

Risiko, nett-utnyttning og samanhengen mellom komponenttilstand og leveringspålitelegheit

– resultat frå KSP-prosjektet VulPro

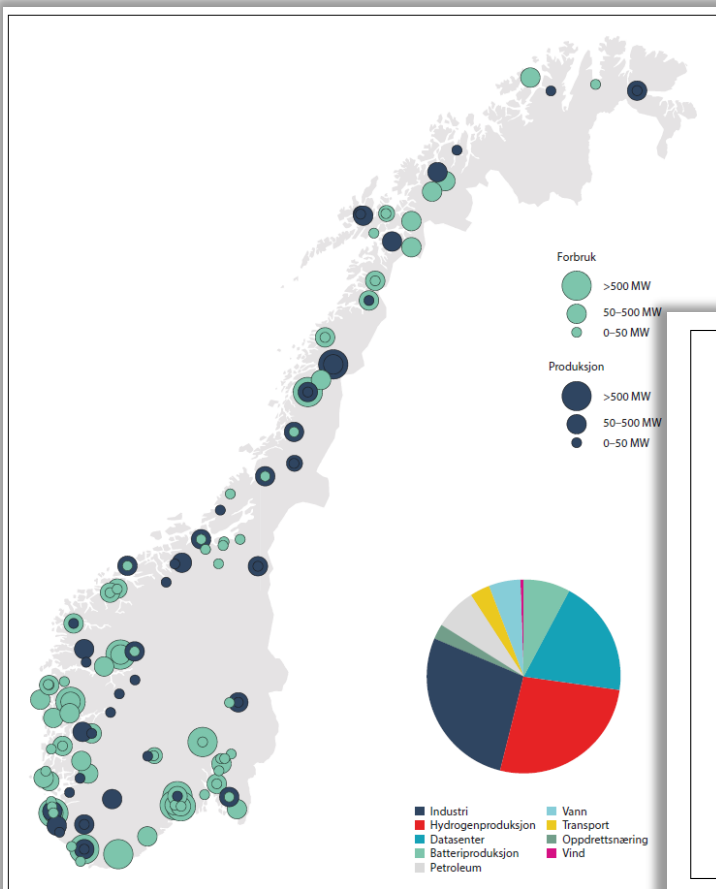
Webinar i CINELDI WP1, 2024-02-16

Iver Bakken Sperstad, Ivar Bjerkebæk og Erlend Sandø Kiel

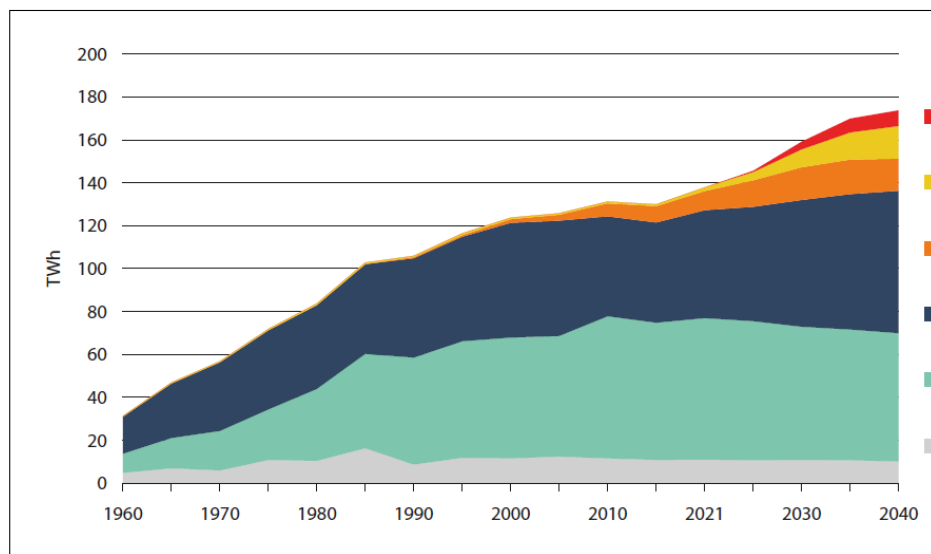


SINTEF

Risiko, nett-utnyttning og sammenhengen mellom komponenttilstand og leveringspålitelegheit



Figur 5.3 Tilknytningssøknader for nytt forbruk og ny produksjon 2018 til høsten 2021
Kilde: Statnett (2021)



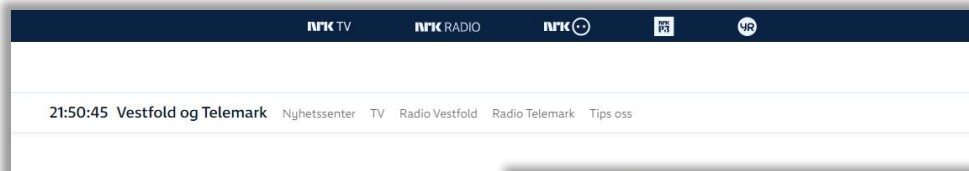
Figur 5.2 Historisk og forventet utvikling i kraftforbruk
Kilde: SSB (2022) og NVE (2021)





SINTEF

Risiko, nett-utnyttning og sammenhengen mellom komponenttilstand og leveringspålitelegheit



Strømnettet er fullt: S ladestasjoner

Industrien vil slite og bensinstasjoner kan se
strøm til nye ladestasjoner. Bransjen mener
og nettselskapene har vært for passive.



STOPP: Akkurat nå ligger det an til at større ladestasjoner blir nedprioritert
mangler strømnett å koble seg på. Her fra Fokserød mellom Sandefjord
FOTO: MAGNUS SKATVEDT IVERSEN / NRK

ENERGI Strømnettet er fullt i Vestfold

Strømnettet er fullt, det er ikke kapasitet til å forsyne nye, st
med elektrisitet i Vestfold og Telemark.



All tilgjengelig kapasitet i eksisterende og planlagt nett i Vestfold og Telemark er reservert fram til 2035. Illustrasjon

Del 2 Kommentarer

NTB

4. okt. 2023 - 15:54

Nettavisen Økonomi. Direktesport Plus Na Live Nyhetsbrev Sportspill Annonsering Meny

Fullt strømnett på Østlandet til 2035: – Må snu hver sten

ANNONSE
Ads by Google
Stop seeing this ad
Why this ad? >

KRISE: Kapasitetsmangel i Oslos strømnett
Larsen

Kapasitet hindrer ny

Del +14.10.23 17:39
Sabrina Isabel Alfonso G
Tipp meg

DEBATT

Iver Bakken Sperstad, Sintef Energi
Gerd Kjelle, Sintef Energi/Cineldi

Foto: Agder Energi / Sintef Energi

– Når er straumnettet fullt?

Straumnettet må utnyttast betre for å få til elektrifiseringa av
samfunnet. Nettet er fullt, seiast det ofte, så korleis kan vi utnytte
kapasiteten i straumnettet betre enn vi gjer i dag?

3. november 2023 10:13 OPPDATERT 3. november 2023 10:13
Av Iver Bakken Sperstad og Gerd Kjelle



SINTEF

Risiko, nett-utnyttning og sammenhengen mellom komponenttilstand og leveringspålitelegheit

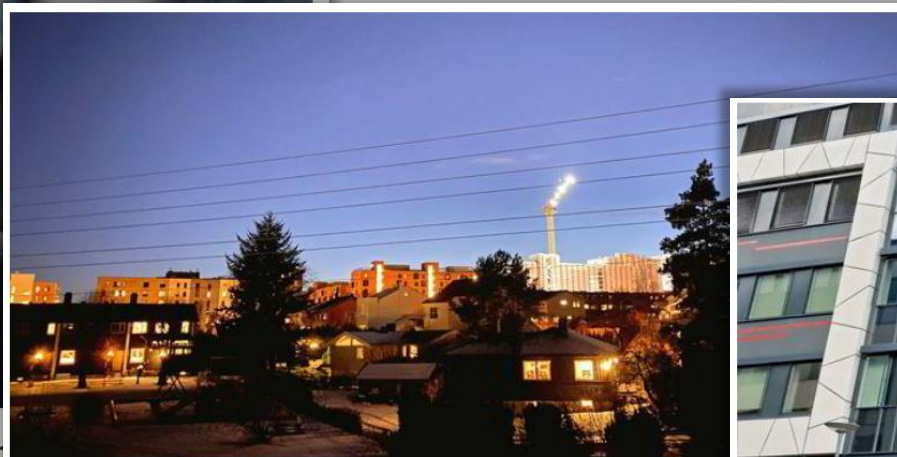


Drukner i etterspørsel: – Vi har økt risiko for utfall for å få flere raskere

Etterspørselen etter ny kapasitet i Arvas nett er den høyeste som noensinne. Nettet kan levere i dag. Administrerende direktør sier behovet for prioritering går helt opp til politiske nivå.

18. juli 2023 5:01 OPPDATERT 18. juli 2023 5:01

Av Arne Søiland



Vil endre Kile-ordningen for å øke kapasiteten i nettet

Norges nest største nettselskap foreslår at nettselskaper ikke straffes for utfall på inntil 15 minutter. Hensikten er å stimulere til å ta større sjanser.

5. mai 2023 5:01 OPPDATERT 5. mai 2023 5:01

Av Heikon Børsted

Fristen for å komme med innspill til Energikommisjonens rapport har gått. Høringsrunden kan grovt oppsummeres med at alle er enige om at fartsen i energiutbyggingen må økes kraftig.



Slik jobber Statnett for å unngå krise i kraftsystemet: – Vi må ta litt høyere risiko, men kalkulert og bevisst

Statnett har selv pekt på at det blir kraftunderskudd i Sør-Norge i løpet av få år. Det vil gi systemoperatøren enda større utfordringer med å levere nok strøm dit den skal.

13. juli 2023 5:00 OPPDATERT 13. juli 2023 6:56

Av Ole Petter Pedersen



SINTEF

VulPro-prosjektet

- VulPro – Risk and vulnerability prognosis for power system development and asset management
- = Prognosering av risiko og sårbarheit for anleggsforvaltning og nettutvikling
 - Kompetanseprosjekt for næringslivet (KSP, støtta av Norges Forskningsråd og prosjektpartnerane)
 - Prosjektperiode: 2020–2024
 - Prosjekteigar: SINTEF Energy Research
 - Andre prosjektpartnerar: NTNU, Statnett, Landsnet, NVE



Støttet av
Forskningsrådet

Statnett

LANDSNET



 NTNU

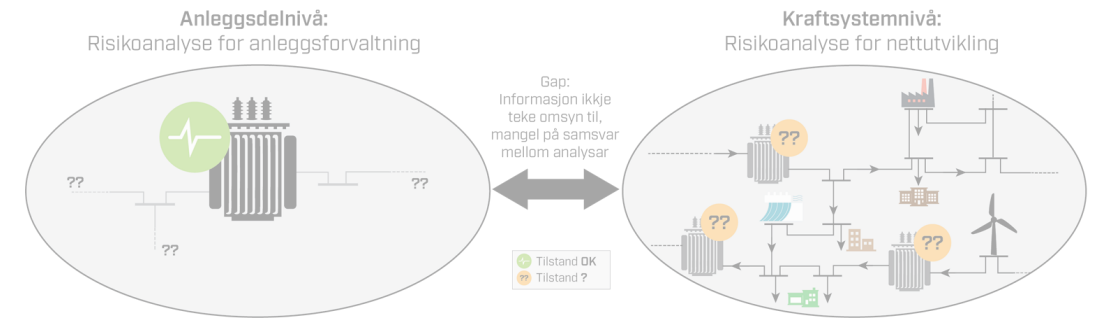
Norwegian University of
Science and Technology



Bidragstatarar

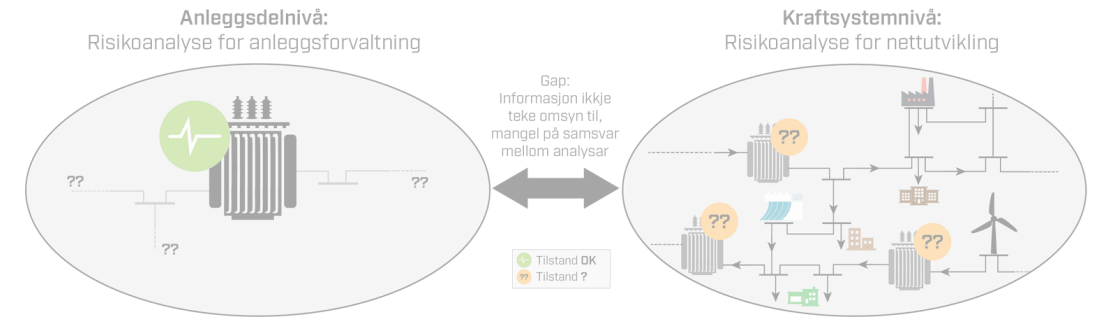
- Iver Bakken Sperstad
- Ivar Bjerkebæk
- Erlend Sandø Kiel
- Gerd Kjølle
- Håkon Toftaker
- Jørn Foros
- Maren Istad
- Jordon Ashley Grant (NTNU, PhD-kandidat)
- Vijay Venu Vadlamudi (NTNU, hovudrettleiar)
- Maria Daniela Catrinu-Renstrøm (Statnett)

Disposisjon



- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid

Disposisjon



- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid

Estimere risiko for leveringspålitelegheit

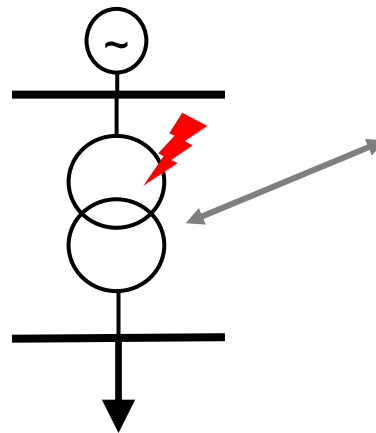
«Returtid»: $MTTF = 1/\lambda = 227 \text{ år}$

Feilrate: $\lambda = 0.0044 \text{ (år)}^{-1}$

Utetid: $r = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$

Forventa
ikkje levert
energi: $ILE = \lambda \cdot r \cdot P_{\text{avbrot}}$

Risiko \approx Sannsyn \times Konsekvens



$P_{\text{avbrot}} = P_{\text{forbruk}}$



Bilete av krafttransformator frå Statnett



SINTEF

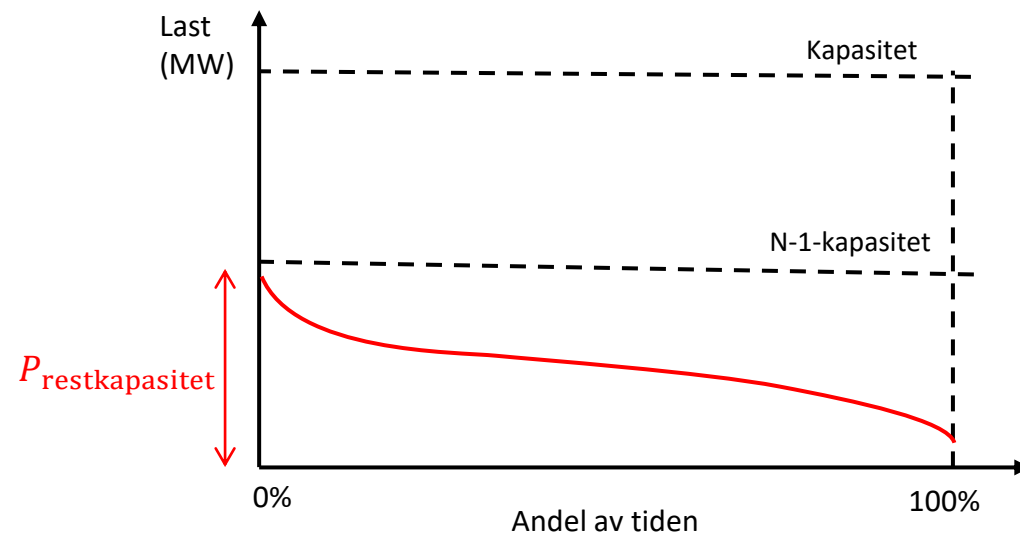
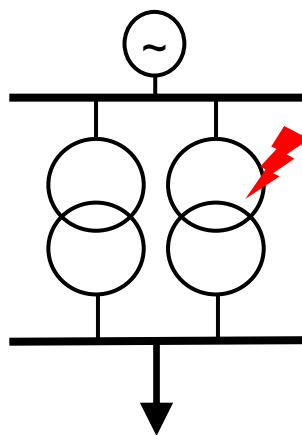
Estimere risiko for leveringspålitelegheit

$$\lambda = 0.0044 \text{ (år)}^{-1}$$

$$r = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$$

$$ILE_t = \lambda \cdot r \cdot P_{\text{avbrot},t}$$

$$= \lambda \cdot r \cdot 0 = 0$$





Estimere risiko for leveringspålitelegheit

«Returtid»: $MTTF = 1/\lambda_{1,2} = 615400 \text{ år}$

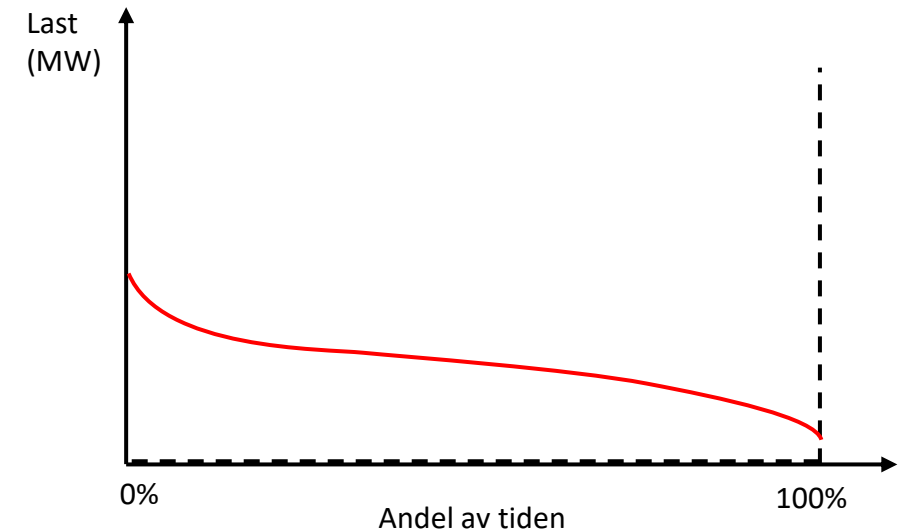
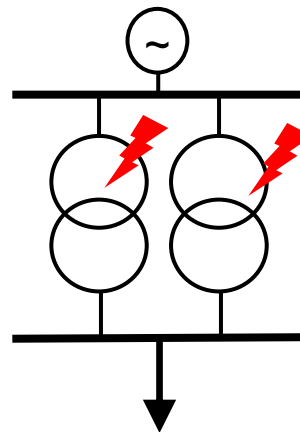
$$\lambda_{1,2} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760 + \lambda_2 r_1 + \lambda_1 r_2}$$

$$\approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) / 8760$$

$$\approx 1,62 \cdot 10^{-6} (\text{år})^{-1}$$

$$ILE_t = \lambda_{1,2} \cdot r \cdot P_{\text{avbrot},t}$$

$$ILE_t \approx 0 \cdot r \cdot P_{\text{avbrot},t}$$





SINTEF

Estimere risiko for leveringspålitelegheit

$$\lambda = 0.0044 \text{ (år)}^{-1}$$

$$r = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$$

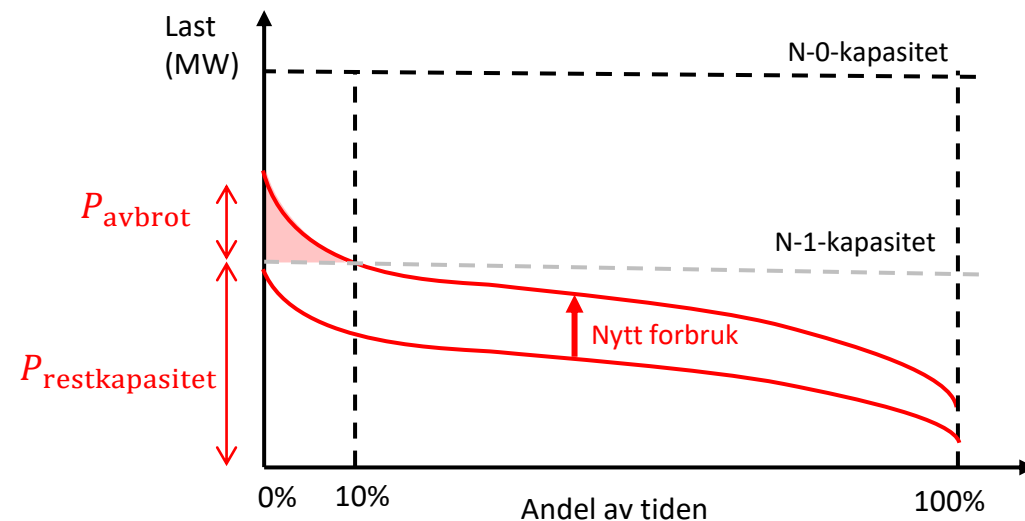
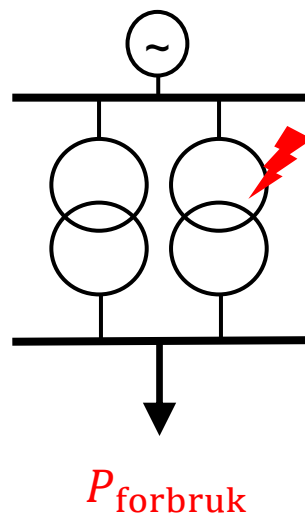
$$P_{\text{avbrot},t} = P_{\text{forbruk},t} - P_{\text{restkapasitet}}$$

$$ILE_t = \lambda \cdot r \cdot P_{\text{avbrot},t}$$

$$KILE_t \approx c \cdot ILE_t = \lambda \cdot c \cdot r \cdot P_{\text{avbrot},t}$$

