

Barrierestyring – Eksemplifisert ved instrumentere sikkerhetssystemer



Solfrid Håbrekke, SINTEF Teknologi og samfunn, avd. Sikkerhet

solfrid.habrekke@sintef.no

Innhold

- Hva sier **regelverket**?
- Instrumenterte sikkerhetssystemer (**SIS**)
- Barrierestyling av SIS – **Bare i design?**
- **Operasjonelle driftsgjennomganger** – Eksempler og resultater
- **PDS Tool** for oppfølging av SIS i drift

Hva sier regelverket om barrierestyling?

Styringsforskriften (Petroleumstilsynet)

Det skal etableres **barrierer** som

- a) reduserer sannsynligheten for feil og ulykker
- b) begrenser mulige skader og ulemper.

Det skal være kjent **hvilke barrierer** som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke **krav til ytelse** som er satt for at hver enkelt barriere skal være effektiv. **Status på barrierene til enhver tid være kjent.**

Hva sier regelverket om oppfølging og forbedring?

Styringsforskriften (Petroleumstilsynet)

Den ansvarlige skal sikre at data blir samlet inn, bearbeidet og brukt til å

- a) **Overvåke** og **kontrollere** tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold,
- b) utarbeide **måleparametere, indikatorer** og **statistikk**,
- c) utføre og følge opp **analyser** i ulike faser av virksomheten,
- d) bygge opp **generiske databaser**,
- e) sette i verk korrigerende og forebyggende **tiltak**, deriblant forbedring av systemer og utstyr.

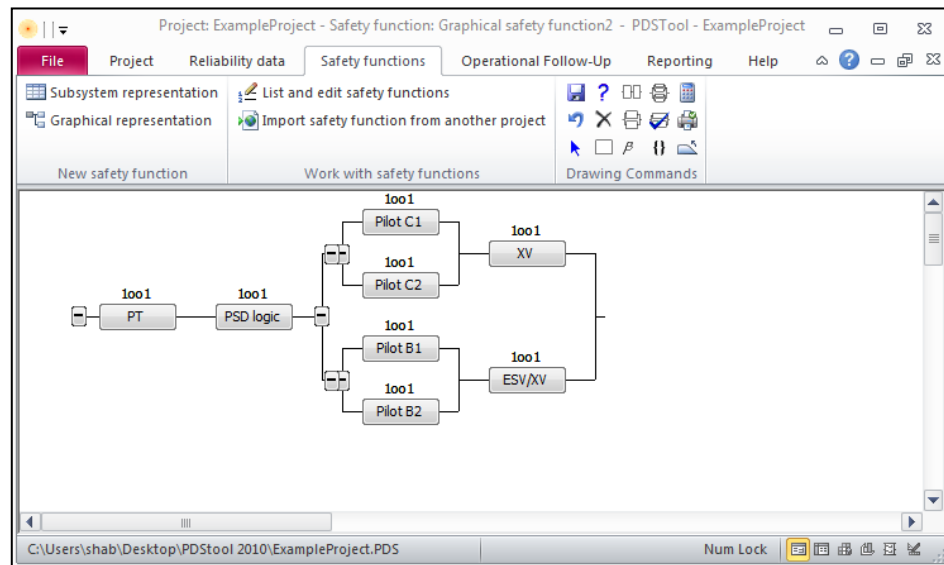
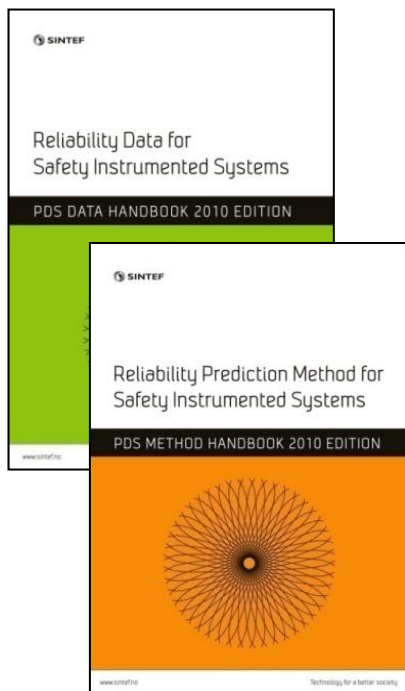
...Oppfølging skal bidra til å **identifisere** tekniske, operasjonelle eller organisatoriske **svakheter, feil og mangler**.



