

Generators asset management tool using Bayesian network

O. VACHERON, KL. ZAPPELLINI, S. STELLA, PJ. FERRASSE
EDF
France

SUMMARY

The French fleet of hydroelectric generators is large and heterogeneous. The part of this fleet concerned by this paper is about 1100 generators which power varies from 0.1 to 275 MVA. For several years, a methodology of risk management has been developed in order to optimise the maintenance strategy. The evaluation of the risk is done by the occurrence of the failure multiplied by its impact on power generation costs.

In this paper, we describe two methods used in our company to define occurrence of failure.

The first method called "classical method" is studied component by component (stator core, stator winding...). For each main component, visible symptoms from machine inspection like cracks on the frame or measurements like dielectric tests are taken into account to define the short term, medium term, or long term failure occurrence. Generator failure occurrence is supposed to be the minus of these occurrences. The problem of that method is that too many generators were identified in the same categories which is not enough to prioritize the renovations.

The second method called "diagnosis method" uses visible symptoms and measurement results in order to assess a failure mode occurrence. It needs to know the causal relationship between initial causes, influencing factors and degraded states observed by their symptoms. A Bayesian network is used for modelling this causal relationship. The model has been developed from the experience of the authors and is supposed to be representative of the degradation process observed on our 1100 generators over the last 50 years.

The Bayesian network evaluates for each failure mode a probabilistic occurrence based on the quantitative relationship inside the model. Applied to a generators fleet, it makes possible to quantify general condition of the machines in a great reproducible way.

KEYWORDS

Generators, asset management, condition assessment, Bayesian network, failure mode

CLASSICAL METHOD FOR ASSET MANAGEMENT

The aim of this method is to give an appreciation of failure risk of the machine based on several symptoms easy to obtain by operators of the hydro power plant.

Several questions on each component have to be answered as shown in the example below :

Main component	Sub component.	Questions	Answers
Stator (failure occurrence: ST)	frame (occ.: VLT)	Cracks on stator frame	No
		Corrosion powder on frame	No
	Magnetic core (occ.: ST)	Corrosion powder in core	No
		Core plates displacements	Yes
		Core compression fingers migration	Yes
		Stator noise or vibration	Yes
		Overheating marks on core	Yes
		Stator insulation resistance	Good
	windings (occ.: VLT)	Polarisation index	Good
		pollution	No
		End winding wedging loosening	No
		Overheating marks	No
		Displacement of stator wedging	No
		corrosion powder	No
		Rotor (failure occurrence : ST)	rim (occ.: VLT)
Corrosion powder on rim	No		
Pole (occ.: ST)	Interpolar connection resistance		Good
	Cracks on rotor connections		No
	Overheating marks on rotor		No
	Rotor insulation resistance		Bad
	Coil insulation condition (measurement)		Bad
	Insulation damage between coils		No
	(Noise or vibration) with overheating of generator bearings		Yes
rings (occ.: VLT)	Rim weaks over 80%		No
Refrigerant (failure occ.: MT)	Air refrigerant	Occurrence of two or more overheating alarms during the last 10 years	Yes
		Water leak	Yes

For this generator, several problems on stator magnetic core make a short term evaluation of failure risk of the stator whereas stator winding condition seems to be correct. Moreover, measurement on rotor windings and visual symptoms give a short term evaluation of failure risk. In fact, failure risk of the whole generator is the highest risk on these seven sub components :

- Stator frame
- Stator magnetic core
- Stator windings
- Rotor rim
- Rotor poles
- Rotor rings
- Refrigerants

Calculation of failure risk is performed by application of several and quiet simple logical laws similar to a combination of the binary observable symptoms (yes or no).

Classification of occurrence is defined as below and summarize in figure 1:

- A short term failure occurrence means that the event should appear before 3 years
- A medium term occurrence means that the event should appear within 3 to 8 years
- A long term occurrence means that the event should appear within 8 to 15 years
- A very long term occurrence means that the event should not appear before 15 years