Forventa
avbrotts-
kostnader:

$$KILE = \sum_t KILE_t$$





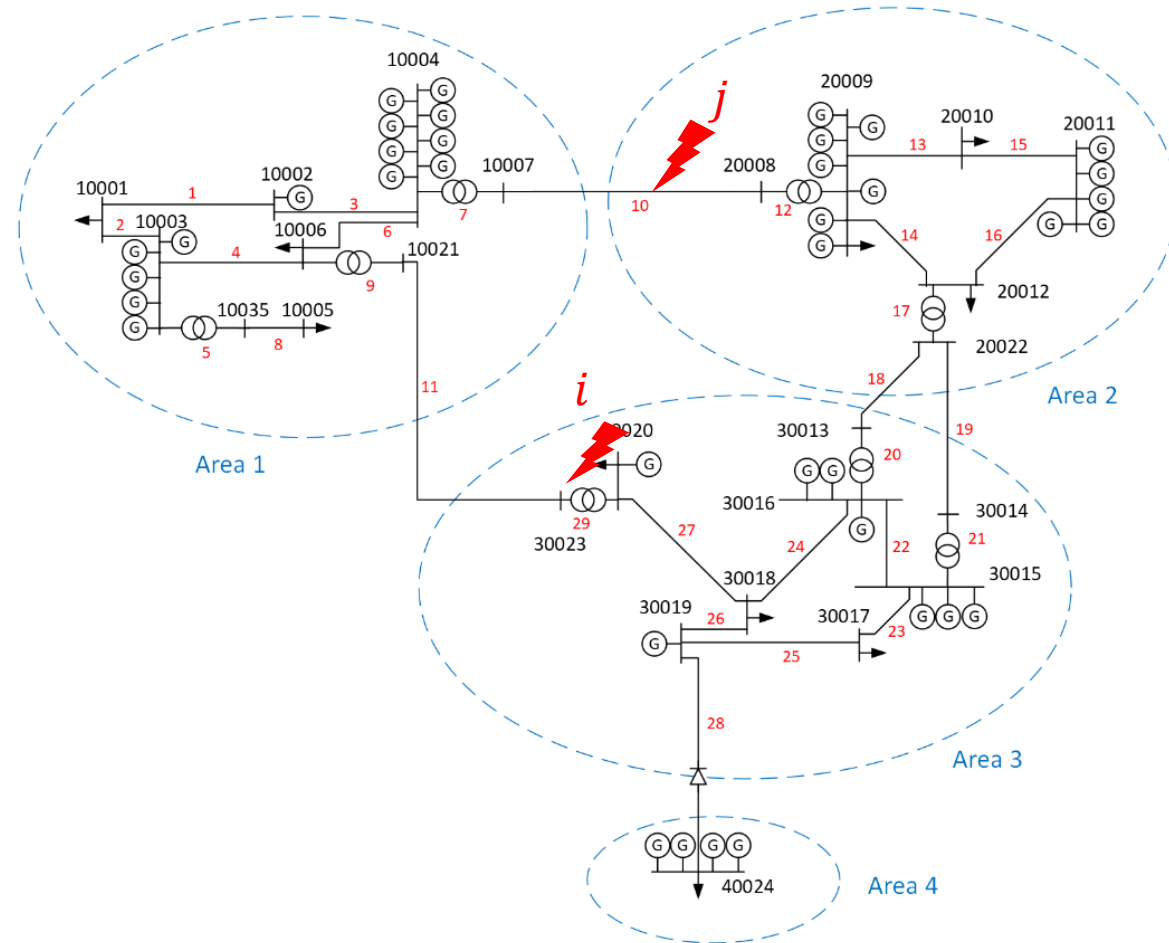
SINTEF

Estimere risiko for leveringspålitelegheit

$$\lambda_i = 0.0044 (\text{år})^{-1}$$

$$r_i = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$$

$$ILE_{i,j,k,t} = \lambda_{i,j} \cdot r_{i,j} \cdot P_{\text{avbrot},i,j,k,t}$$





SINTEF

Estimering av leveringspålitelegheit med Monte Carlo-simulering

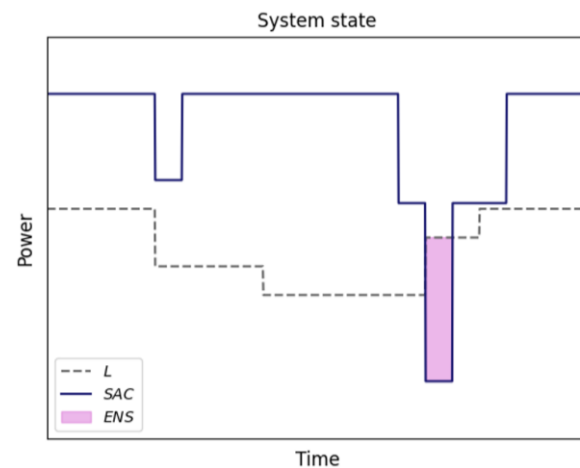
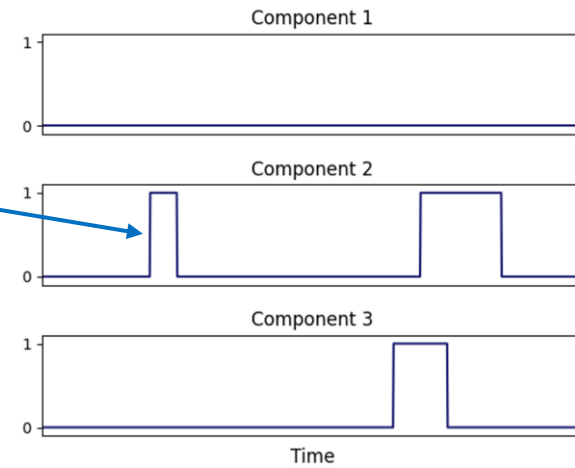
Monte Carlo
Simulator of
Transmission
System
Reliability



Statnett

Estimering av leveringspålitelegheit med Monte Carlo-simulering

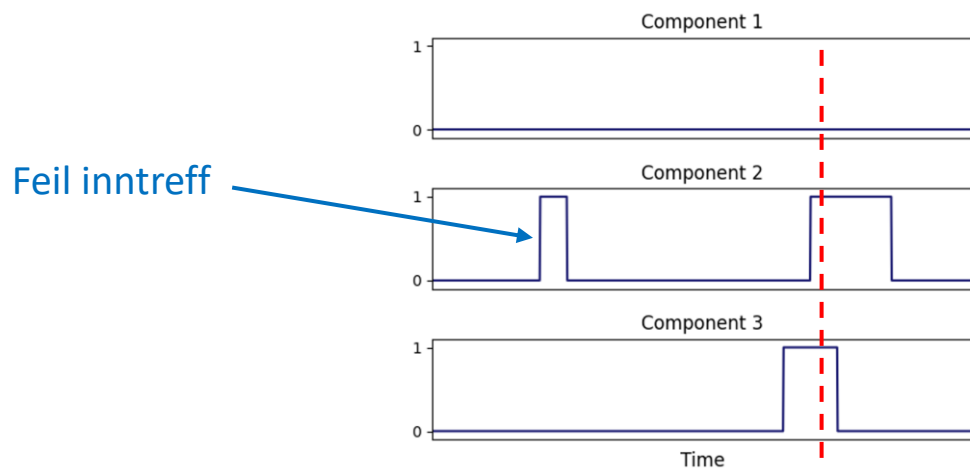
Feil inntreff





SINTEF

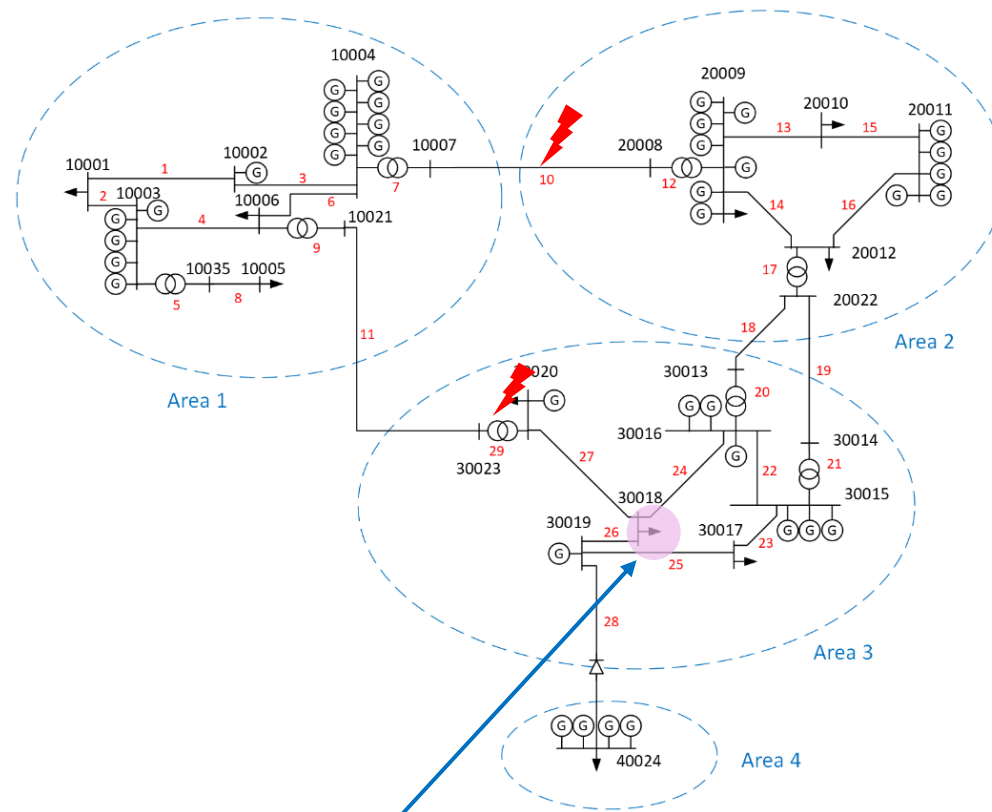
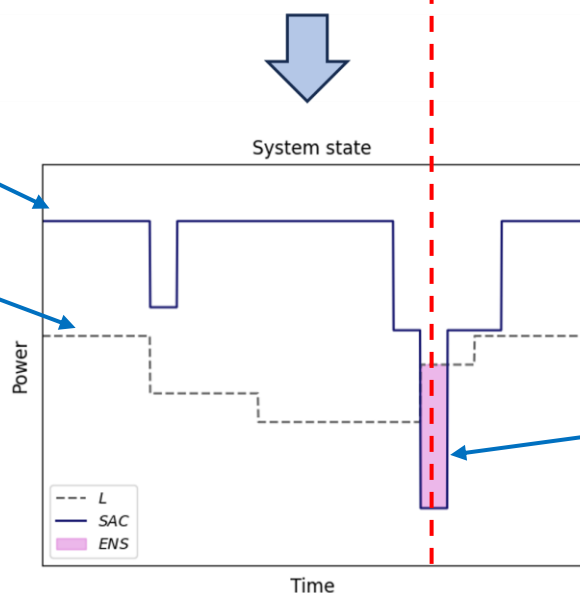
Estimering av leveringspålitelegheit med Monte Carlo-simulering



Feil inntreff

Tilgjengeleg systemkapasitet til å forsyne eit lastpunkt

Forbruk (etterspørsel etter effekt)



Effektetterspørsel kan ikkje tilfredstillast → avbroten effekt → ILE



SINTEF

Estimere risiko for leveringspålitelegheit

For trafoar
(andre verdier
for kraft-
ledningar, osv.)

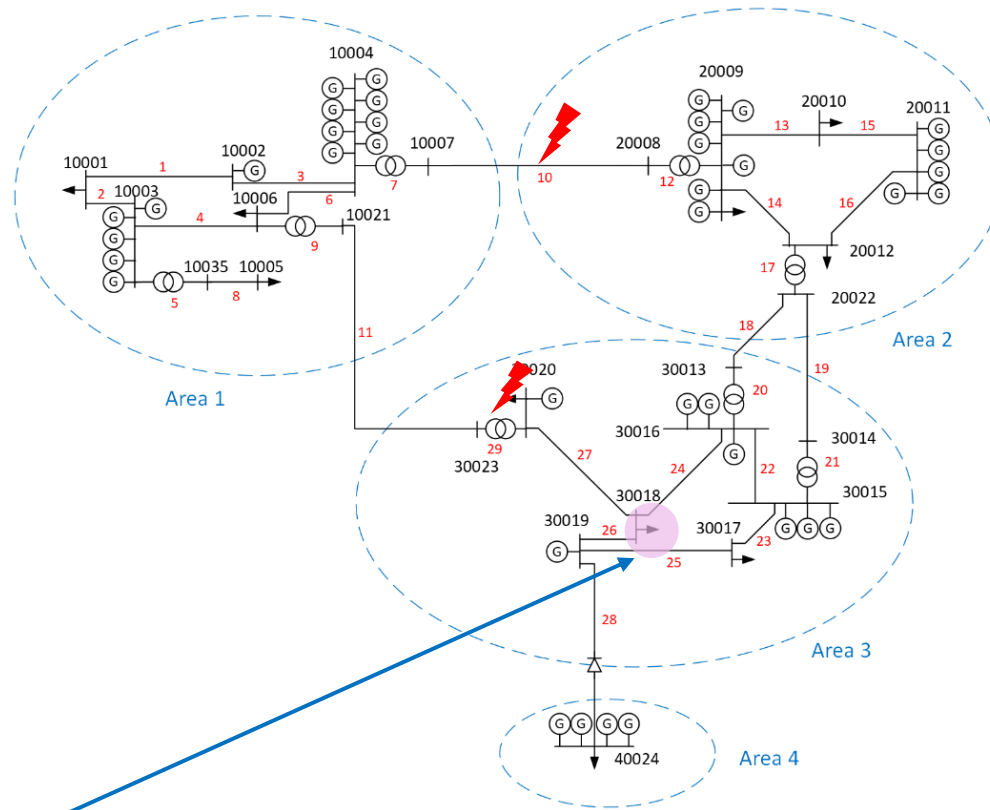
Forskjellige verdier for
forskjellige trafoar?

$$\lambda_i = 0.0044 \text{ (år)}^{-1}$$

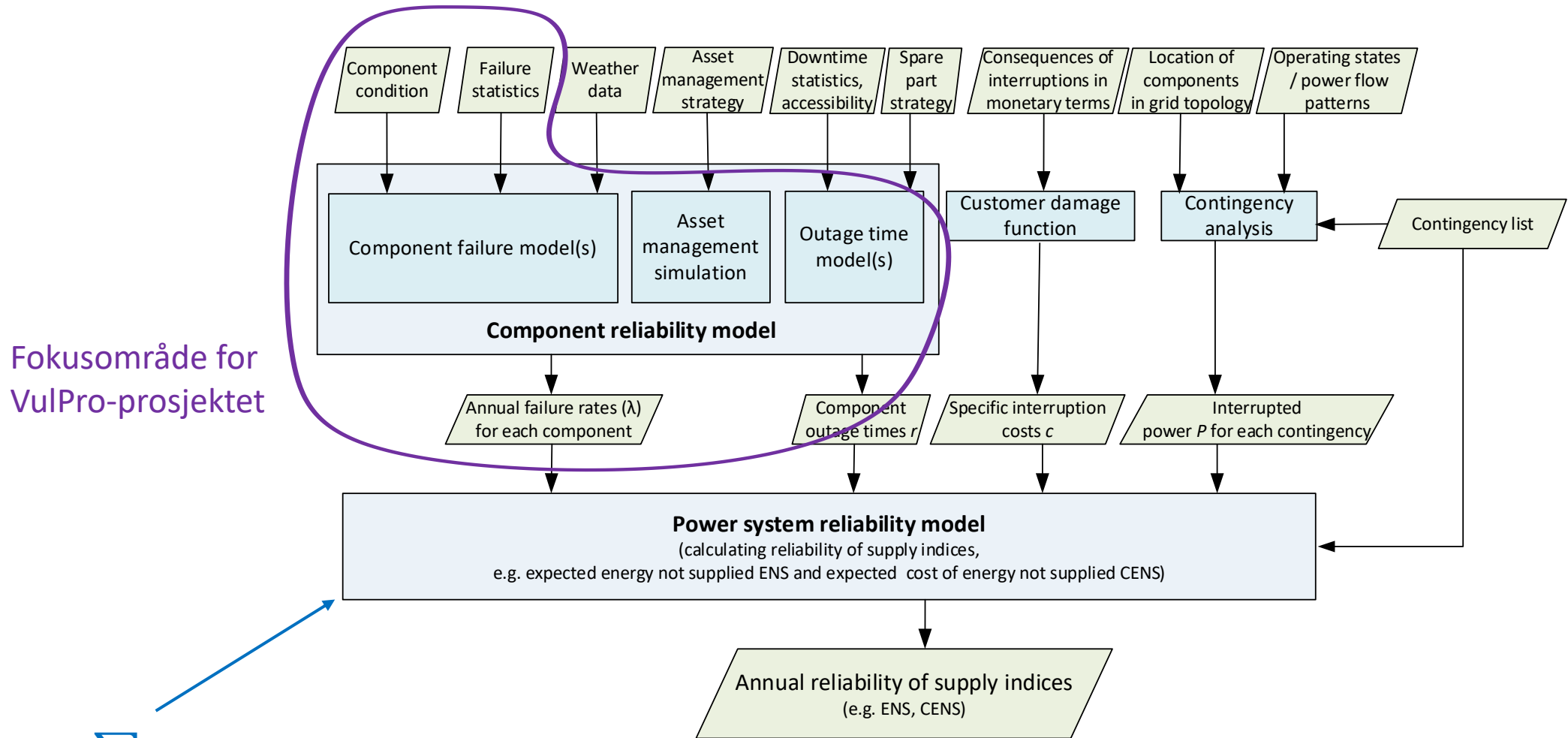
$$r_i = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$$

$$ILE_{i,j,k,t} = \lambda_{i,j} \cdot r_{i,j} \cdot P_{avbrot,i,j,k,t}$$

Konsekvens avheng av
plasseringa til komponentane i og j
og kor viktig rolle dei har
i systemet (for leveringspålitelegheita)

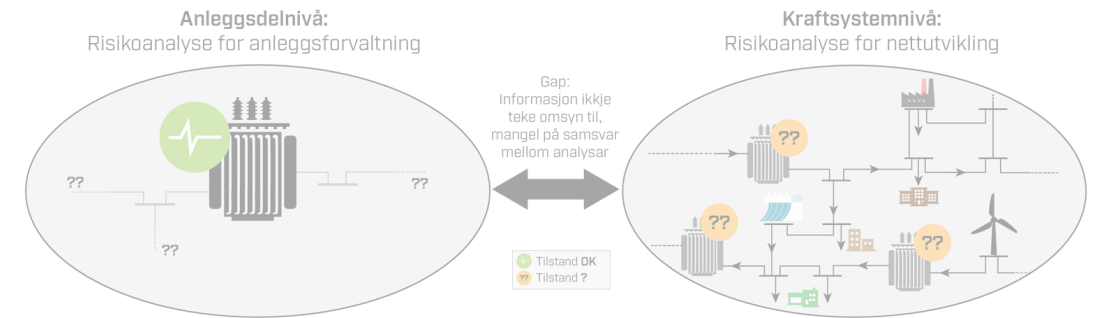


Estimering av leveringspålitelegheit med analytiske metodar



$$KILE \approx \sum \lambda \cdot r \cdot c \cdot P_{\text{avbrot}}$$

Disposisjon



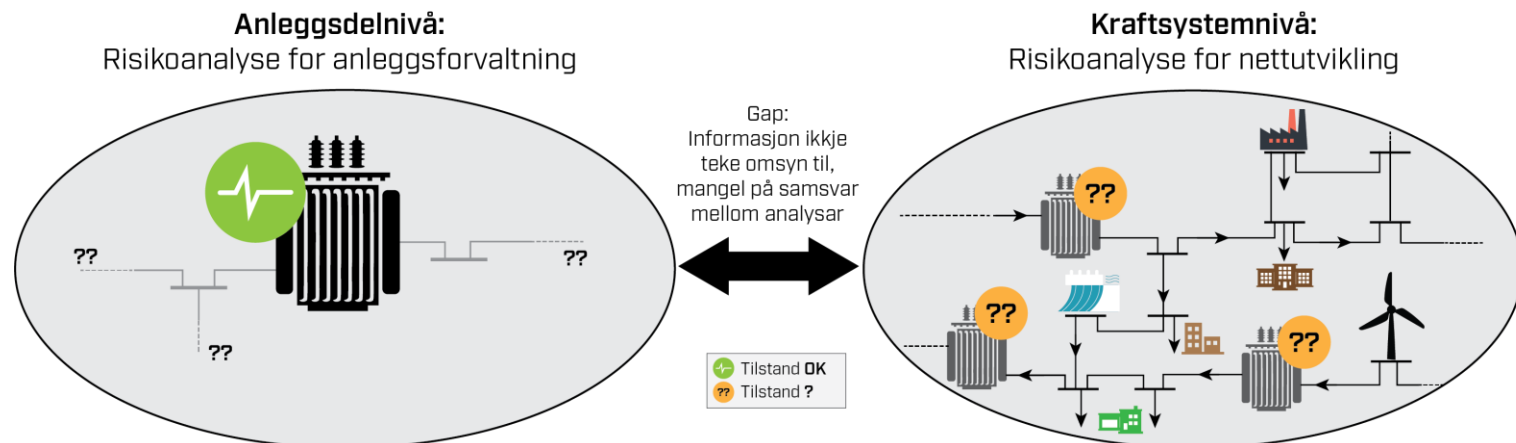
- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid