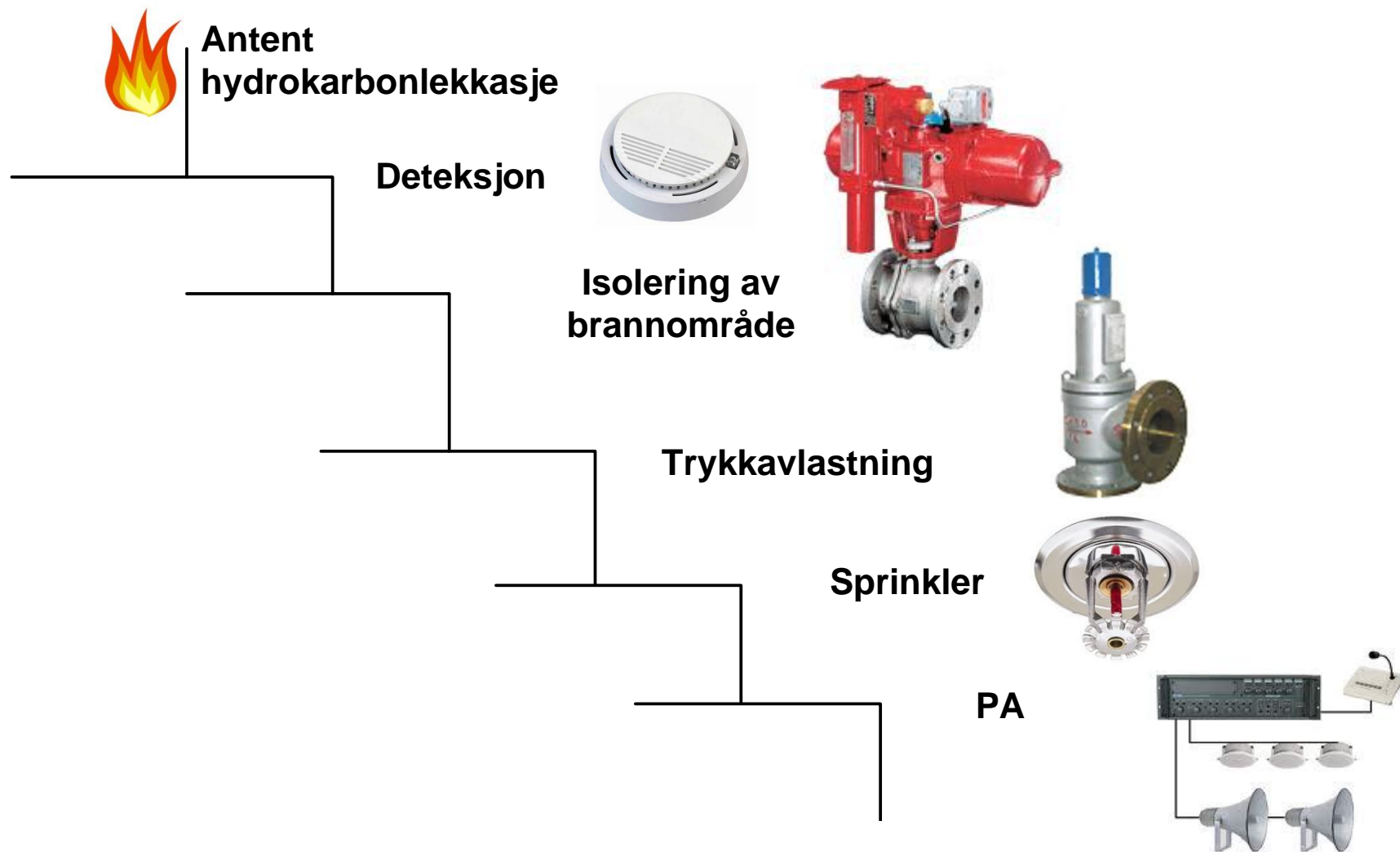
PDS – Pålitelighet av instrumenterte sikkerhetssystemer

PDS forum
PDS metoden
PDS håndbøker
PDS rapporter
PDS Tool

www.sintef.no/pds

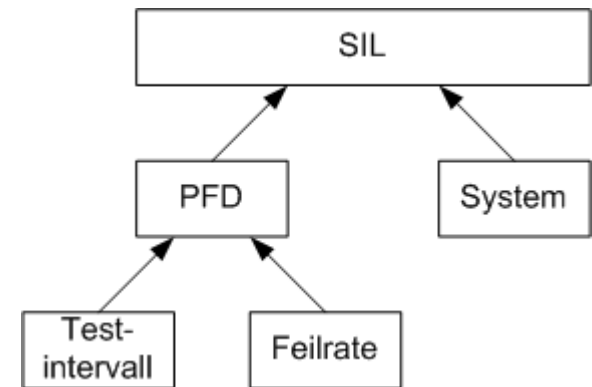


Eksempel: Barrierer ved antent hydrokarbonlekkasje



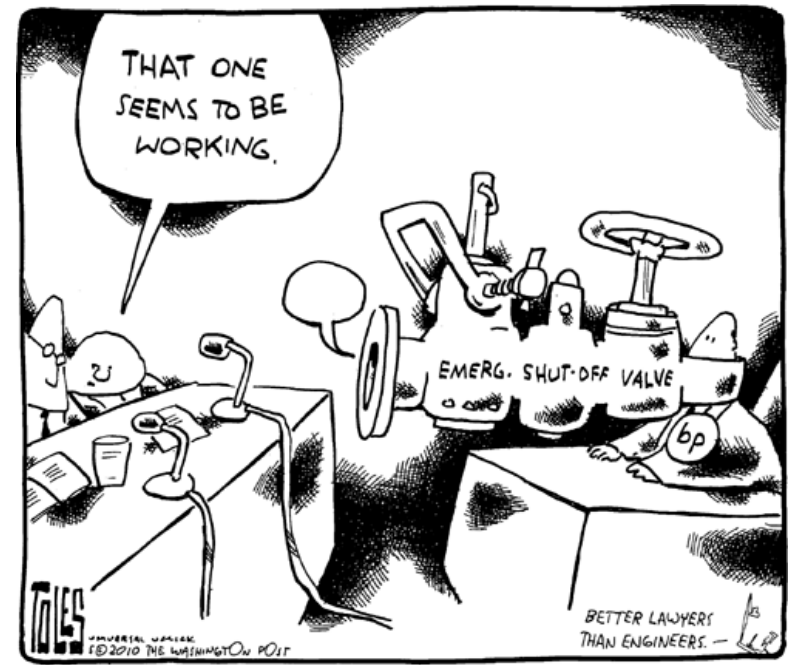
Barrirestyring av SIS – Bare i design?

