå överstegs. Tyvärr visade det sig att den föreslagna metoden ej lämpade sig väl för denna typen av undersökning i nuläget. Därför finns det tydliga förbättringsmöjligheter hos metoden som identifierats i rapporten om en sådan användning blir önskvärd i framtidens elsystem. Slutligen har studien fungerat väl som ett proof of concept för hur framtidens probabilistiska lastflödesmetoder skulle kunna utföras.