SINTEF

Målet med VulPro-prosjektet

- Prosjektmål:
 - *Utvikle kunnskap og metodar for langsiktige risikoprognoser for leveringspålitelegheit i kraftsystemet som kan gje betre beslutningsunderlag i anleggsforvaltning og nettutvikling*





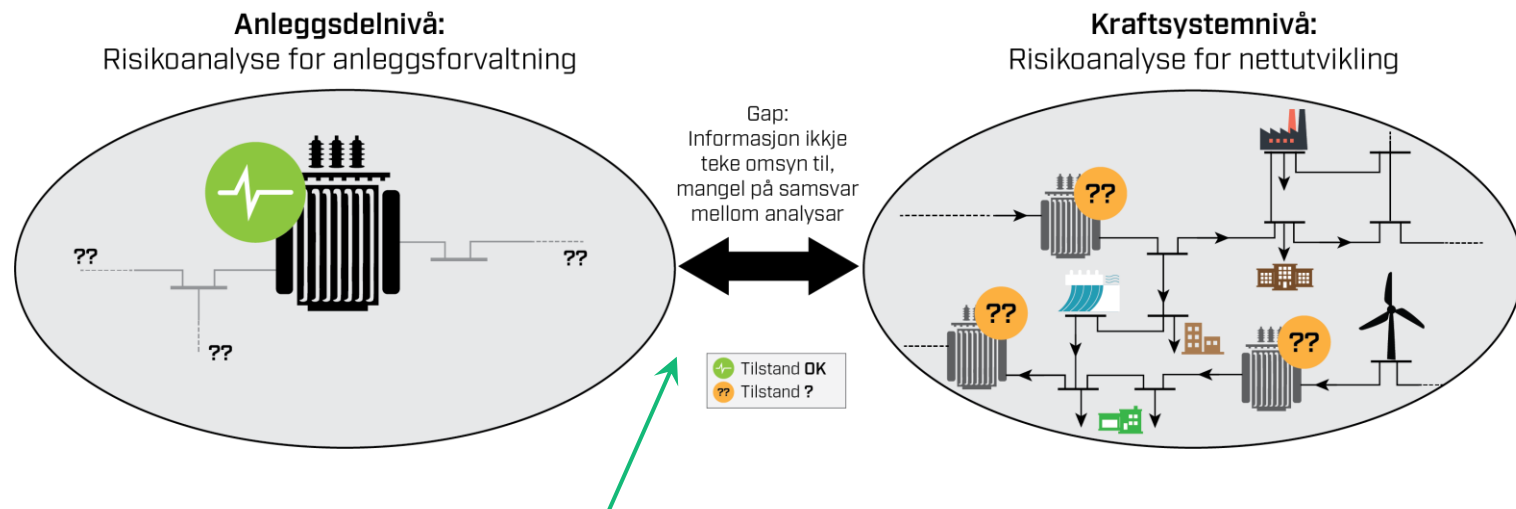
SINTEF

Målet med VulPro-prosjektet

- Prosjektmål:
 - *Utvikle kunnskap og metodar for langsiktige risikoprognosar for leveringspålitelegheit i kraftsystemet som kan gje betre beslutningsunderlag i anleggsforvaltning og nettutvikling*

...og som tek omsyn til

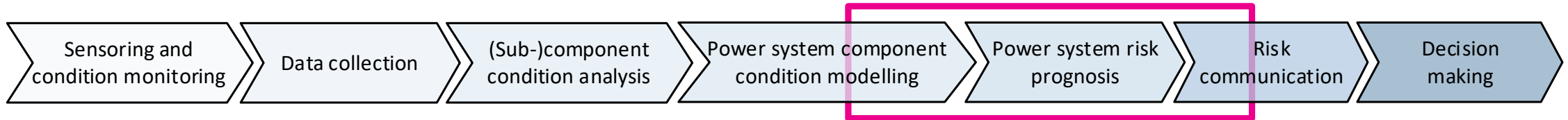
- både tilstanden og plasseringa til kraftsystemkomponentar,
- langsiktig utvikling i faktorar som påverkar risikoen, med tilhøyrande usikkerheit
- gjensidige avhengigheiter mellom planleggingshorisontane for anleggsforvaltning og nettutvikling



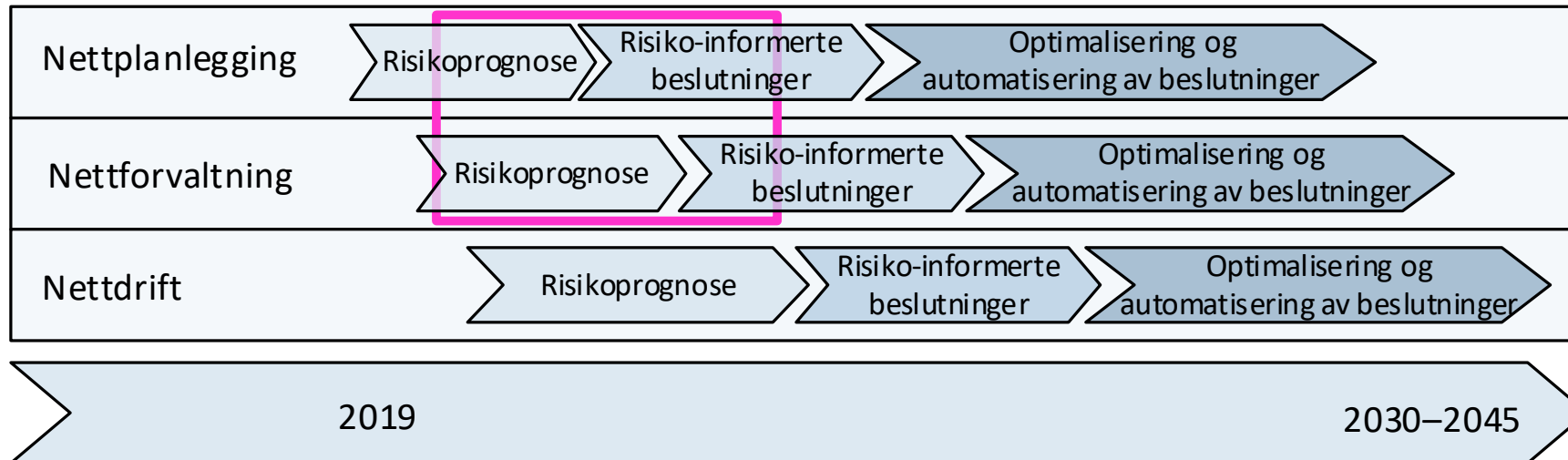
Mål: Bidra til å bygge bru mellom *kraftsystemkomponent* og *kraftsystem* i analysar av leveringspålitelegheit ved å ta omsyn til teknisk tilstand til komponentar

Målet med VulPro-prosjektet

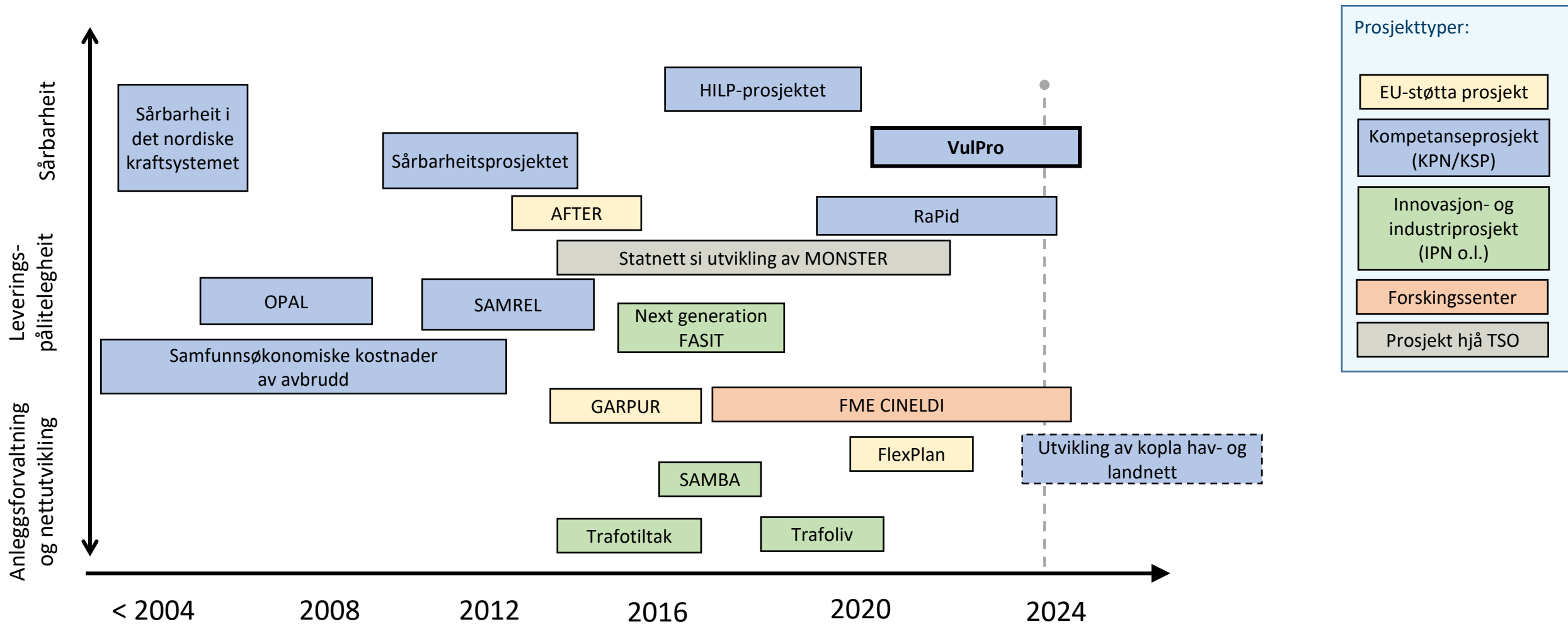
VulPro-prosjektet bidreg her



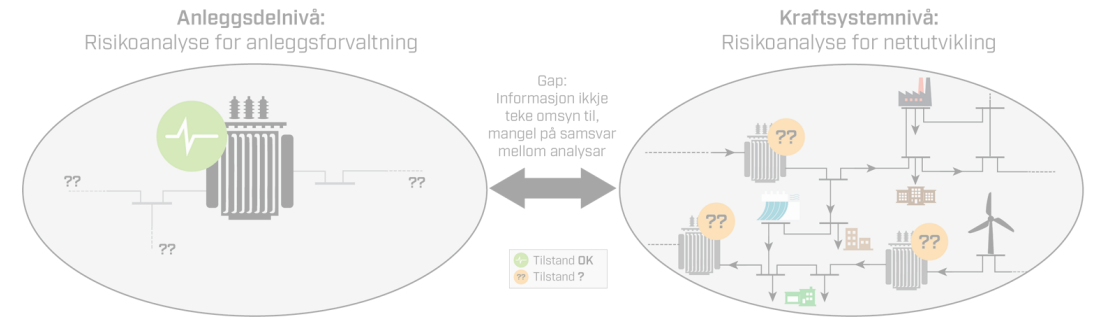
VulPro-prosjektet bidreg her



Relaterte prosjekt ved SINTEF/NTNU/Statnett

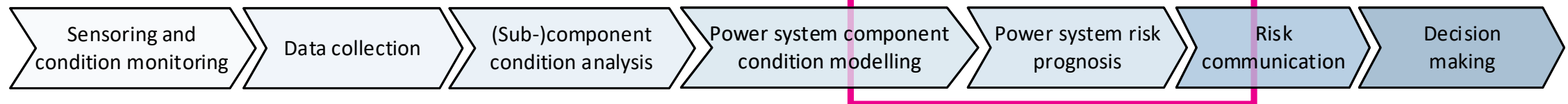


Disposisjon

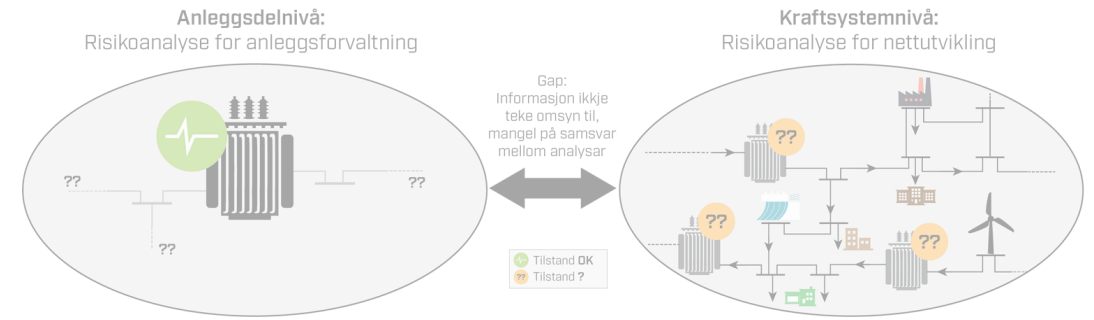


- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid

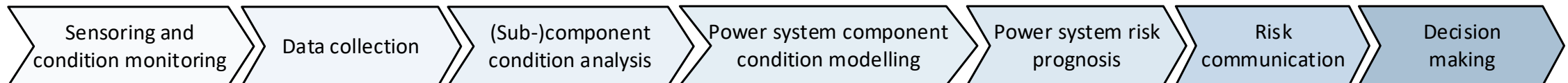
VulPro-prosjektet
bidreg her



Disposisjon



- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid





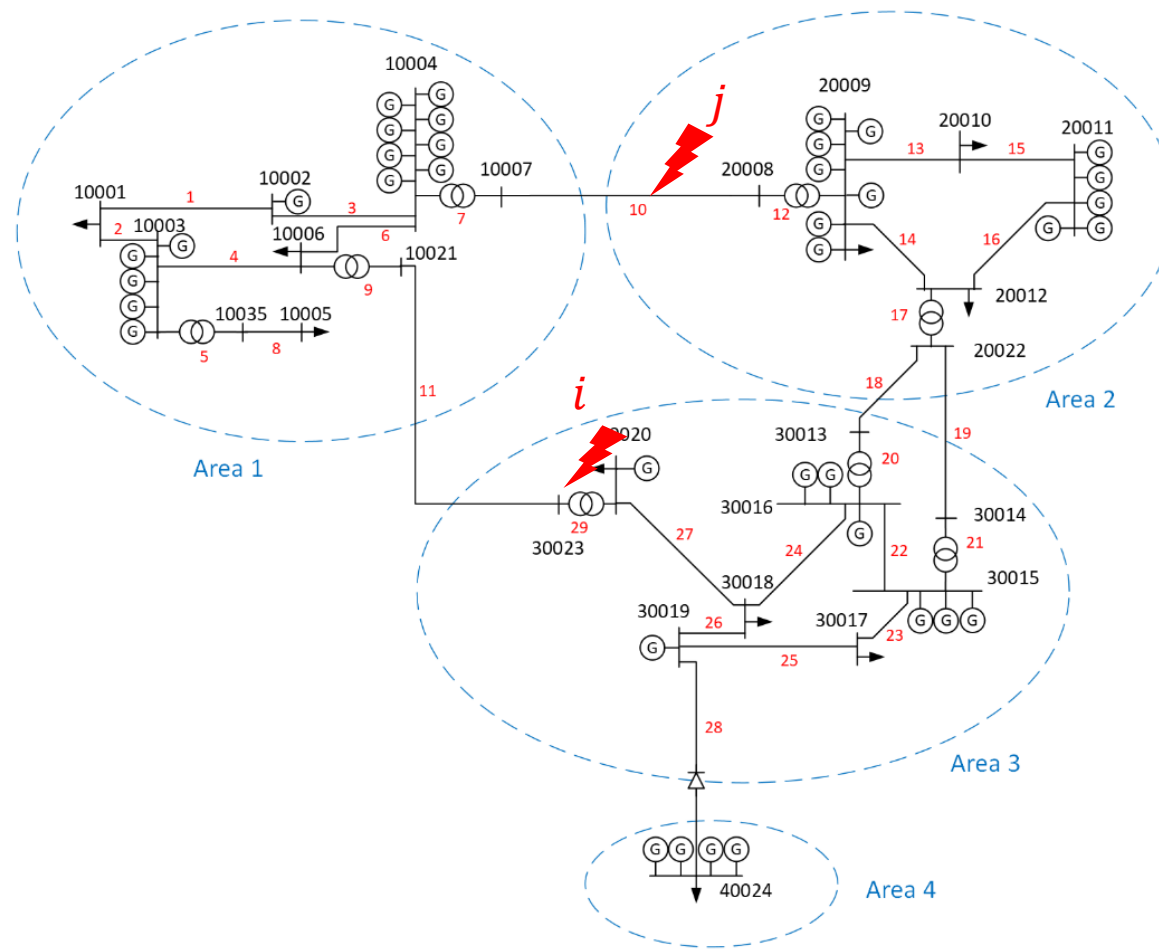
Frå tilstand til komponentpålitelegheit

Korleis påverkast feilraten av aldring (teknisk tilstand)?