- SRS (Safety Requirement Specification):
 - Beskriver sikkerhetsfunksjonene og **systemkonfigurasjon**
 - Gir krav til sikkerhetsnivå
 - **SIL (Safety Integrity Level)** og **PDF (Probability of Failure on demand)**
 - Gir krav til **testintervall** – Ofte basert på en generisk **feilrate**
- SAR (Safety Analysis Report):
 - Viser at kravene for funksjonene er oppfylt
- SRS og SAR må følges opp i drift
 - Testintervall
 - Feilrate



Operasjonell driftsgjennomgang

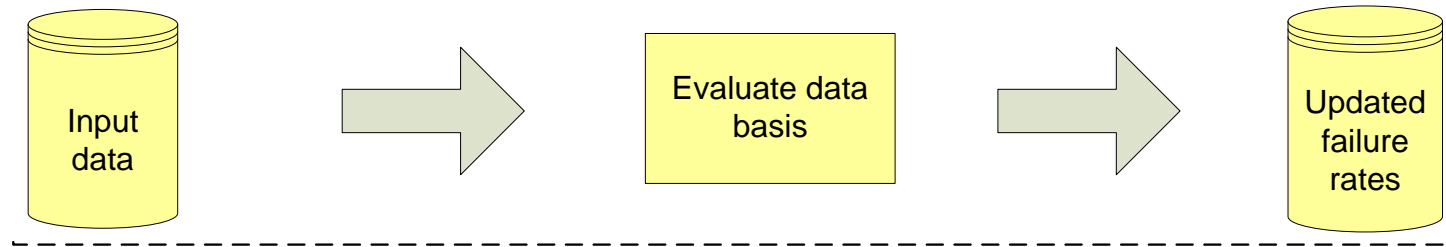
- Alle sikkerhetsfunksjoner med SIL krav skal følges opp. Et anlegg består ofte av flere hundre ulike looper / sikkerhetsfunksjoner. Har man kontroll med hver enkelt utstysgruppe kan man anta å ha kontroll med totalen.
- Verifisere antagelser fra design i driftsfasen
 - Feilrater
 - Testintervaller
 - ...
- Forbedre detaljert feilrapportering og klassifisering av feil
- Anbefalt gjennomført årlig



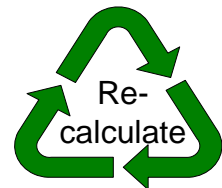
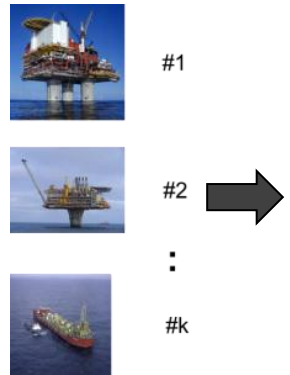
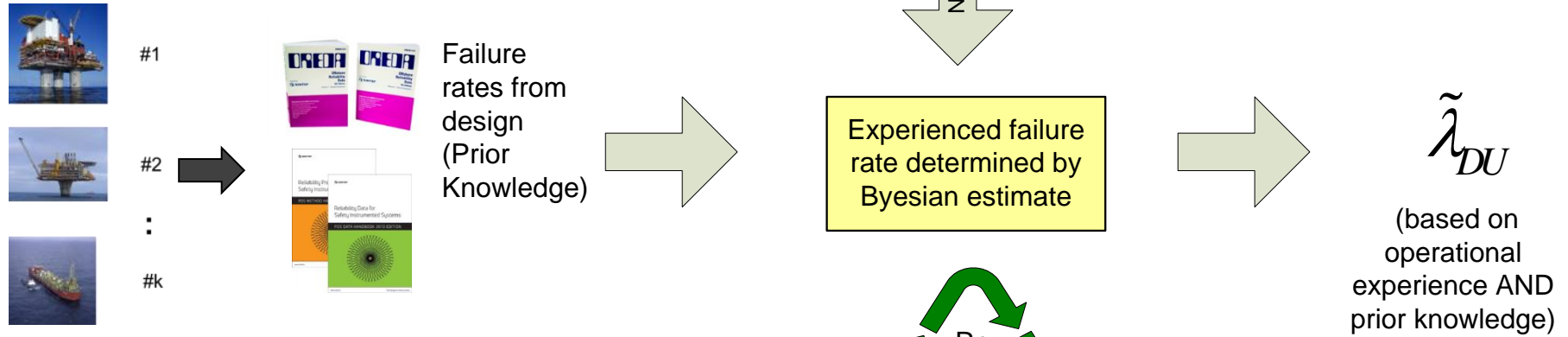
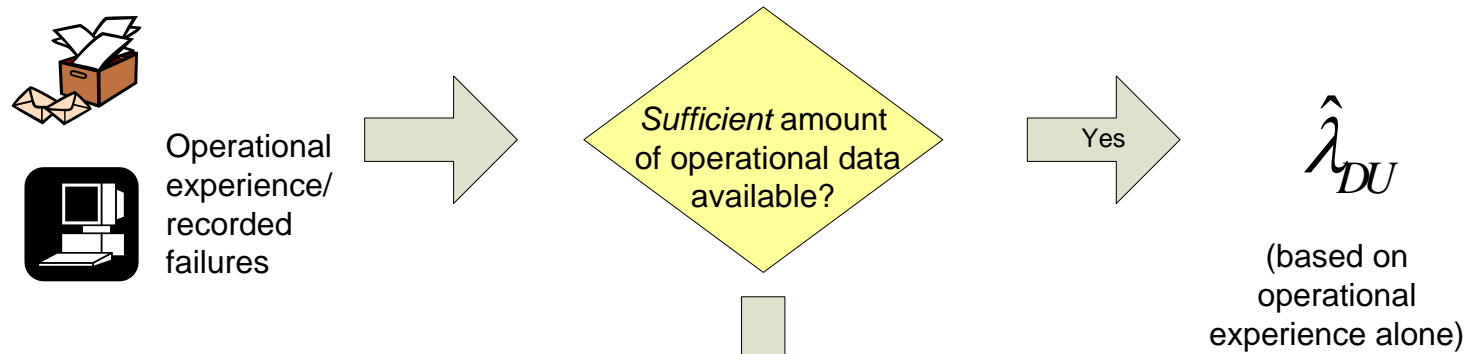
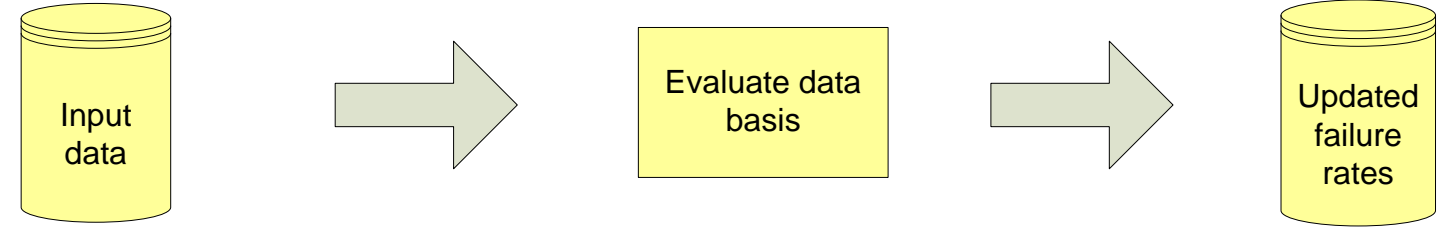
Databehov ved operasjonell driftsgjennomgang

- **Dangerous (D)** eller **Safe (S)**?
- Hvordan feilen er detektert (testing, alarm, monitorering, tilfelling, osv.) – λ_{DU} , λ_{DD} , λ_S
- Driftstid (dvs. antall komponenter innenfor hver utstyrsgruppe og når de har vært i drift)
- Fellesfeil (komponenter som er "koblet" og feiler av samme rotårsak)
- Testintervall

Oppfølging av SIL i drift



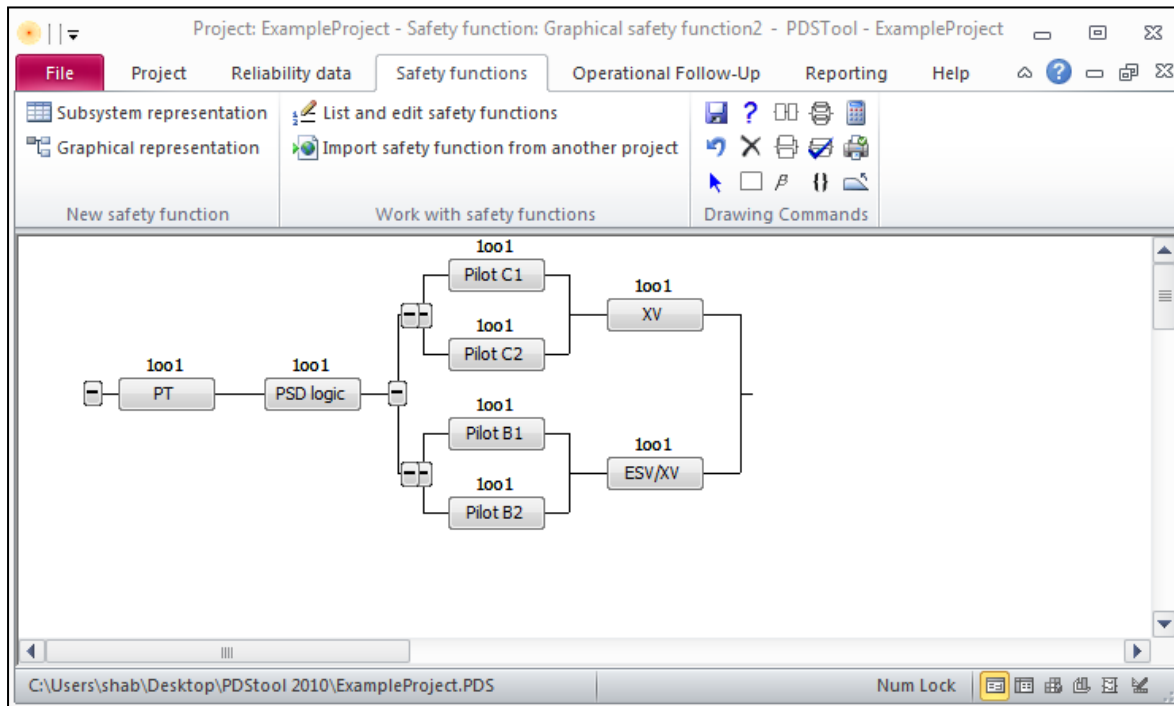
Oppfølging av SIL i drift



Eksempel

- 600 røykdetektorer: $n = 600$
- Antatt feilrate fra design: $\lambda_{DU} = 0.8 \cdot 10^{-6} / \text{time}$
- Forventet antall feil X i løpet av observasjonsperiode t : $E(X) = \lambda_{DU} \cdot t \cdot n$
- I løpet av *ett år* forventes følgende antall feil: $E(X) = 0.8 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 \cdot 600 \approx 4$ feil
- Erfarer 3 feil på 2 år. *Erfart feilrate*: $\lambda_{DU} = 3 / (600 \cdot 8760 \cdot 2) \approx 0.3 \cdot 10^{-6} / \text{time}$
- Sammenligning av erfart feilrate og antatt feilrate for å vurdere om observert ytelse er akseptabel eller ikke
- Brukes videre for vurdering av lengde på testintervall