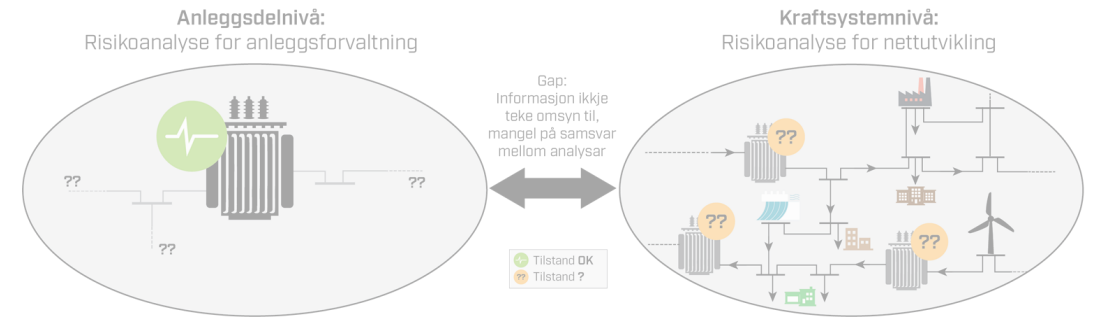
$$\lambda_i = 0.0044 (\text{år})^{-1}$$

$$r_i = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$$

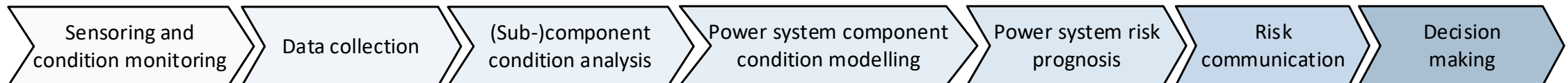
$$ILE_{i,j,k,t} = \lambda_{i,j} \cdot r_{i,j} \cdot P_{\text{avbrot},i,j,k,t}$$



Disposisjon



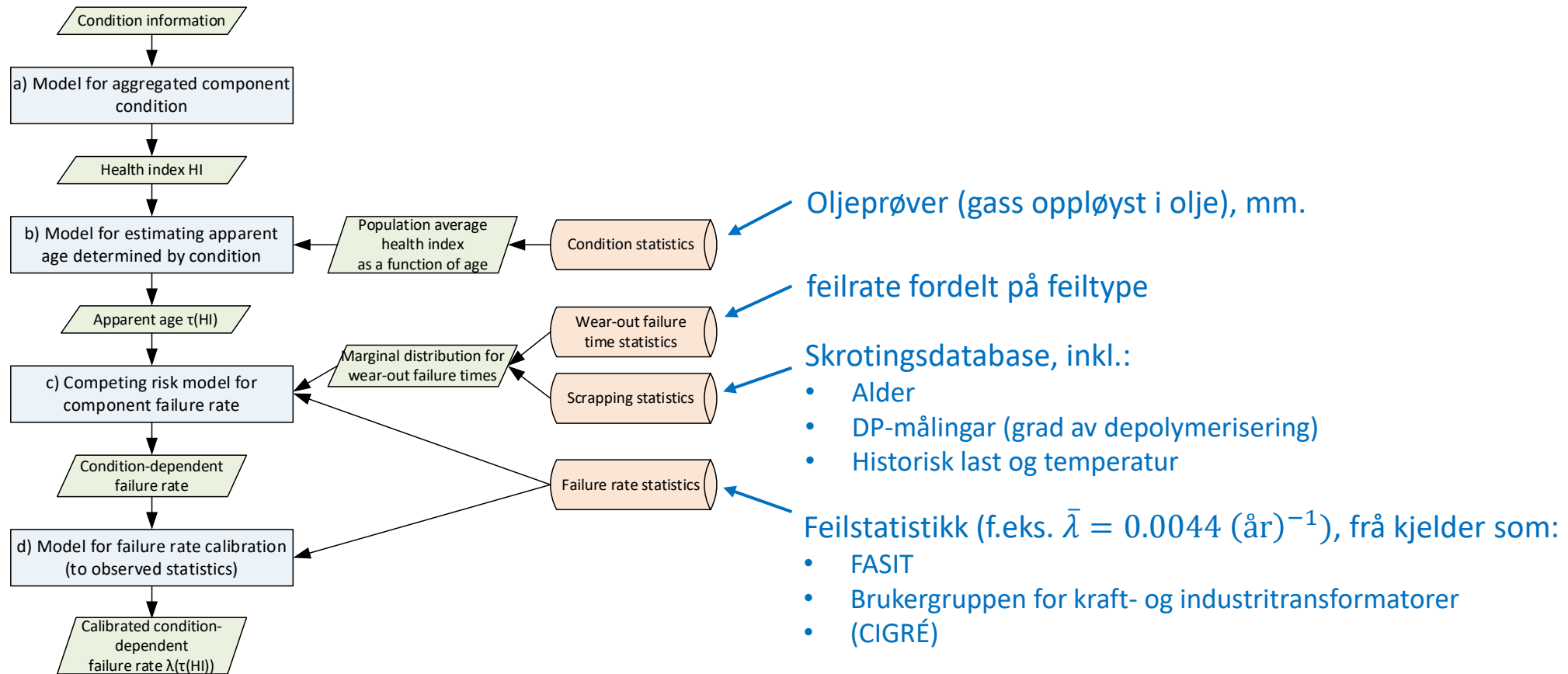
- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid





SINTEF

Inngangsdata for komponent-pålitelegheitsmodell



(I tillegg: Statistikk for førebyggende utskifting)



Feiltypar for krafttransformatorar

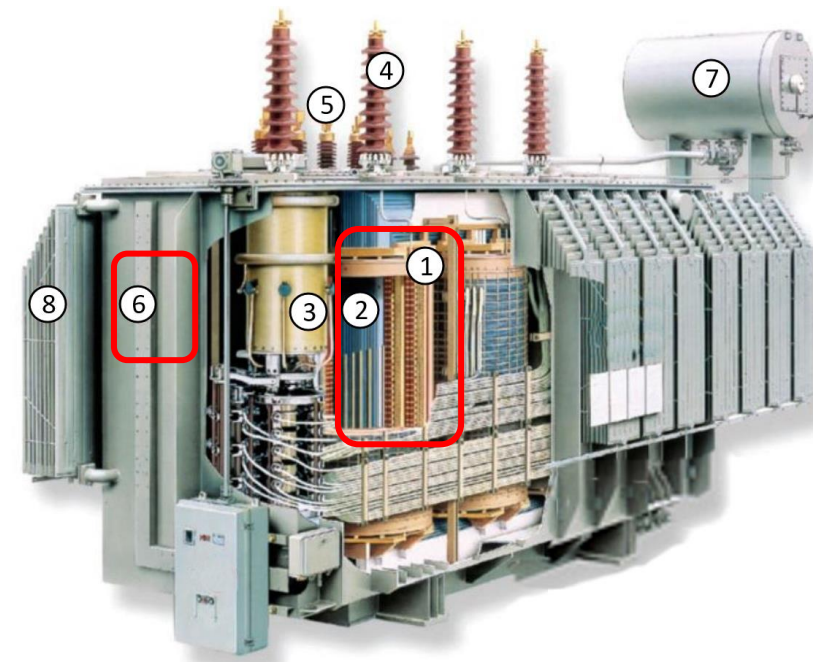
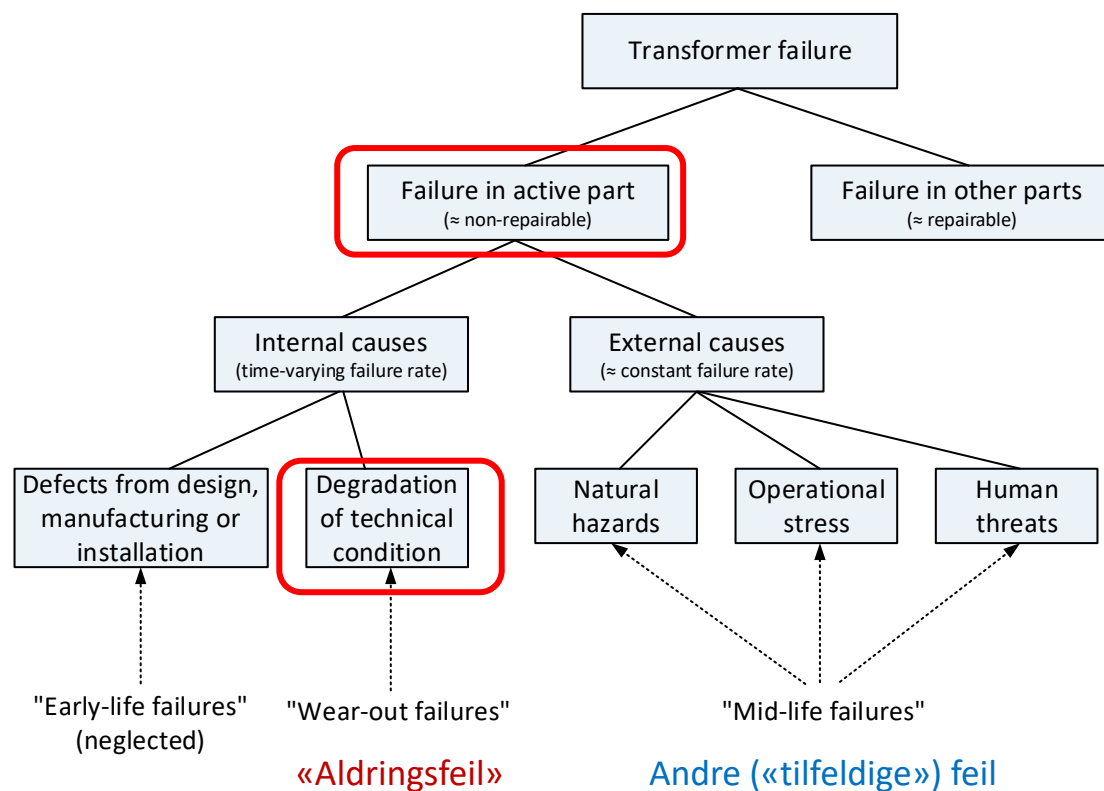


Figure: Overview of the transformer's sub-components:

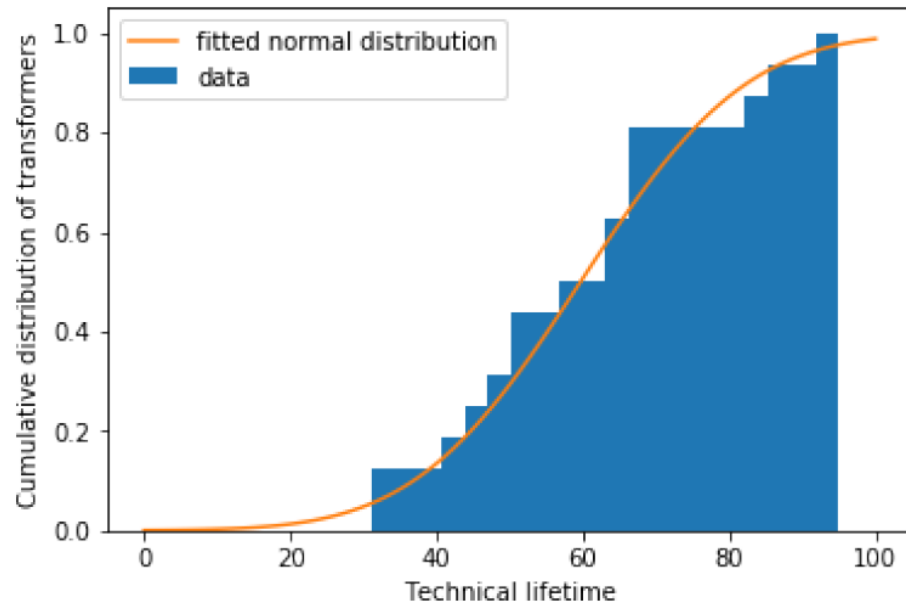
- 1) Winding with insulation paper, 2) Core,
- 3) Tap changer, 4) High voltage bushing,
- 5) Low voltage bushing, 6) Tank with oil,
- 7) Conservator, 8) Cooling system.



SINTEF

Teknisk levetid for krafttransformatorar

Kjelde: J. Foros and M. Istad, 'Health Index, Risk and Remaining Lifetime Estimation of Power Transformers', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 6, pp. 2612–2620, Dec. 2020, doi: [10.1109/TPWRD.2020.2972976](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.2972976)



Skrotingsdatabase, inkl.:

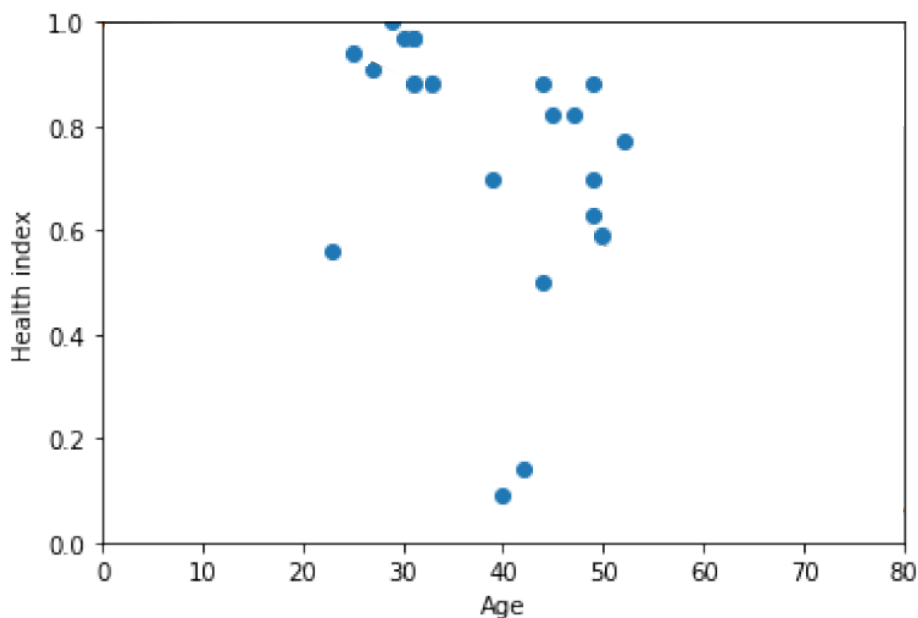
- Alder
- DP-målingar (grad av depolymerisering)
- Historisk last og temperatur



SINTEF

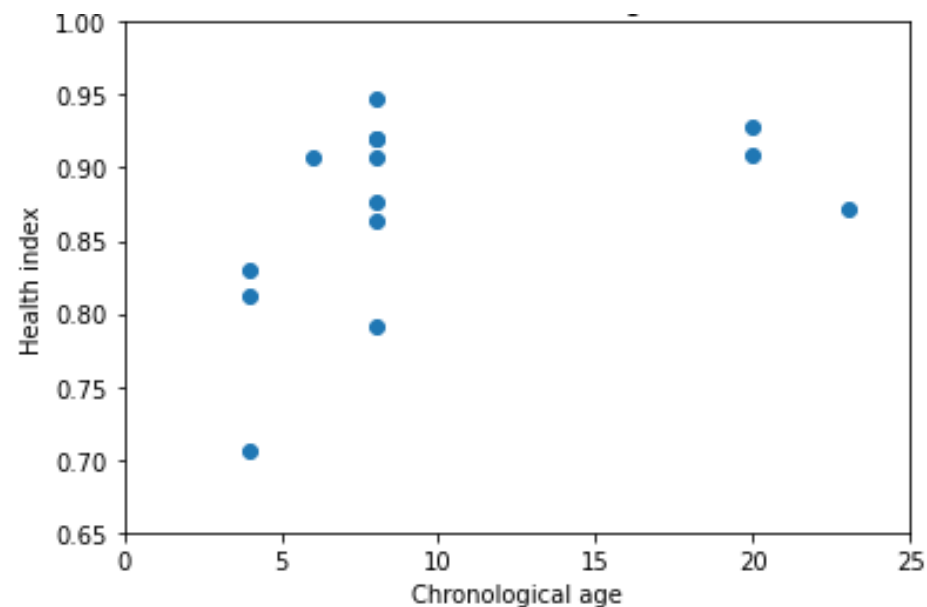
Helseindeks for krafttransformatorar

Modifisert frå: J. Foros and M. Istad, 'Health Index, Risk and Remaining Lifetime Estimation of Power Transformers', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 6, pp. 2612–2620, Dec. 2020, doi: [10.1109/TPWRD.2020.2972976](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.2972976)



For krafttransformatorar:
Oljeprøver (gasskonstrasjonar), mm.

Kjelde: J. A. Grant, I. B. Sperstad, J. Foros, and V. V. Vadlamudi, "Health index calculation using failure modes, effects, and criticality analysis for high-voltage circuit breakers", ESREL 2023, Southampton, 2023. Available: <https://www.rpsonline.com.sg/proceedings/esrel2023/html/P128.html>