PDS Tool



Eq. Group ID	Component name	Element type	$\lambda_{DU,0}$ (/10 ⁶ hrs)	$\lambda_{DU,CE}$ (/10 ⁶ hrs)	# of components	Initial τ (months)
BM	ESD push button	Sensor	0,40	0,80	93	12
BX	Flame detector	Sensor	0,80	1,60	580	12
FZT	Flow transmitter	Sensor	0,60	1,20	19	12
AX	Gas detector IR line	Sensor	0,70	1,40	285	12
AX	Gas detector IR point	Sensor	0,60	1,20	213	12
	Gas detector, catalytic	Sensor	1,80	3,60		12
	H2S detector	Sensor	0,50	1,00		12
	Heat detector	Sensor	0,60	1,20		12
LZT	Level (displace) transmitter	Sensor	0,60	1,20	96	12
	Pressure switch, conventional	Sensor	2,00	4,00		12
PT	Pressure transmitter	Sensor	0,30	0,60	136	12
	Proximity switch, inductive	Sensor	3,00	6,00		12
BO	Smoke detector	Sensor	0,70	1,40	807	12
TT	Temperature transmitter	Sensor	0,30	0,60	95	12
	Hardwired safety system - digital output	Logic	0,03	0,06		12
	Hardwired safety system - input	Logic	0,04	0,08		12
	Hardwired safety system - logic	Logic	0,03	0,06		12
	Industrial PLC - analog input	Logic	0,70	1,40		12
	Industrial PLC - CPU	Logic	3,50	7,00		12
	Industrial PLC - digital output	Logic	0,70	1,40		12
	Programmable safety system - analog ir	Logic	0,16	0,32		12
	Programmable safety system - CPU	Logic	0,48	0,96		12
	Programmable safety system - digital ou	Logic	0,16	0,32		12
	Blowdown valve incl. actuator (ex. pilot	Final	2,10	4,20		12
	Circuit breaker (large)	Final	0,30	0,60		12
	Control valve (frequently operated)	Final	2,20	4,40		12
	Control valve (shutdown service only)	Final	3,50	7,00		12
	Deluge valve (complete)	Final	3,00	6,00		12

Record: 14 of 36 Unfiltered Search

Observation periods

Choose Equipment Group: AX Equipment Group name: Gas detector IR point / Gas detector IR line

Observation period no	Observation period length [months]	Number of DU failures	# of components	Remarks/specification of observation period
1	12	5	498	2008
2	12	7	498	2009

Add new observation period

Record: 2 of 2 Filtered Search

PDS Tool - Updated Failure Rates

Sensor

ESD push button

Initial failure rate	Period no	Period length [months]	# components	# failures	Acc. time in service [hrs]	Updated failure rate	Remarks
4,00E-07							
	1	12	93	0	814680	3,02E-07	2008
	2	12	93	1	1629360	4,84E-07	2009

Flame detector

Initial failure rate	Period no	Period length [months]	# components	# failures	Acc. time in service [hrs]	Updated failure rate	Remarks
8,00E-07							
	1	12	580	4	5080800	7,90E-07	2008

Gas detector IR point / Gas detector IR line

Initial failure rate	Period no	Period length [months]	# components	# failures	Acc. time in service [hrs]	Updated failure rate	Remarks
6,57E-07							
	1	12	498	5	4362480	1,02E-06	2008
	2	12	498	7	8724960	1,27E-06	2009

5. juli 2011

Page 1 of 1

Noen resultater fra driftsgjennomganger

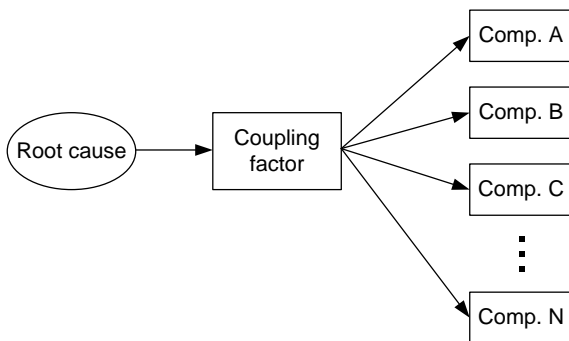
- Nyttig for operatøren og vedlikeholdspersonell å få "totaloversikt"
- Økende kvalitet på notifikasjoner og bedre rutiner for feilrapportering
- Testintervall har kunnet blitt justert for mange utstyrsgupper

Forbedringsområder for økt barrierestyring:

- Endå bedre kvalitet på notifikasjoner
- Økt fokus på å identifisere årsaker (skifter komponenter når de feiler)
 - Unngå repeterende feil
 - Fellesfeil oppdages tidligere
 - Rotårsaksanalyse
- Tilbakemeldinger mellom operatør og leverandør

Fellesfeil

- Failures of different items, resulting from a single event, where these failures are not consequences of each other (ISO/DTR 12489)
- Feilene opptrer innenfor korteret tidsintervall (f.eks. et testintervall)
- Som en del av PDS forskningsprosjekt har driftsgjennomgangene ekstra fokus på fellesfeil og identifisering av:
 - Årsak (**rotårsak**) til fellesfeil
 - Eventuelle **koblingsmekanismer** mellom komponenter



Eksempler på fellesfeil

- Linjedetektorer som ikke detekterer pga snø i siktelinje
- Feil plassering av detektorer
- Kallibreringsfeil av transmittere (feil nivå eller feil medium)
- Feil designvalg; f.eks. komponenter som ikke er tilpasset bruk, medium (korroderer) eller vedlikehold
- Software-feil; f.eks. tag som ligger inne med feil lokasjon
- Ventiler som ikke stenger på grunn av at de står i et forurenset eller rustutsatt område
- Vedlikeholdsrutiner som ikke sjekker hele funksjonaliteten til komponentene

Takk for oppmerksomheten!

www.sintef.no/sipaa

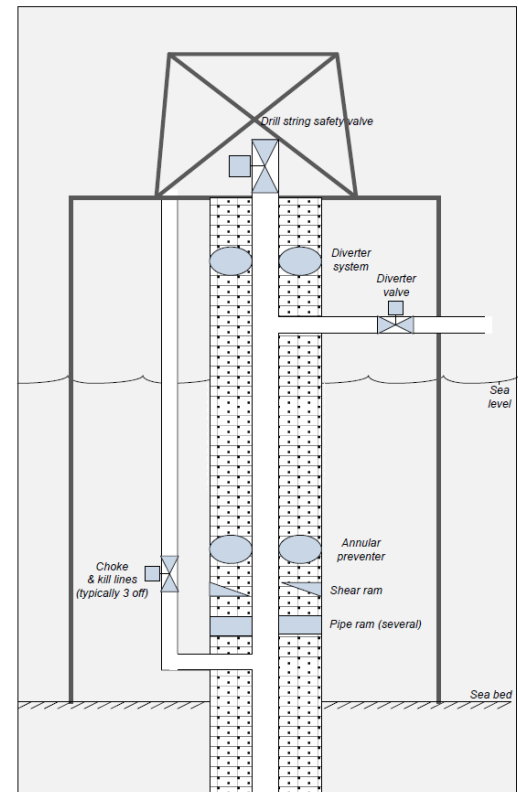
solfrid.habrekke@sintef.no

Metodisk tilnærming for å finne barriereindikatorer

- Velg **initierende hendelser** som kan føre til miljøutslipp
 - Blowout under boring (lete- og produksjonsboring)
- Identifiser relevante **barrierefunksjoner** for initierende hendelse
 - 6 ulike barrierefunksjoner
- Etabler **hendelsetre** basert på initierende hendelse
 - Hendelsetre for blowout under boring med de 6 barrierefunksjonene
- **Analyser barrierefunksjoner** – relativ viktighet basert på analyse av hendelsetreet
- Input fra andre studier
- Identifiser og etabler **indikatorer** for de viktigste barrierene

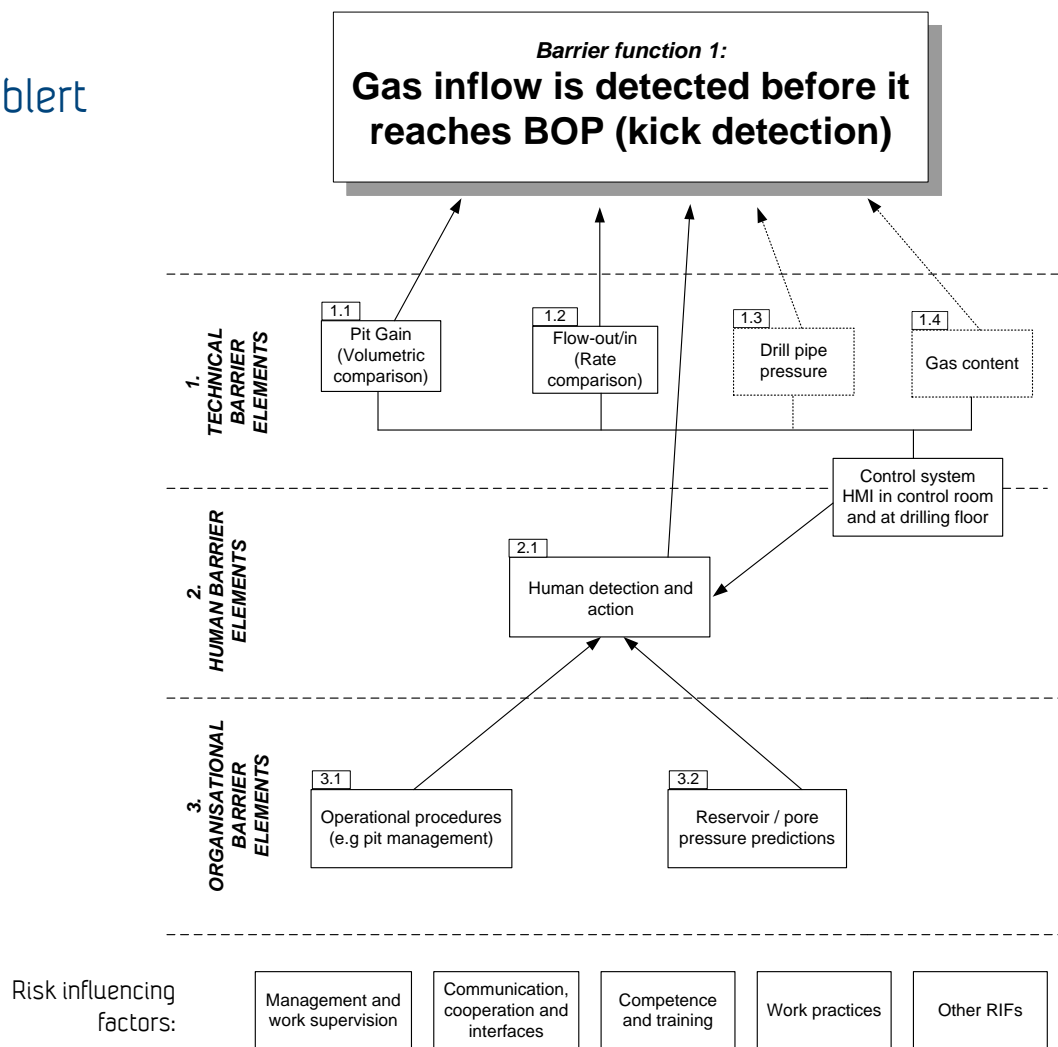
Initierende hendelse og barrierefunksjoner