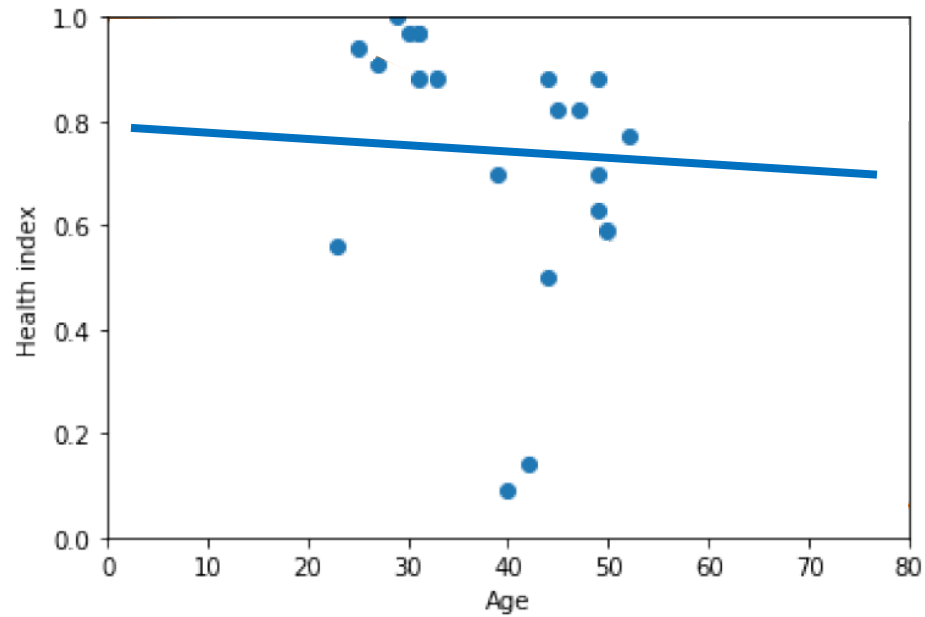


For effektbrytarar:
Målingar av straum i utløysarspole



SINTEF

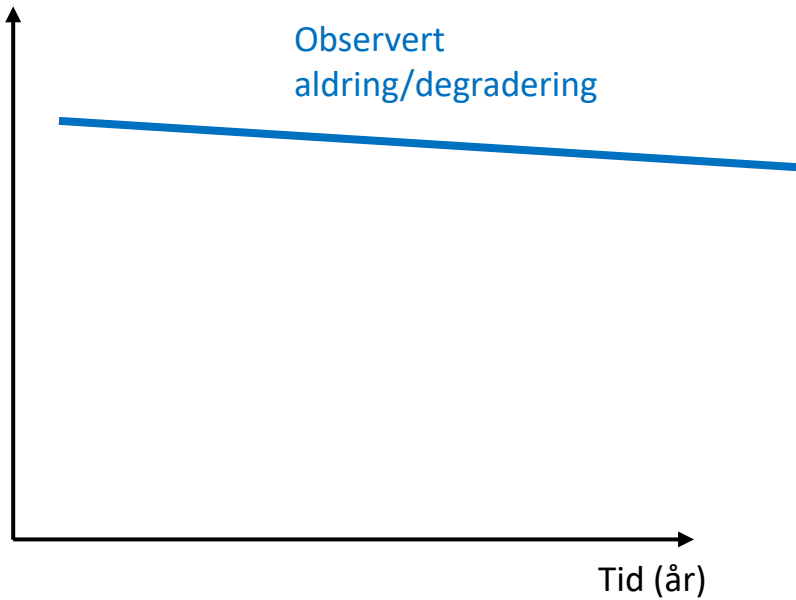
Helseindeks for krafttransformatorar





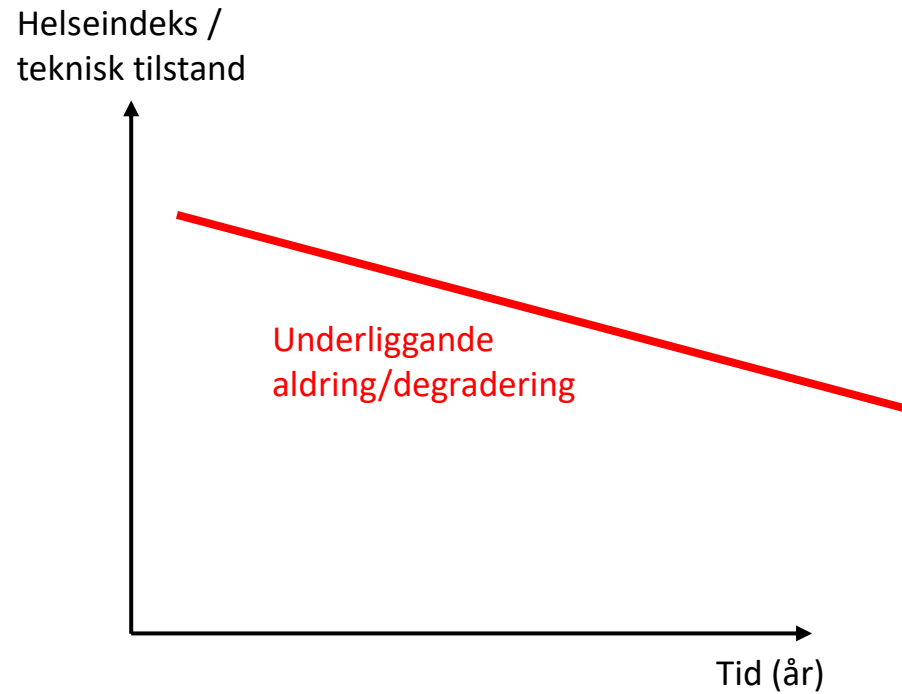
Helseindeks for krafttransformatorar

Helseindeks /
teknisk tilstand





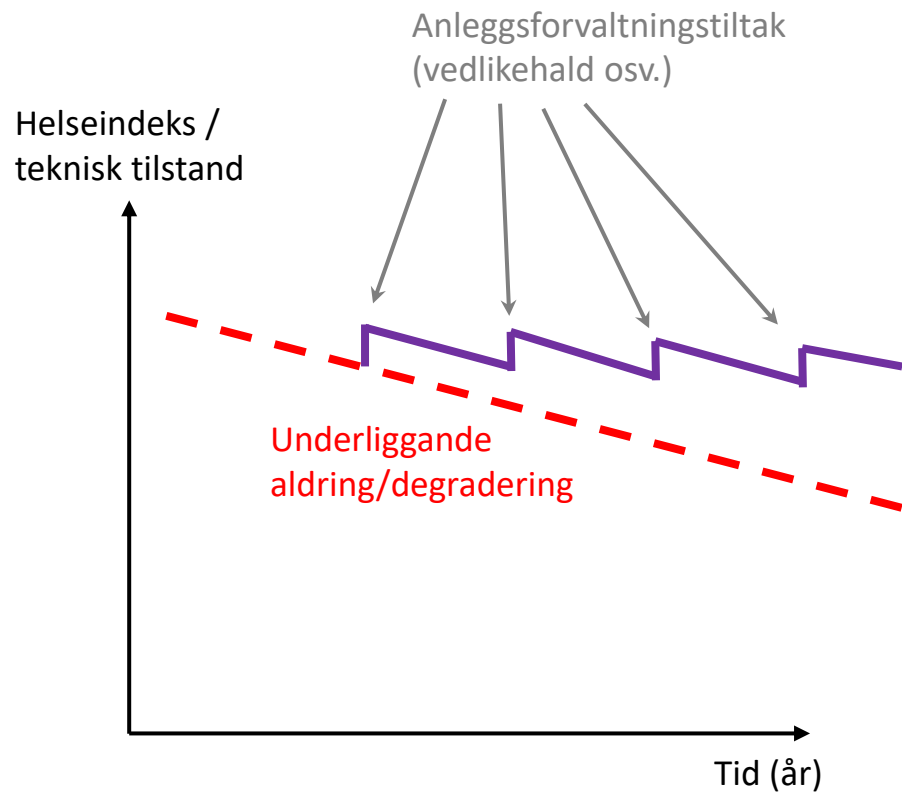
Helseindeks for krafttransformatorar





SINTEF

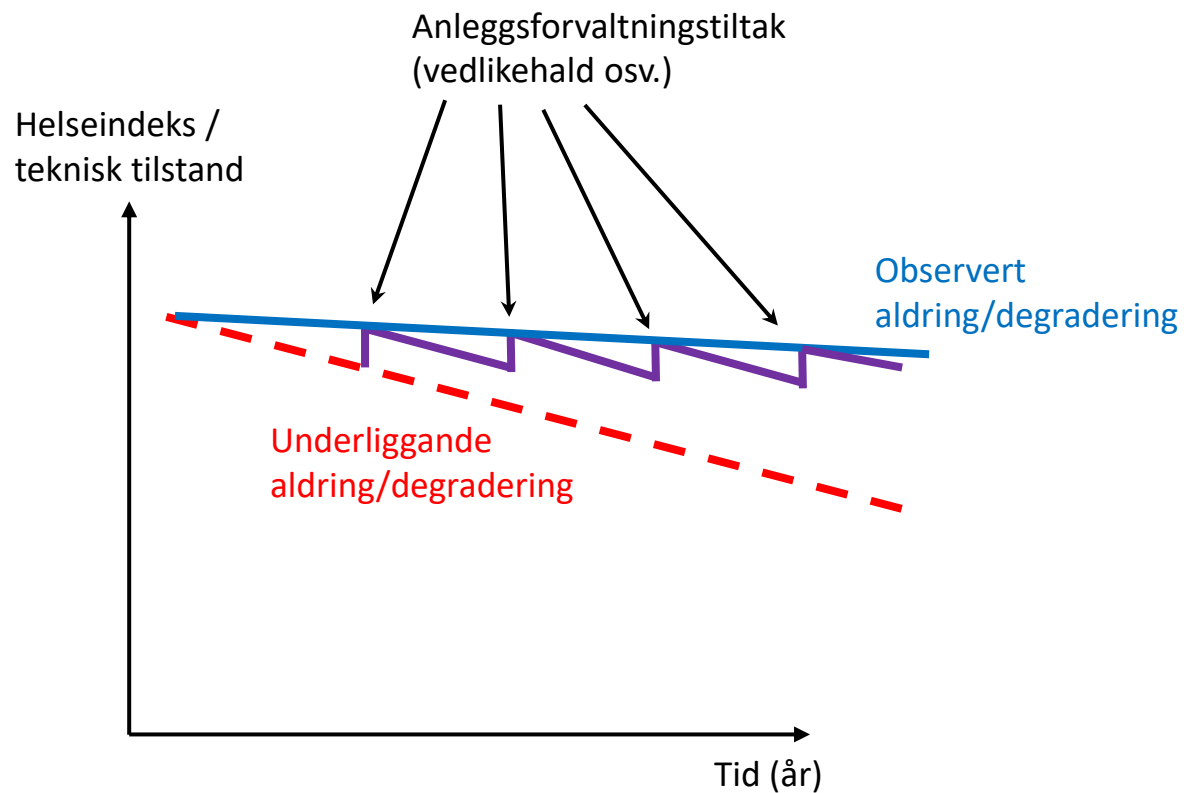
Helseindeks for krafttransformatorar





SINTEF

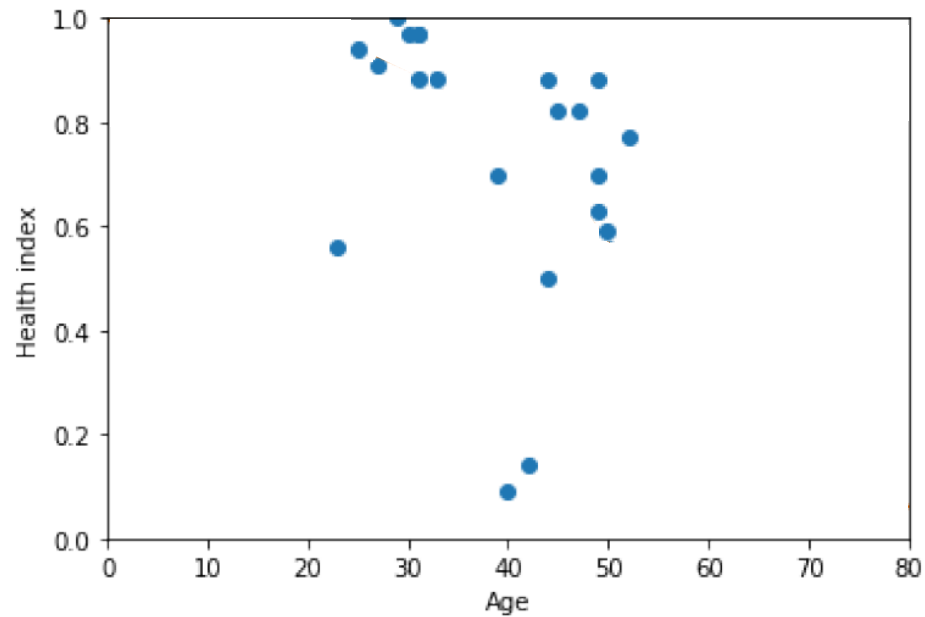
Helseindeks for krafttransformatorar





SINTEF

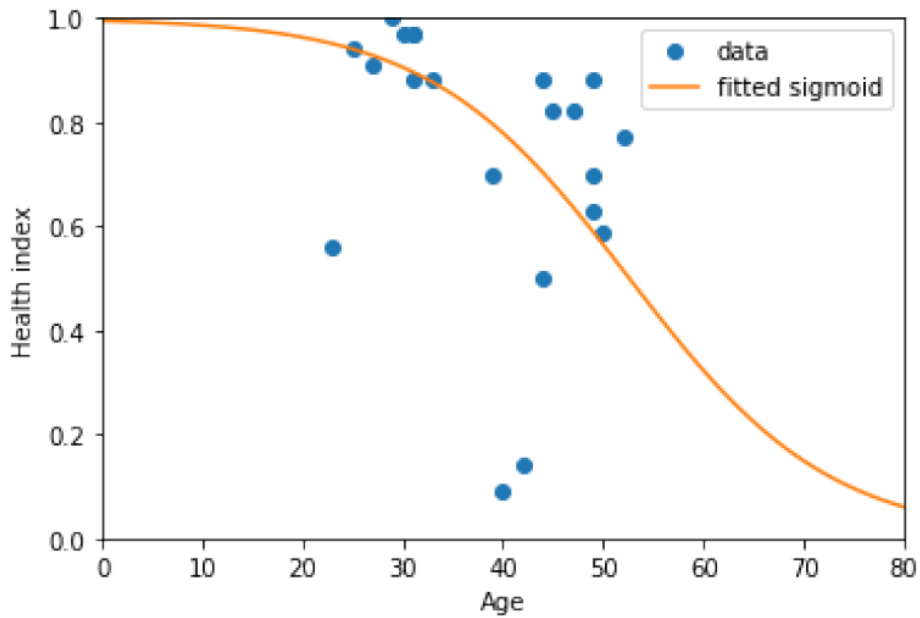
Helseindeks for krafttransformatorar





SINTEF

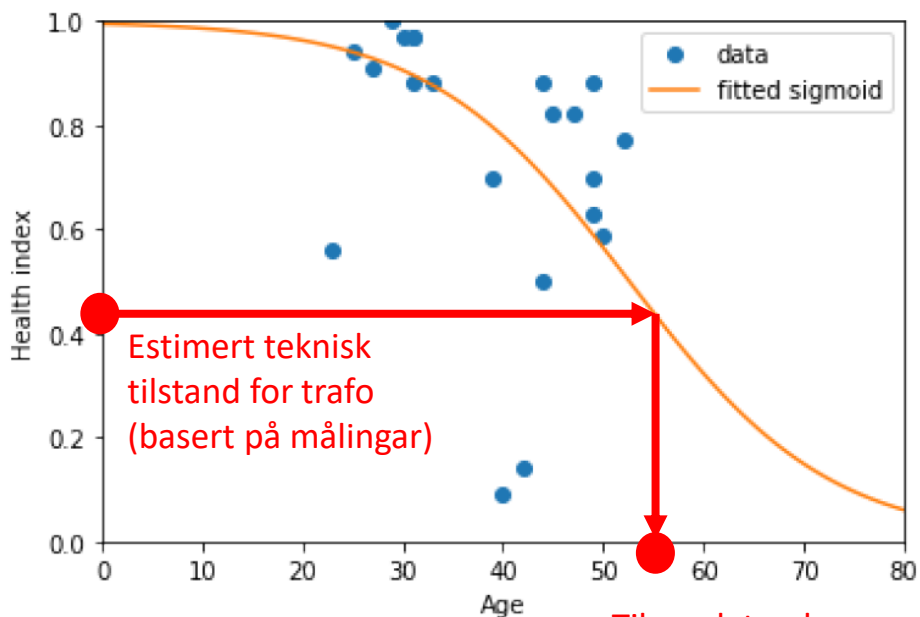
Helseindeks for krafttransformatorar



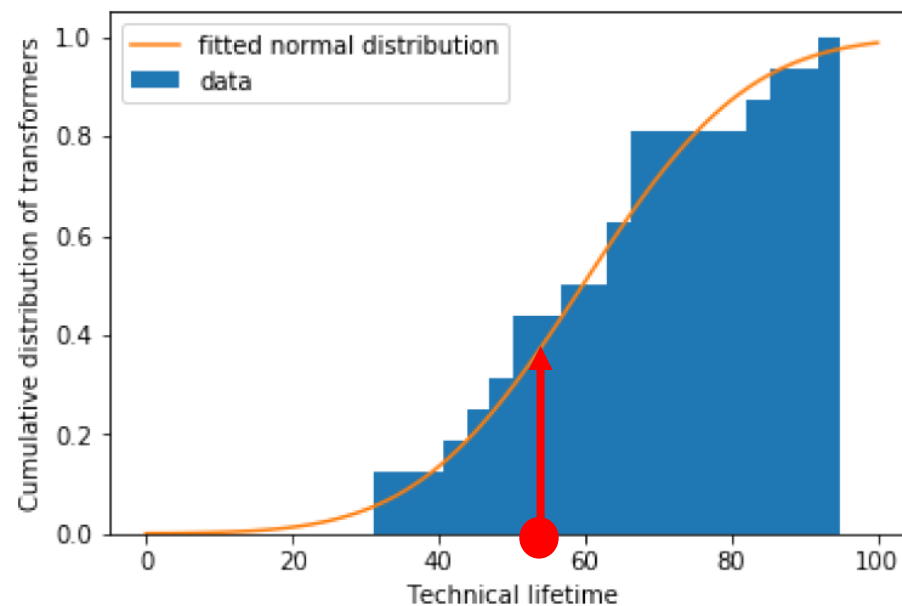


SINTEF

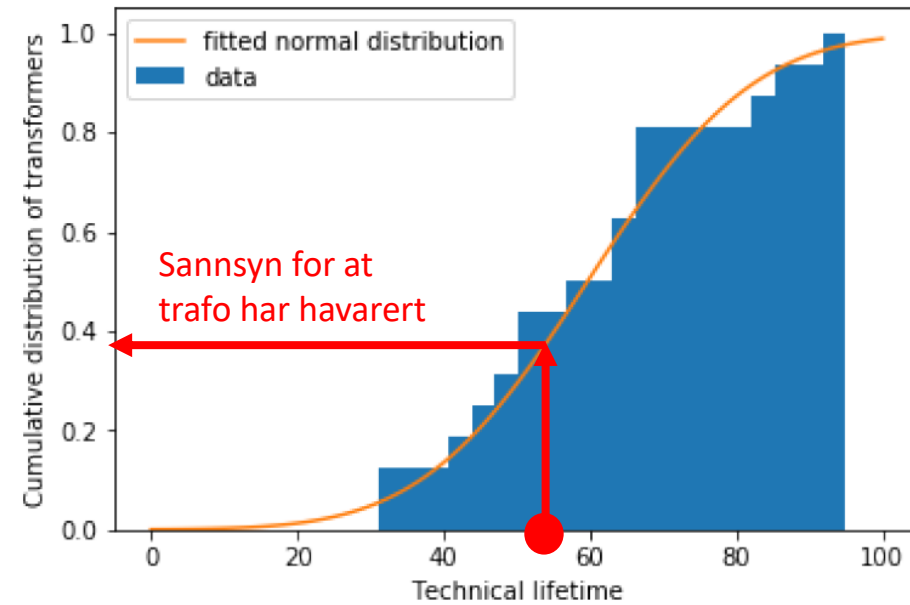
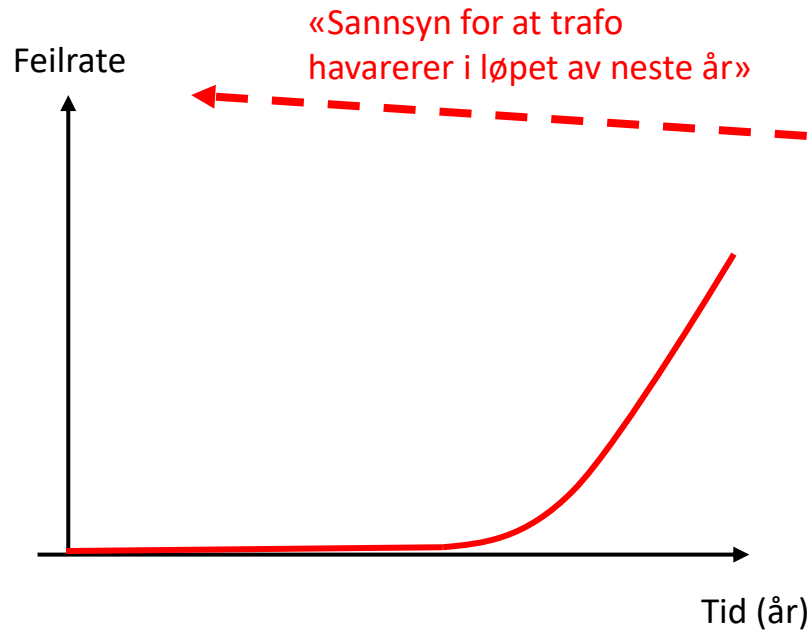
Helseindeks for krafttransformatorar



Tilsynelatande alder (kor «aldr» trafoen verkar å vere)

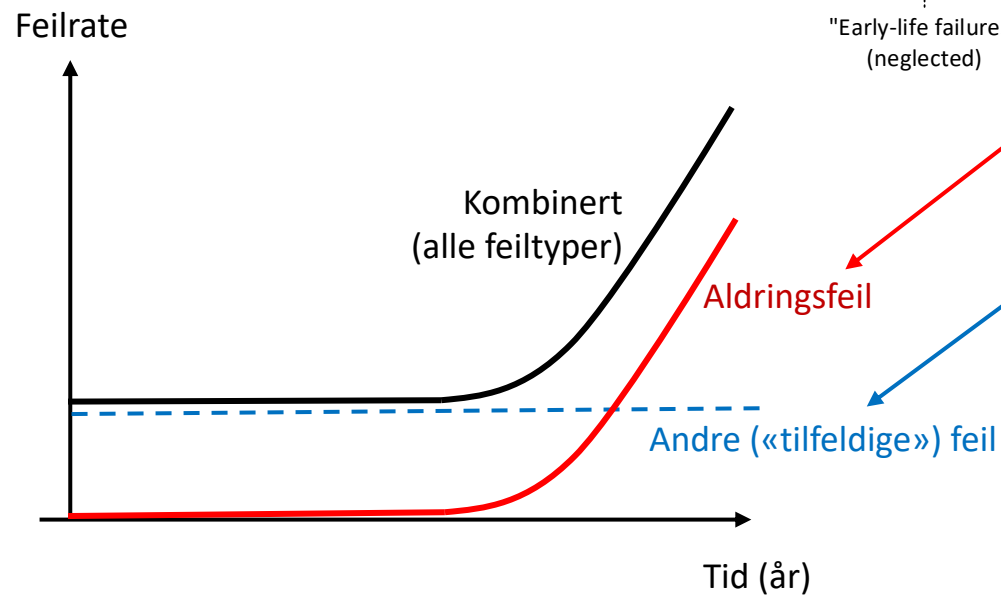
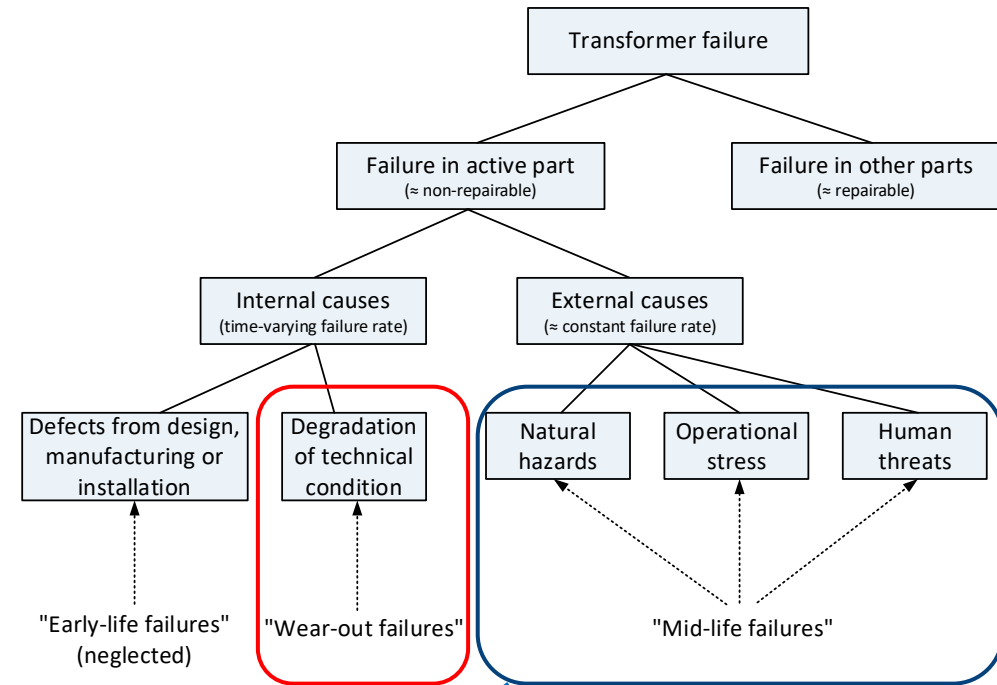