- **Initierende hendelse:** Brønnsparke (kick) i forbindelse med produksjonsboring
- **Barrierefunksjoner** for å unngå at brønnsparke utvikler seg til en utblåsning:
 1. Kick detection
 2. Closure of BOP annulus preventer(s)
 3. Circulation of heavier mud to kill well
 4. Closure of Drill string safety valve
 5. BOP shear ram cuts and seals hole
 6. Diverter system directs flow away from installation

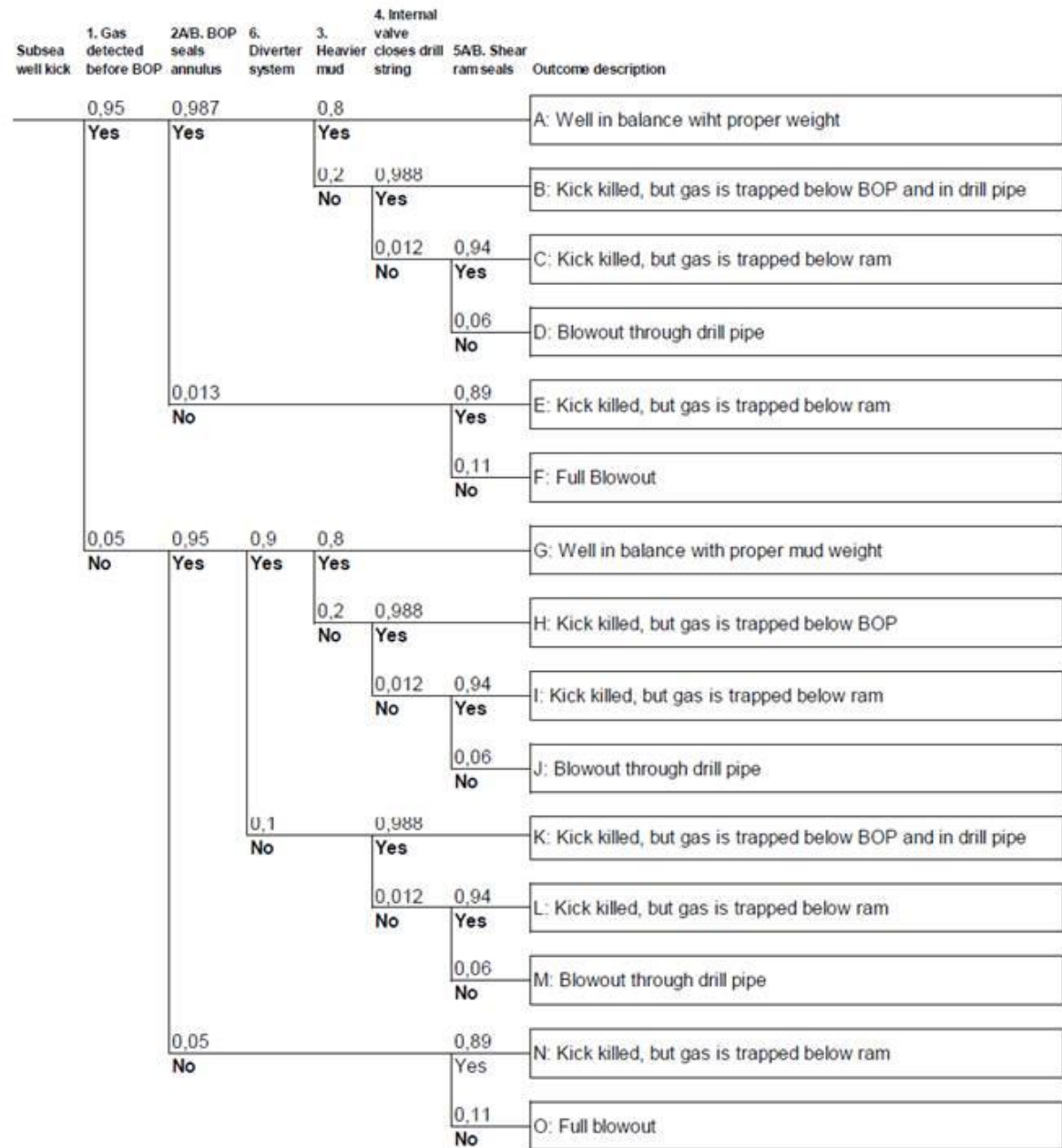


Beskrivelse av identifiserte barrierefunksjoner

- Barriereelement-diagrammer etablert for de 6 barrierefunksjonene
- Utgangspunkt for kvantitative beregninger og for å identifisere indikatorer

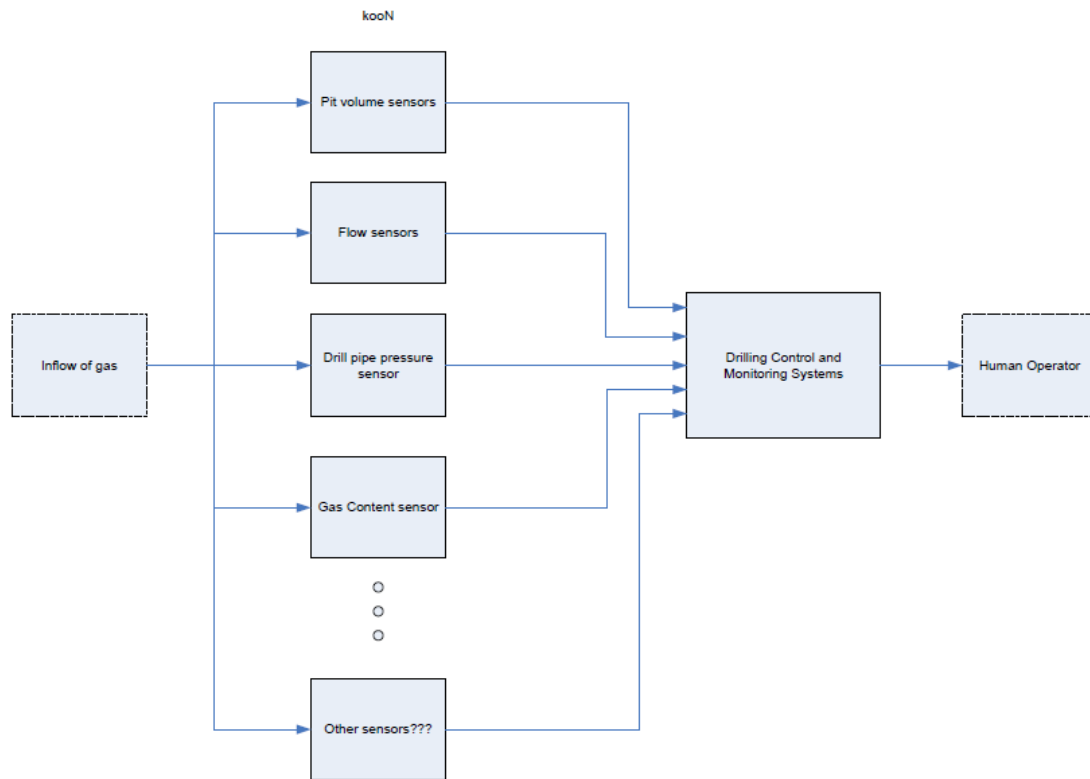


Etablering av hendelsestre



Analyse av barrierefunksjoner

- Grove PFD estimat for barrierefunksjonene basert på pålitelighetsblokkdiagram
- Manglende data for barriereelement - en betydelig utfordring



PFD

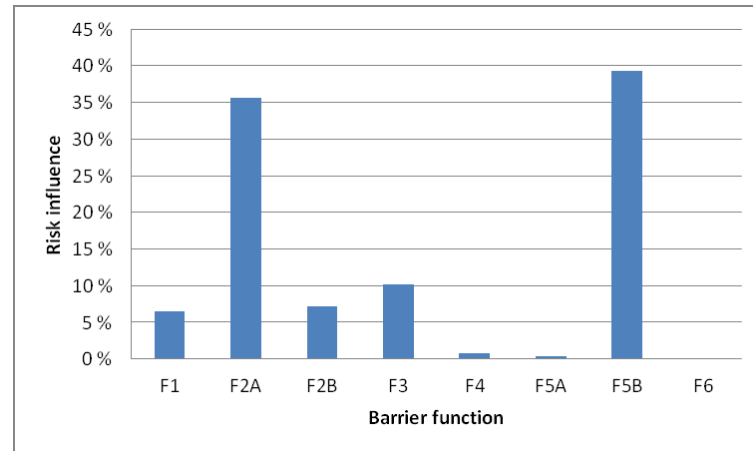
Probability of Failure on Demand

Input fra SINTEF studie av brønnkontrollhendelser for perioden 2003-2010 på norsk sokkel (for RNNP)

- **22 %** skyldtes **teknisk svikt og/eller svakheter i primærbarrieren/slamsøyla**, for eksempel "for lav eller utilstrekkelig slamvekt"
- **19%** skyldtes **uforutsette geologiske forhold i reservoaret**, for eksempel "høyere poretrykk enn predikert" eller "uforutsett gass i formasjonen"
- **13%** av de direkte årsakene forklares med **mangelfull eller teknisk svikt i systemer for deteksjon av brønnspar**. Typiske eksempler: "manglende alarm/sensor", "dårlig plassering av sensor" eller "utilstrekkelig synkronisering mellom systemer"

Relativ viktighet av barriererfunksjoner

- Basert på sensitivitetsanalyser og input fra andre studier
- Konklusjon: De viktigste barrierene for å hindre at et brønnspark utvikler seg til en utblåsning:
 - BOP
 - Mud circulation system
 - Kick detection system



Indikatorer

- Utarbeidet liste med forslag til indikatorer
- Videre arbeid med oppfølging av indikatorer og behov for datainnsamling er nødvendig

Indicators for "early kick detection" function (barrier function 1)	Unit
Time since last test / calibration of kick detection sensors (e.g. level sensors in pit tank and flow rate sensors)	Months
Average number of active mud pits/tanks since drilling start-up	Number
Fraction of spurious alarms (to the total number of alarms)	%
Number of formal verification meetings between mud logger and driller (to number of drilling days)	Ratio
Indicators for "BOP annular preventer seals" function (barrier function 2)	
Fraction of failed functional tests (both closure tests and pressure tests) to the total number of tests	%
Fraction of repeated failures revealed during testing and maintenance (to the total number of revealed failures)	%
Number of stripping operations during lifetime of BOP	Number
Indicators for "heavy mud to kill well" function (barrier function 3)	
Time since last functional test of essential choke and kill line assemblies	Months
Average amount of spare mud available throughout the operation	m ³
Average number or fraction of mud and cement pumps out of service throughout the operation	Number or %
Indicators for "shear ram cuts and seals" function (barrier function 5)	
Fraction of failed functional tests of shear ram (both closure tests and pressure tests) to the total number of tests	%
Fraction of repeated failures revealed during testing and maintenance (to the total number of repeated failures)	%
Service life of shear ram – time since last cutting verification	Months
General indicators	
Number of deviations from original "detailed drilling program" handled onshore (e.g. during last three months)	Number
Number of deviations from original "detailed drilling program" handled offshore (e.g. during last three months)	Number