Helseindeks for krafttransformatorar

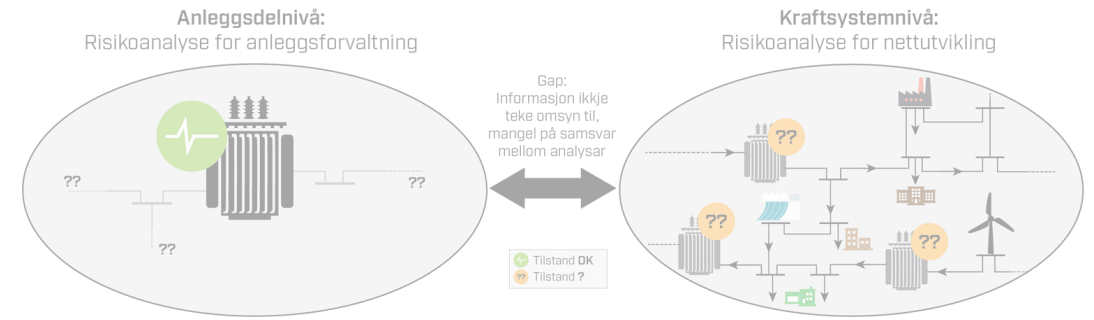




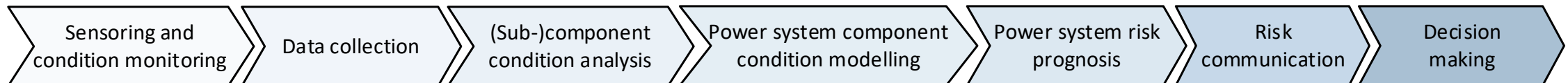
Tilstandsavhengig feilrate



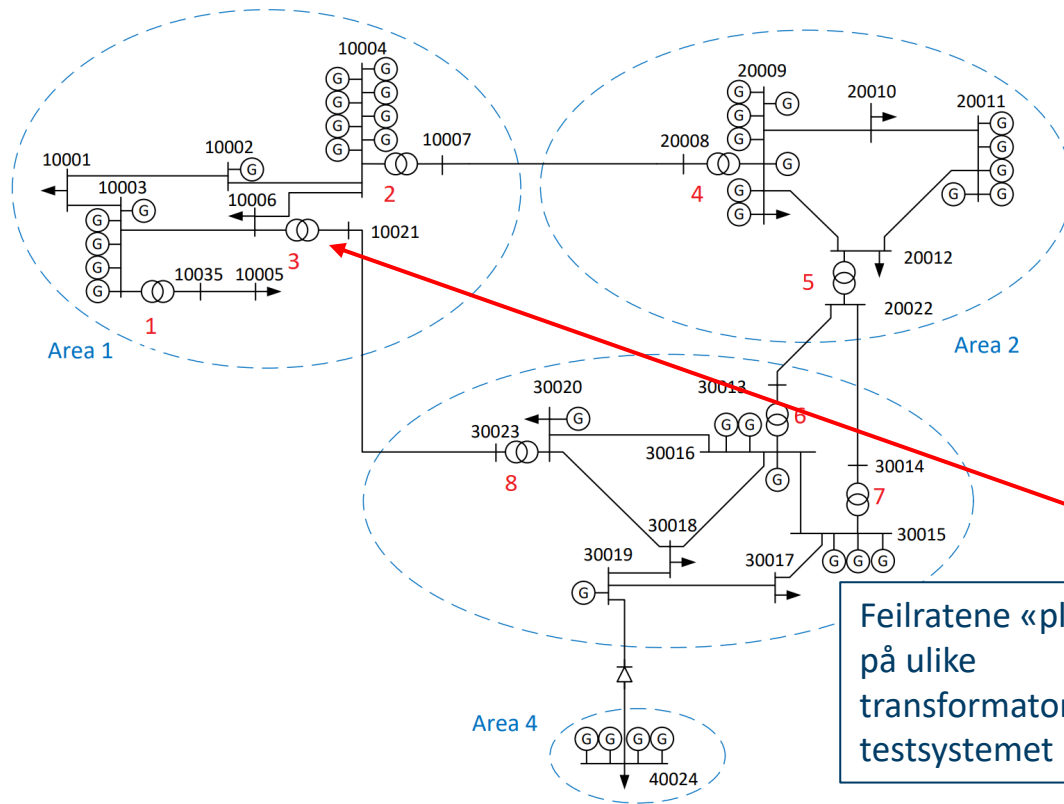
Disposisjon



- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilrate)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid

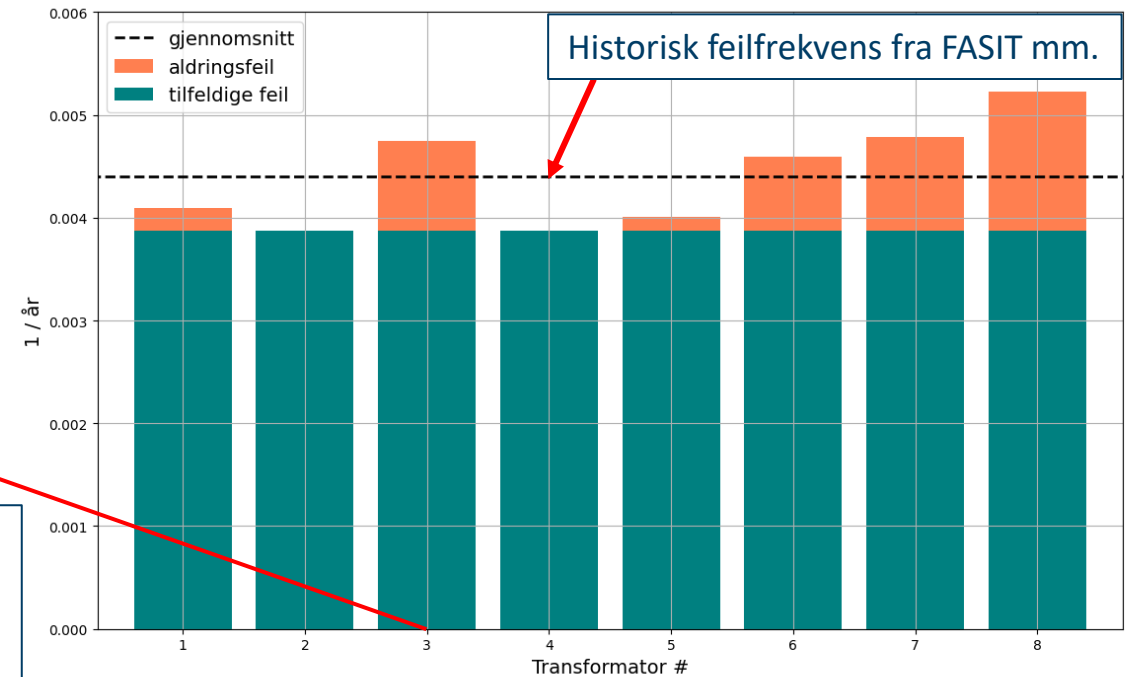


Fra komponenttilstand til systempålitelighet



Feilratene «plasseres» på ulike transformatorer i testsystemet

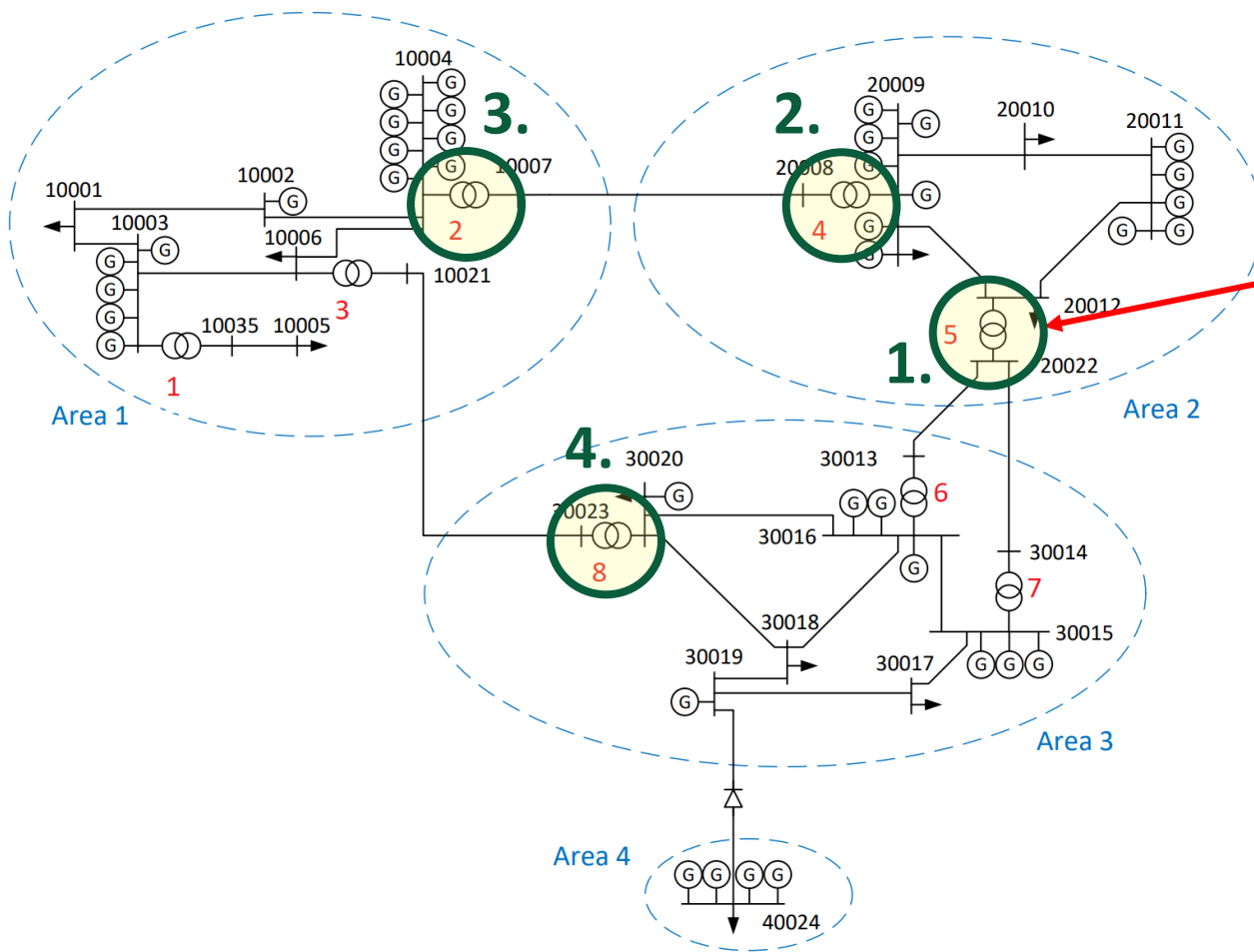
Feilrater beregnet med tilstandsdata fra norske transformatorer





SINTEF

Fra komponenttilstand til systempålitelighet

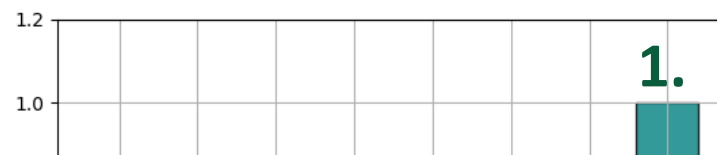


Hvor viktig er hver komponent for systempåliteligheten?

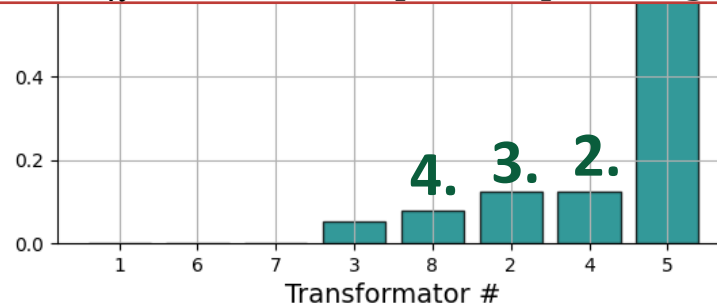
En enkelt komponent påvirker systempåliteligheten på to måter

- Plassering -> Komponentens funksjon i systemet
- Pålitelighet -> Hvor ofte funksjonen oppfylles

Rangering av viktige komponenter



$$\frac{\partial ILE}{\partial \lambda_k} = \frac{\Delta \text{systempålitelighet}}{\Delta \text{komponentpålitelighet}}$$



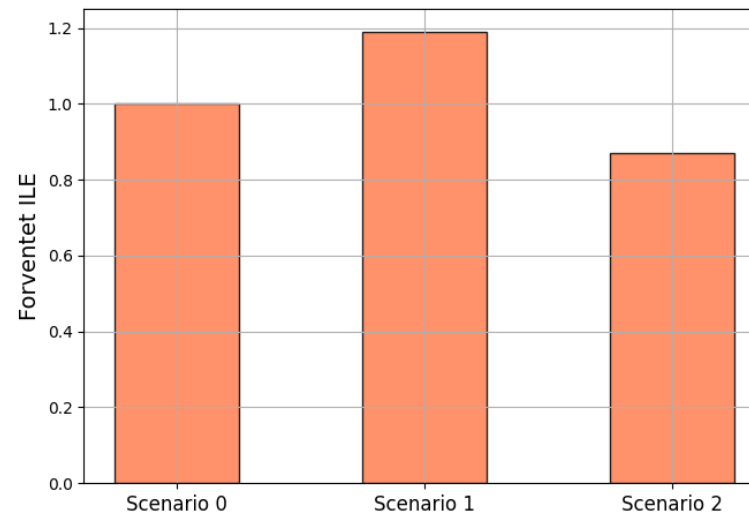


Eksempel: Kombinert effekt av plassering og tilstand

En mer omfattende studie av disse effektene finnes her



H. Toftaker, J. Foros, and I. B. Sperstad, "Accounting for component condition and preventive retirement in power system reliability analyses," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 17, no. 9, pp. 1972–1984, 2023, doi: [10.1049/gtd2.12761](https://doi.org/10.1049/gtd2.12761).



Scenario 0: Alle trafoer har lik feilrate (FASIT-feilfrekvens).

Scenario 1: Trafoene med mest kritisk plassering har dårligst tilstand.

Scenario 2: Trafoene med mest kritisk plassering har best tilstand.

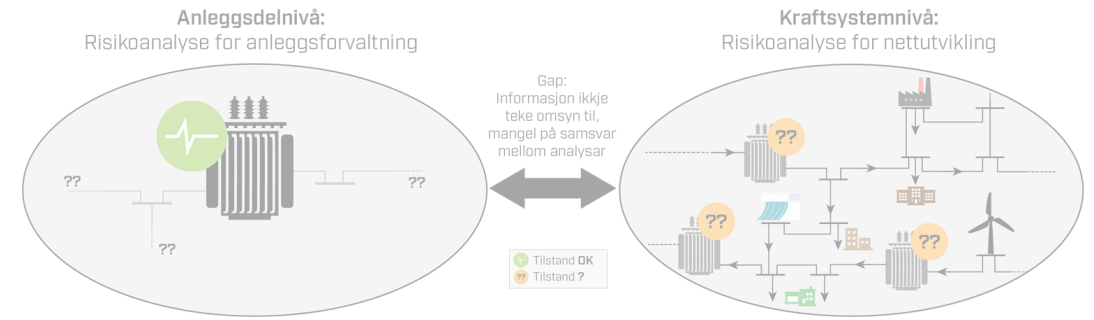


SINTEF

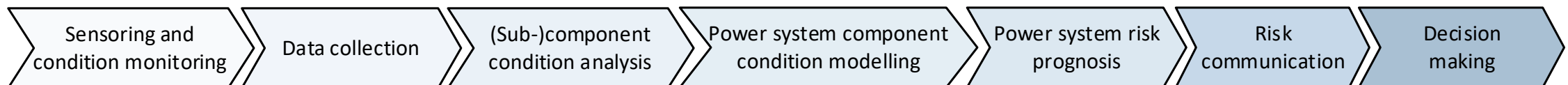
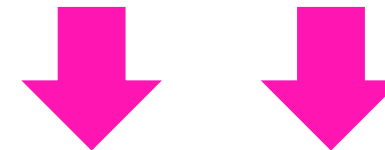
Kva har vi funne ut?

- Norske krafttransformatorar har relativt god teknisk tilstand
- I kraftsystem der komponentar har god tilstand er det ikkje veldig viktig for leveringspålitelegheita (på kort sikt) å ta omsyn til tilstanden deira
- Men tilstanden til ein komponent blir viktig dersom komponenten har ei plassering i kraftsystemet som er viktig for leveringspålitelegheita
- Om teknisk tilstand over tid svekkast blir det mykje viktigare å fange opp kor god tilstand kvar enkelt komponent har
- Det er viktig å kalibrere feilratene til komponentane til representative statistiske data

Disposisjon



- Motivasjon: Risiko m.o.t. leveringspålitelegheit
- Litt overordna om VulPro-prosjektet
- Frå teknisk tilstand til komponentpålitelegheit (feilfrekvens)
- Frå komponentpålitelegheit til systempålitelegheit (systemrisiko)
- Variabilitet i utetid etter transformator-feil
- Vidare arbeid





Variabilitet i utetid etter transformator-feil

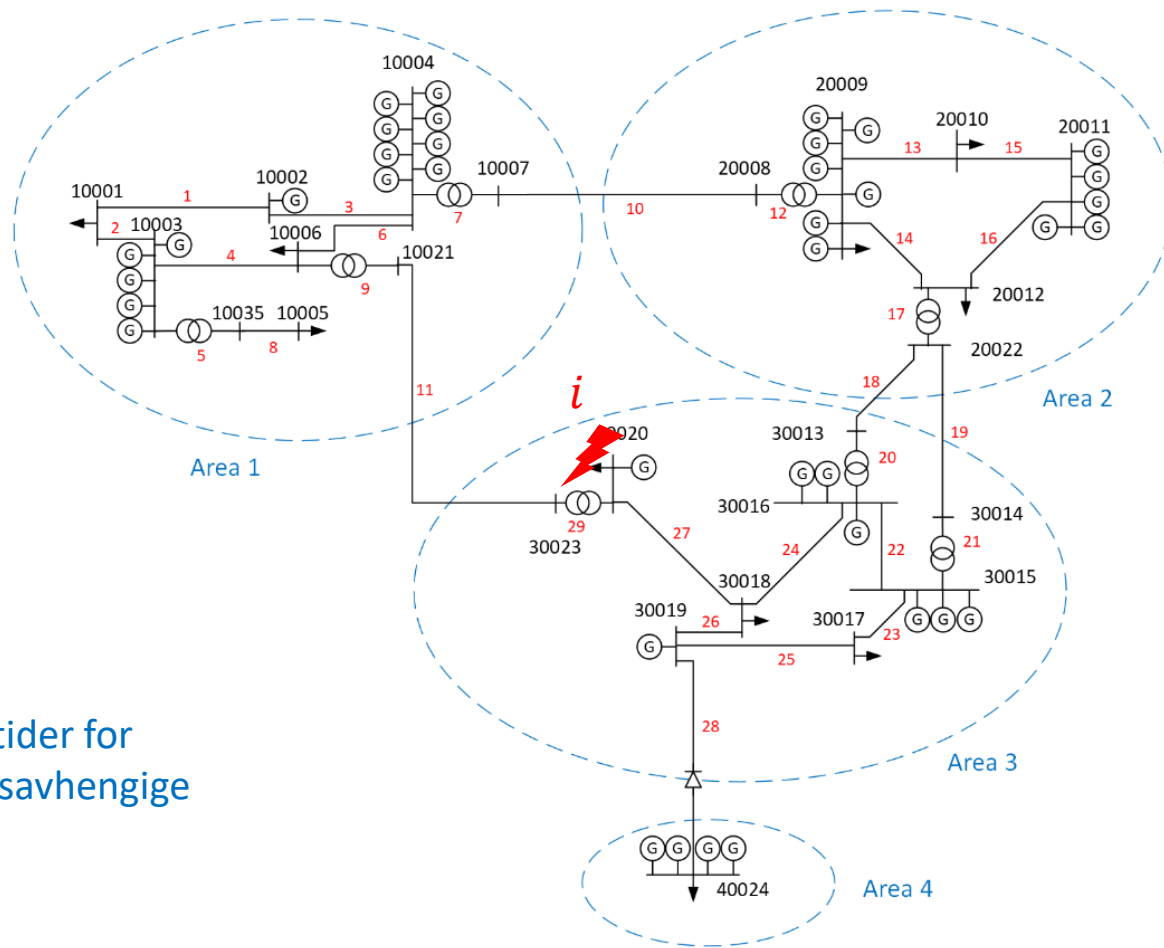
Hvordan varierer utetiden, og hva avhenger det av?

$$\lambda_i = 0.0044 \text{ (år)}^{-1}$$

$$r_i = 368 \text{ timar} \approx 15 \text{ dagar}$$

$$ILE_{i,t} = \lambda_i \cdot r_i \cdot P_{\text{avbrot},i,t}$$

Begrenset med historiske data, og utetider for transformatorer kan være svært situasjonsavhengige





SINTEF

Slike vurderinger dannet grunnlaget for en utetidsmodell for transformatorer

- Tanken bak modellen er å samle informasjon fra ulike kilder, som til sammen kan beskrive utetiden til transformatorer bedre enn enkle forventningsverdier
 - Derunder også bakenforliggende variabler som kan påvirke utetiden, eksempelvis transformatorens tekniske tilstand
- Denne presentasjonen vil gi en kjapp introduksjon til modellen, hvordan den ble utviklet og hvordan den kan anvendes
- Modellen er detaljert beskrevet i et fagfellevurdert paper som ligger [åpent tilgjengelig](#)

Proceedings of the 33rd European Safety and Reliability Conference (ESREL 2023)
Edited by Mário P. Brito, Terje Aven, Piero Baraldi, Marko Čepin and Enrico Zio
©2023 ESREL2023 Organizers. Published by Research Publishing, Singapore.
doi: 10.3850/978-981-18-8071-1_P078-cd



A transformer outage duration model with application to asset management decision support

Erlend Sandø Kiel

Department of Energy Systems, SINTEF Energy Research, Norway. E-mail: erlend.kiel@sintef.no

Maria Daniela Catrinu-Renstrøm

Statnett, Norway. E-mail: Maria.Catrinu-Renstrom@Statnett.no

Gerd Hovin Kjølle

Department of Energy Systems, SINTEF Energy Research, Norway. E-mail: gerd.kjolle@sintef.no

Transformers are key components in the power system and transformer failures can cause long power outages with high costs to society. Transformer failures are rare, and each case is unique with respect to its consequences. This shapes the data and statistics we have available to predict future failures and related consequences. Models to support risk assessments and asset management decisions for these critical assets should rely on practical approaches to include both available data as well as expert judgements. This paper looks at outage duration, an important parameter in risk evaluation and asset management decisions. It presents a transformer outage duration model which can be conditioned on relevant asset management input variables. A use case is constructed to exemplify the usage of the model in an asset management decision context.

Keywords: Reliability, resilience, vulnerability, transformers, decision support, outage duration, asset management.

1. Introduction

Modern society is dependent on a reliable supply of electricity, and extraordinary events in the power system, such as major blackouts, can have severe consequences. Long power outages are particularly critical and can have societal costs which go well beyond the direct financial damages the outage may cause (Dugan et al., 2023). Transformers are key components in the power system and transformer failures can cause long average outage durations, with very long outlier observations. Combined with their large investment costs, informed asset management of transformers is an important part of power system risk management (Khuntia et al., 2016; Ekisheva et al., 2016).

This paper presents a model for estimating transformer outage durations, extending previous work on overhead transmission lines (Kiel and Kjølle, 2020). A Bayesian Network (BN) approach is used to build the model, and parameters are populated by eliciting expert judgments to compensate for scarce data when necessary. The model constructs outage duration distribu-

tions conditional on relevant asset management input variables, specifically component condition or the provision of spare parts. Making use of the full distribution of estimated outage durations, rather than only the expected value can contribute to communicate potentially extreme events to decision-makers. A case study is constructed to show the applicability of the outage duration model as an asset management decision support tool, where it is used to evaluate the impact of different spare part strategies on key reliability of supply indices.

2. Theory

Asset management involves balancing of costs, risks, opportunities and performance related to assets (ISO, 2014). The choice of maintenance and spare strategies, investment- and operational costs, and criticality of components are all highly relevant questions, affecting a risk-based approach to asset management decision making. Knowledge of the failure rate and outage duration of assets also inform system development by iden-

2215

Teknologi for et bedre samfunn

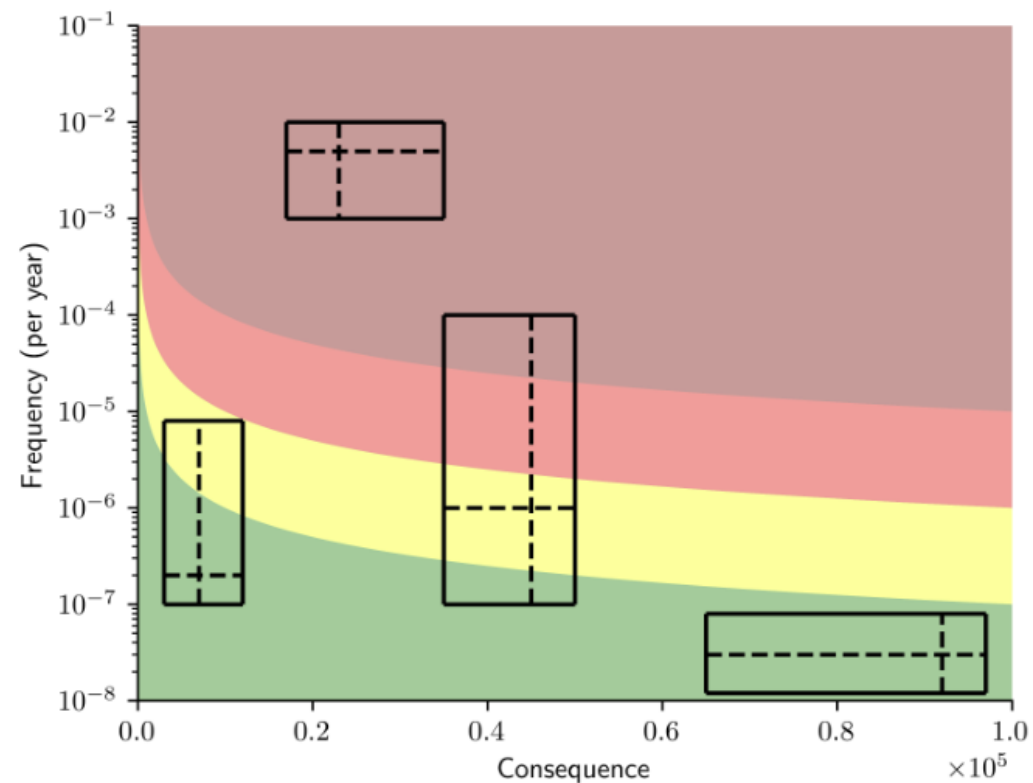


En liten påminner om risiko

$$ILE = \lambda \cdot r \cdot P_{\text{avbrot}}$$

Risiko \approx Sannsynlighet \times Konsekvens

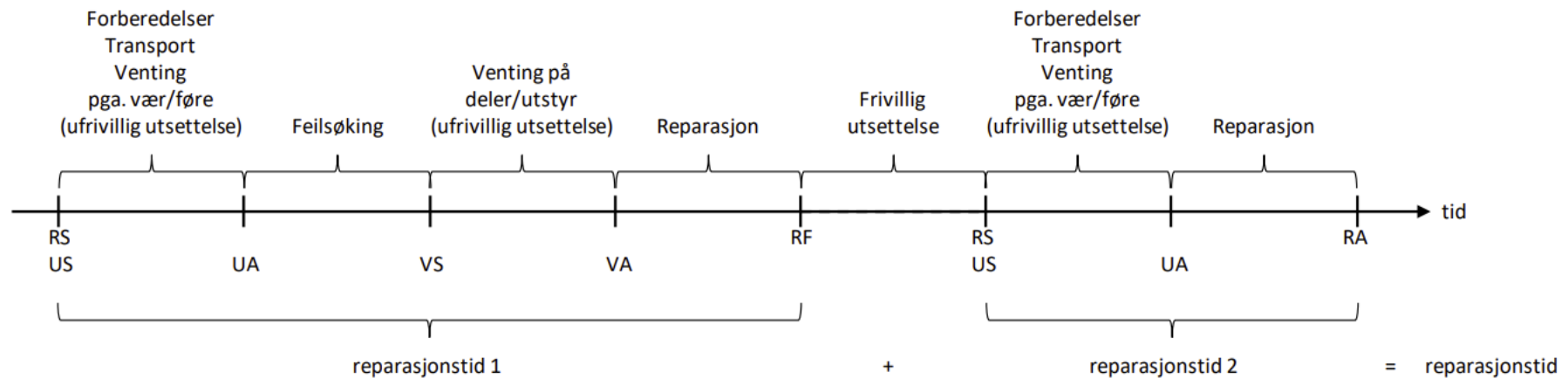
- Utetiden er en grunnleggende bestanddel av risikoen knyttet til en uønsket hendelse
- Dette gjør seg gjeldende hovedsakelig gjennom konsekvensen av hendelsen
- Men som vi også skal se, så påvirker det også sannsynligheten for noen uønskede hendelser
- Sannsynligheten og konsekvensen til en uønsket hendelse er forbundet med usikkerhet og variabilitet – det er det viktig å ta høyde for
 - Illustrert i et risikodiagram:
Forventningsverdi og usikkerhetsspenn



Figur: Risikodiagram for ulike hendelser med tilhørende usikkerhetsbokser

Hvordan forstår vi utetid?

- Modellen beskriver utetid for transformatorer som har opplevd en svikt etterfulgt av en varig feil
- Forståelse av ulike termer (FASIT)
 - Varige feil: Feil hvor korrigerende vedlikehold er nødvendig
 - Utetid: Tid fra svikt til anleggsdel igjen er driftsklar
 - Reparasjonstid: Tid fra reparasjon starter til en anleggsdels funksjon(er) er gjenopprettet og den er driftsklar

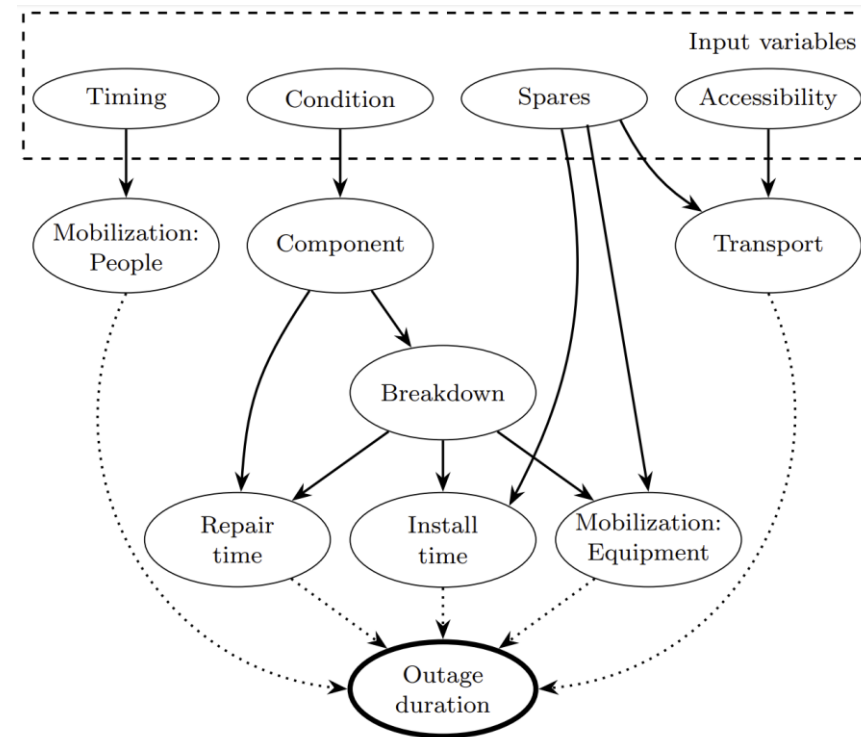


Figur: Inndeling av reparasjonstid (FASIT)



Utetidsmodellen – et overblikk

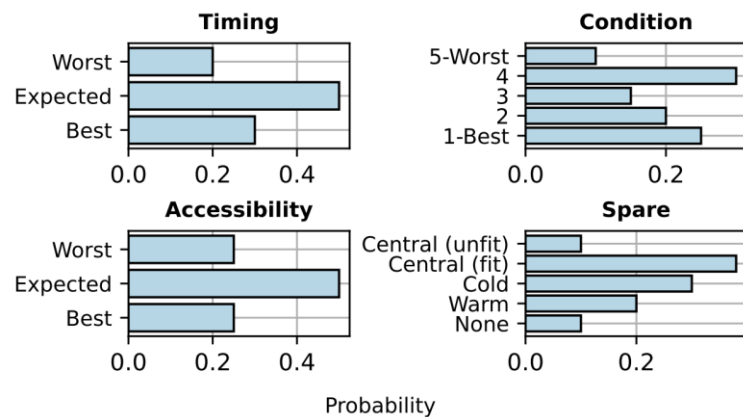
- Mål: Beskrive utetiden til transformatorer bedre enn hva en enkel forventningsverdi gjør
- Startpunkt: Forståelsen av utetid og reparasjonsprosessen, som beskrevet i FASIT
- Filosofi: Å bryte et vanskelig problem ned i mindre, håndterbare, årsakssammenhenger
- Metode:
 - En konseptuell modell av alle relevante variabler og sammenhenger knyttet til trafoutetider ble beskrevet i samarbeid med eksperter i Statnett
 - Sammen med ekspertene ble dette redusert til en endelig modell, som beskriver utetiden til transformatorer på en mer konsis måte (se figur til høyre)
 - Denne modellen ble parametrisert basert på data fra FASIT, en tilstandsmoell for transformatorer, og ekspertvurderinger
- Simulering:
 - Et sett med input-variabler beskriver *når* feilen skjer, den *tekniske tilstanden* til transformatoren som opplever en feil, lagerstatus på relevante *reservetraforer*, og *adkomst* til feilstedet
 - Modellen simulerer et stokastisk hendelsesforløp og gir ut *en realisering av utetiden*, hensyntatt det relevante settet med input-variabler



Figur: Skisse av den endelige utetidsmodellen

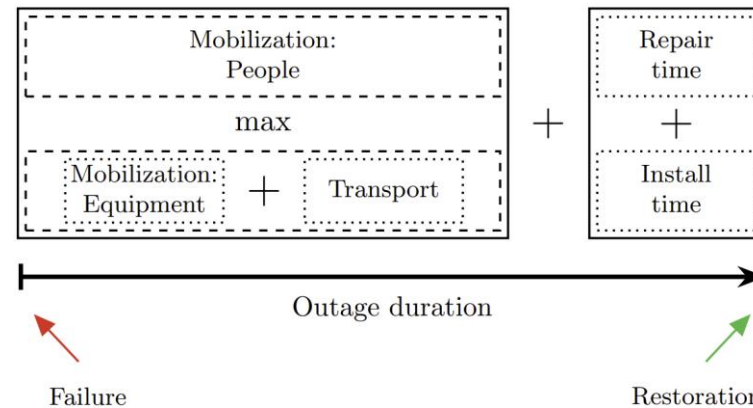
Bruk av modellen eksemplifisert for en portefølje av transformatorer

Input



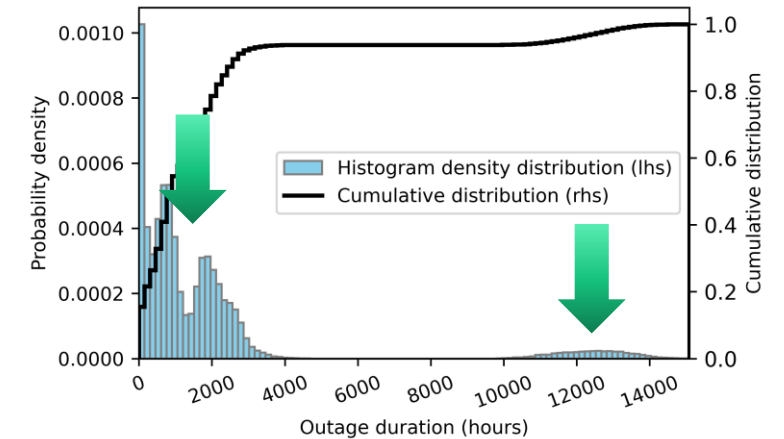
Figur 1: Sett med input-variabler

Simulering



Figur 2: Simulert hendelsesforløp

Output



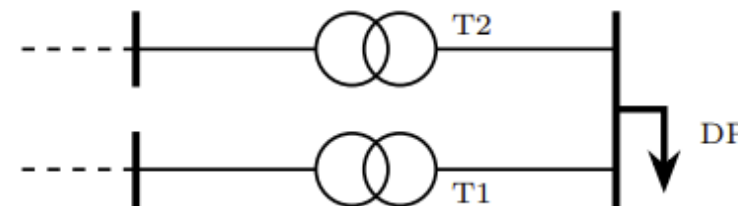
Figur 3: 10 000 realiseringer av hendelsesforløpet



SINTEF

Bruk av modellen som beslutningsstøtte, eksemplifisert

- Et enkelt kraftsystem (høyre)
- Vi får avbrutt effekt i lastpunktet når begge transformatorene opplever en overlappende feil
 - Transformator 1 (T1) har reservetrafo på sentralt lager
 - Uvisst strategi for reserve-transformator 2 (T2)
- En stor kunde ønsker å koble seg til i lastpunktet, men er bekymret for forsyningssikkerheten
- Problem: Hvilken reservedelsstrategi bør en velge for T2?
 - Case 1: Varm-lagring på T2 lokasjonen
 - Case 2: Sentralt lager, klar for å installere
 - Case 3: Bestille fra leverandør ved behov
- Et Monte Carlo Simuleringsverktøy ble laget for å gjøre leveringspålitelighetsanalyser hvor utetider ble plukket fra utetidsmodellen

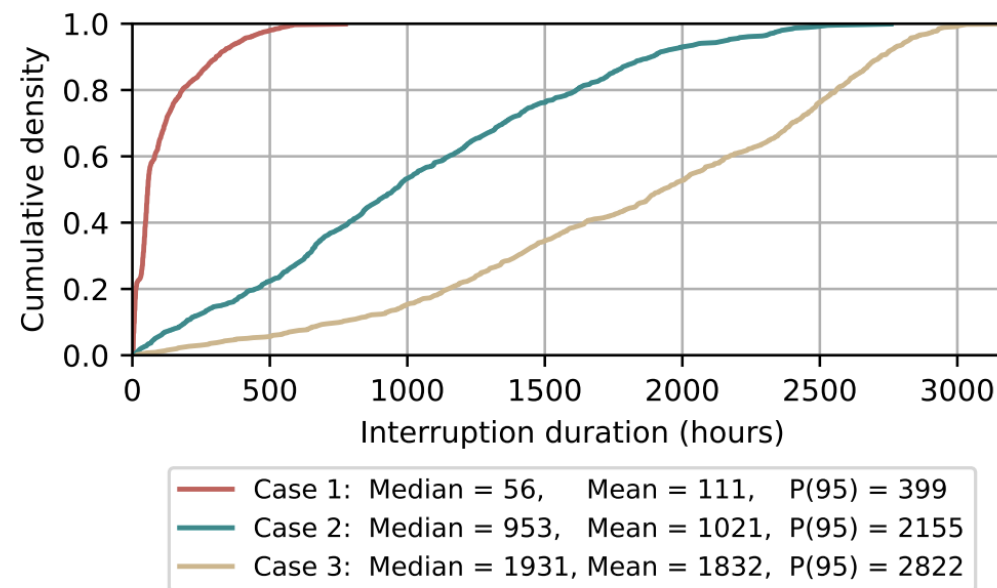


Figur 3: Eksempel kraftsystem – to transformatorer mater et enkelt lastpunkt



Avbruddsvarighet i lastpunktet - resultater

- **Case 1:** Avbruddsvarigheten er hovedsakelig bestemt av aktiveringstiden til reservetrafoen til T2, som er klar for innkobling på feilstedet
- **Case 2:** Avbruddsvarigheten er i hovedsak bestemt av tiden det tar å frakte en reservetrafo fra sentralt lager til feilstedet
- **Case 3:** Avbruddsvarigheten er i hovedsak bestemt av tiden det tar å mobilisere, transportere og installere T1 reservetrafo fra et sentralt lager. En ny T2 trafo må bestilles fra leverandøren, med svært lang leveringstid

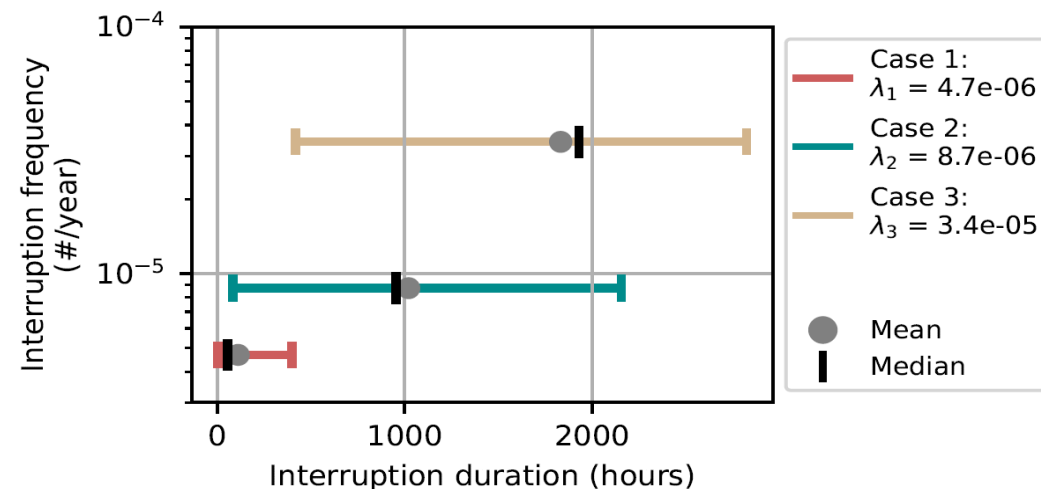


Figur: Avbruddsvarighet i lastpunktet på grunn samtidig utfall av begge transformatorene, observert i simuleringene. Ulike case.



Illustrert i et risikodiagram

- Stor forskjell på forventet verdi og ytterpunktene for avbruddsvarighetene
- Ved å redusere utetiden til enkeltkomponenter, så reduseres også frekvensen av overlappende feil
- Særlig tydelig når en sammenligner case 1 og case 3: En kortere utetid for transformator 1 fører til at det sjeldnere oppstår overlappende feil på transformator 1 og 2



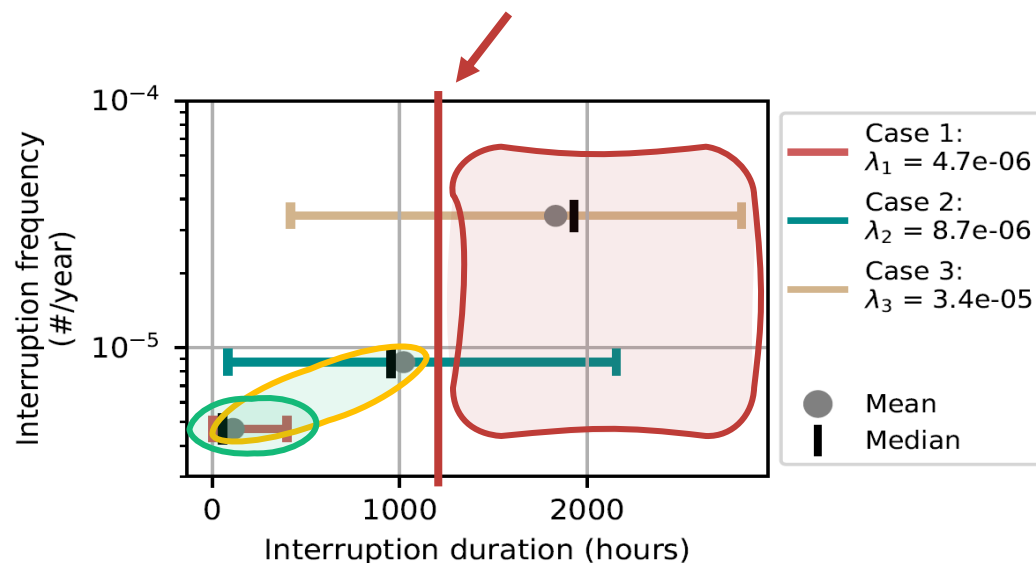
Figur: Risikodiagram. Ulike case. Fargede linjer viser 5^{te} og 95^{te} prosentil for avbruddsvarighet i lastpunktet forårsaket av samtidig utfall av transformator 1 og 2.



Illustrert i et risikodiagram – et særtilfelle

Akseptabel avbruddsvarighet (overliggende nett): 6 uker

- Lokal energiproduksjon kan dekke behovet i lastpunktet i en periode
- I utgangspunktet blir case 1 og 2 vurdert som akseptable når en kun ser på forventningsverdiene
- Men når en vurderer halene i avbruddsvarigheten så ser vi at i rundt 40 prosent av tilfellene så brytes grensen for akseptabel avbruddsvarighet fra overliggende nett i case 2
- Dermed er det case 1 som tilslutt står igjen som akseptabel når en har vurdert halerisiko



Figur: Risikodiagram. Ulike case. Fargede linjer viser 5^{te} og 95^{te} prosentil for avbruddsvarighet i lastpunktet forårsaket av samtidig utfall av transformator 1 og 2.



SINTEF

Konklusjon

- Trafoutfall kan føre til kritiske konsekvenser
- Utetidsmodellen er designet som et støtteverktøy for risiko-informert anleggsforvaltning
- Økt kunnskap er muliggjort ved å sette sammen informasjon fra flere ulike kilder
- Modellen tar høyde for usikkerhet, og gjør det enklere å kommunisere risiko, og sårbarhet knyttet til sjeldne hendelser





SINTEF

Vidare arbeid

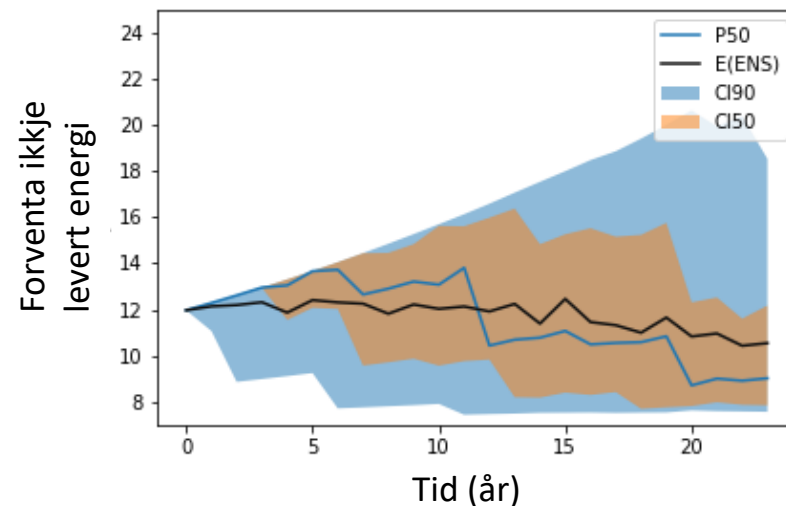
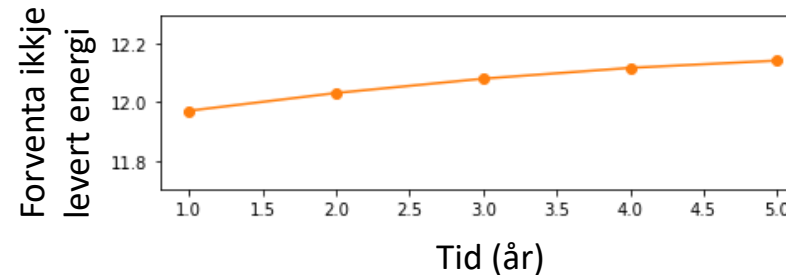
- Pågåande prosess saman med Statnett og Landsnet på deling av bruk av resultat
 - I fyrste omgang transformator-utetidsmodellen
 - Utetidsmodell vil bli gjort opent tilgjengeleg
- VulPro-prosjektet fortset ut 2024
 - Gjer ferdig det faglege arbeidet før hausten
 - Brukar hausten på resultatspreiing og avslutting
 - Nytt webinar i løpet av hausten(?)



SINTEF

Vidare arbeid

- Andre faglege resultat (ferdige og forventa)
 - Prognoser for risiko på lang sikt (tiår)
 - Usikkerheit i risikoprognosar

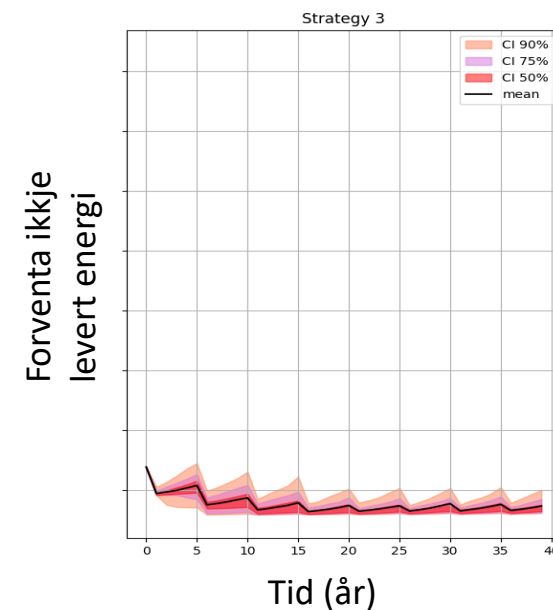
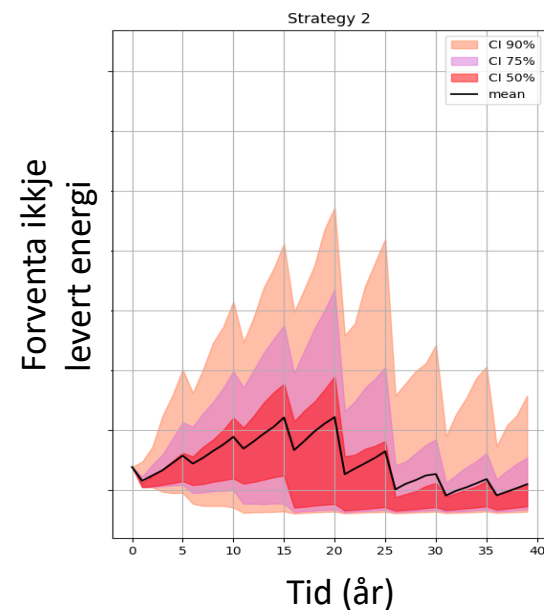




SINTEF

Vidare arbeid

- Andre faglege resultat (ferdige og forventa)
 - Prognoser for risiko på lang sikt (tiår)
 - Usikkerheit i risikoprognosar
 - Simulering av strategiar for anleggsforvaltning
 - Samspel mellom anleggsforvaltning og nettutvikling
 - Betydninga av samspel mellom tilstandsavhengig feilrate og utetid på leveringspålitelegheita

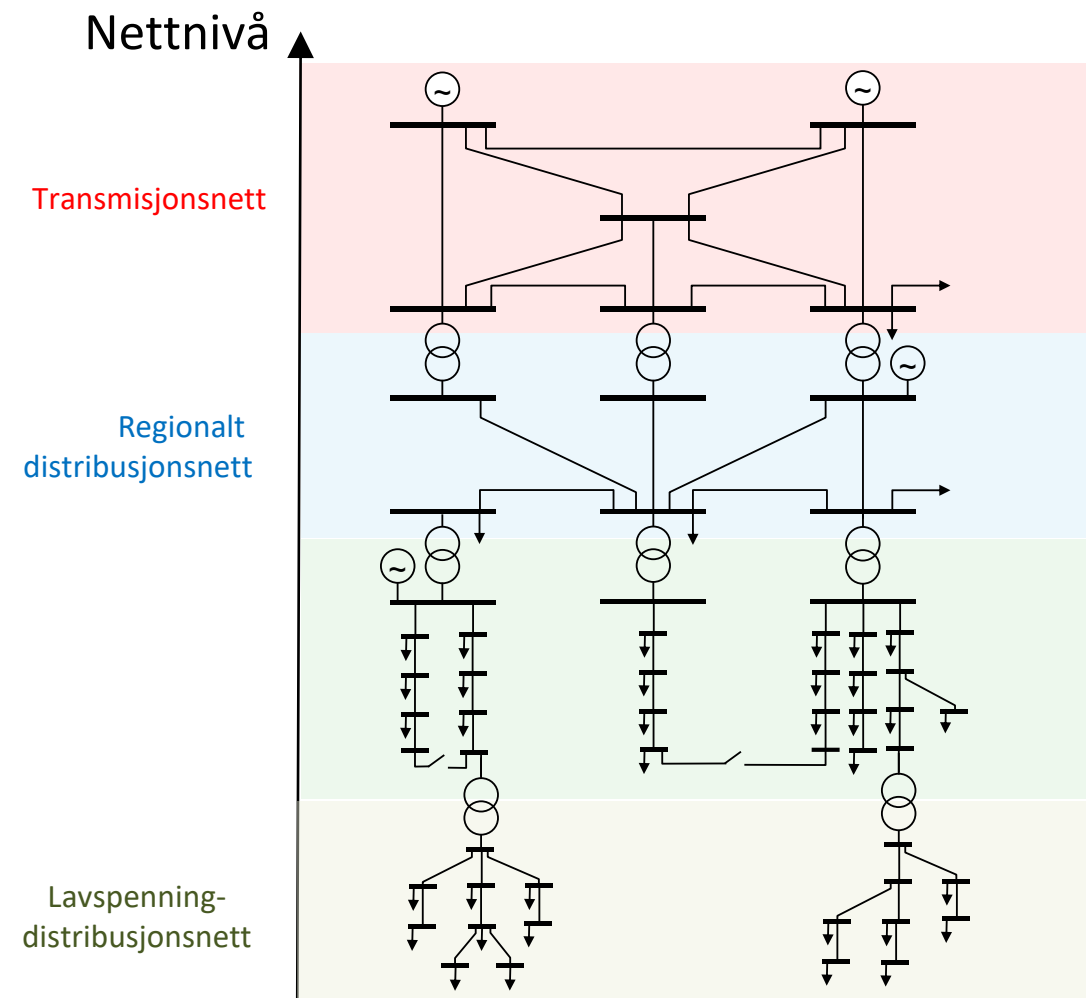




SINTEF

Vidare arbeid

- Andre forslag (utover VulPro-prosjektet)
 - Kva kan brukast på lågare nettnivå (regionalt distribusjonsnett)?

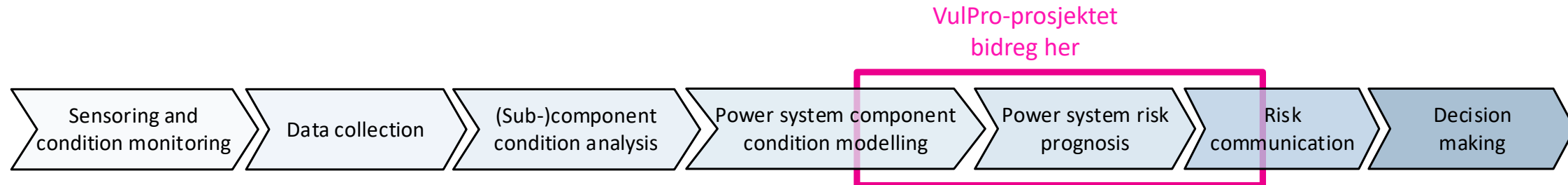




SINTEF

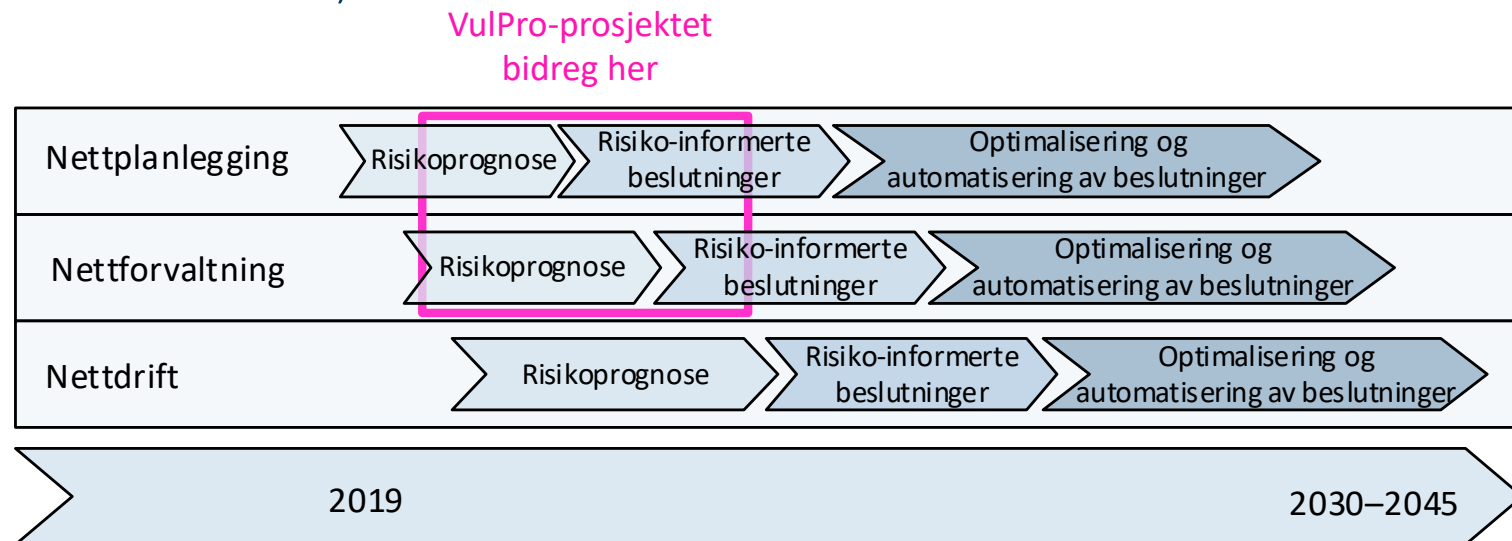
Vidare arbeid

- Andre forslag (utover VulPro-prosjektet)
 - Kva kan brukast på lågare nettnivå (regionalt distribusjonsnett)?
 - Optimalisering av beslutningar ved bruk av risikoprognosar(?)



Vidare arbeid

- Andre forslag (utover VulPro-prosjektet)
 - Kva kan brukast på lågare nettnivå (regionalt distribusjonsnett)?
 - Optimalisering av beslutningar ved bruk av risikoprognosar(?)
 - Bruk av risikoprognosar i risiko-basert nettdrift(?) (f.eks. dynamiske lastgrenser for transformatorar?)

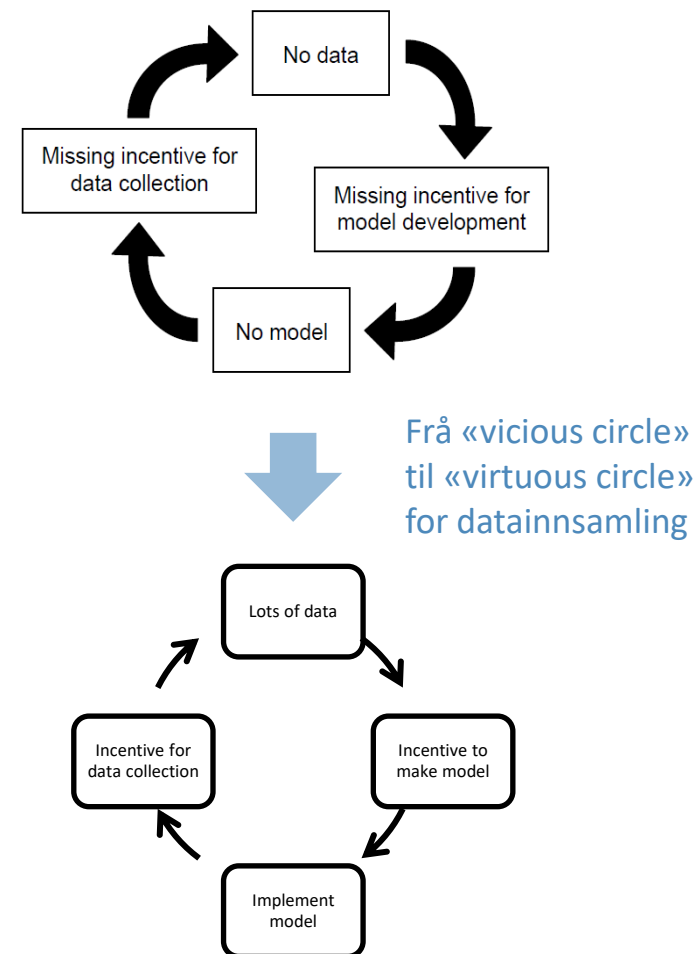




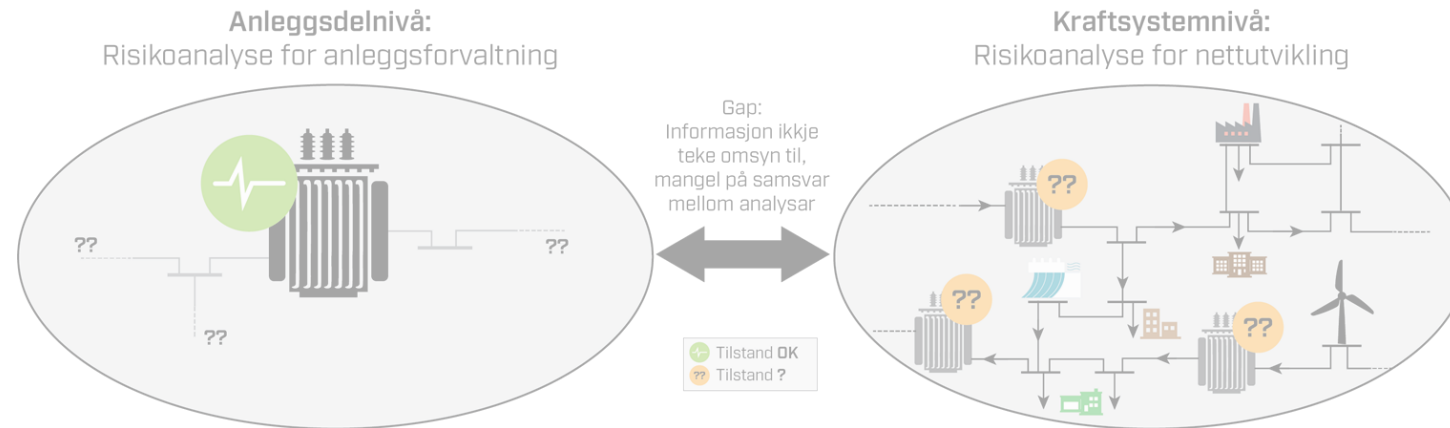
SINTEF

Vidare arbeid

- Andre forslag (utover VulPro-prosjektet)
 - Kva kan brukast på lågare nettnivå (regionalt distribusjonsnett)?
 - Optimalisering av beslutningar ved bruk av risikoprognosar(?)
 - Bruk av risikoprognosar i risiko-basert nettdrift(?) (f.eks. dynamiske lastgrenser for transformatorar?)
 - Vise verdien av data og kvar det er mest nytte å samle data (f.eks. installere sensorar/tilstandsovervaking på komponentar)



Spørsmål?



Iver Bakken Sperstad, iver.bakken.sperstad@sintef.no



SINTEF

Teknologi for et bedre samfunn

Iver Bakken Sperstad, iver.bakken.sperstad@sintef.no