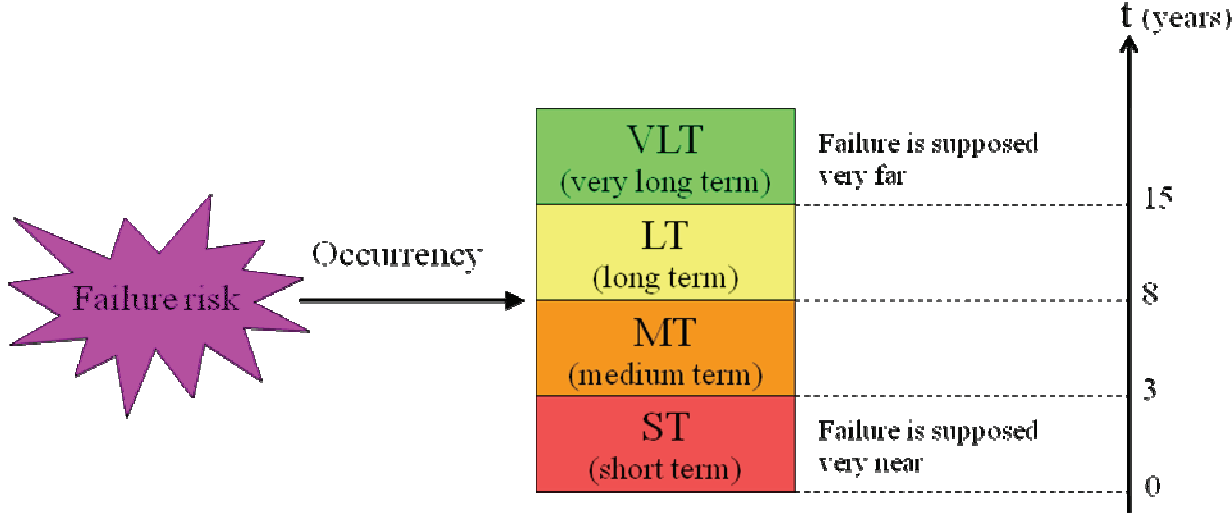


Figure 1 : Temporal definition of failure risk occurrence

Since 2007, the whole fleet of hydro-generators has been evaluated according to this method.

The problem is that to many generators were identified in the same categories which is not satisfactory to prioritize the renovations.

The second drawback is the direct association of the symptoms with the occurrence. Indeed, the same failure of a sub component can be the consequence of different degradation modes and according to the degradation mode, that failure can have different consequences as concerns the time to repair or the cost of maintenance.

This method can't distinguish between two degradation modes that lead to the same failure.

PRINCIPLE OF “DIAGNOSTIC METHOD” FOR GENERATORS ASSET MANAGEMENT

The aim of this method is to perform a best evaluation of failure risk taking into account the real degradation mode suspected by the expert operator who have inspected the generator.

More visual symptoms are necessary and quantification of them is required if possible. As well, results of measurements should be used numerically or classified in a way considering their absolute value.

Moreover, the diagnostic method should integrate causality relationship between symptoms and as the result of them kinetics of degradation modes. A Bayesian network has been used to modelize the degradation modes of generators.

Bayesian Networks (BN) are graphical models that are more and more used in the risk management field. We do not describe theory of BN in the present paper as it yet had been well described in [1]. In our case, a BN has been used to represent the different possible failure modes of hydroelectric generators so that we can compare the risk of all the machines taking the specificities of each generator into account.

Generator failure mode and effects analysis (FMEA)

The first step was a FMEA carried out by a group of experts. We were studying all the main failure modes with their causes, influencing factors, symptoms and consequences. As the failure modes are interdependent, a branching diagram was required to show the relationships between them.

8 main failure modes of generators have been identified and used to build the Bayesian network:

- Stator ground fault in slot portion
- Stator ground fault outside the core
- Opening of the stator circuit
- Rotor ground fault
- Vibration
- Loss of synchronism
- Contact between stator and rotor
- Bearing heating

For each failure mode of generator, the degradation of subcomponent that can lead to those final failures have been described too. For instance, the degradation before the stator ground fault can be stator core loosening, interlaminar failures, foreign object damage, wedge looseness, overheating of the stator...

The next step was the Bayesian network building from the FMEA and branching diagram.

Graphical degradation models

First, the degradation models were created describing the failure of generators and subcomponent. Fig. 2 shows a part of the structure of the degradation model for the stator ground fault outside the slots and in the end-windings.

The node in red represents the failures and the blue ones describe the degradation state of the subcomponents.

A stator insulation fault outside the core can come from physical damage of the main insulation or conductive contamination. Insulation damage means cracks, wear or foreign object damage (FOD) in the end-windings. The insulation or coating wear is caused by surface partial discharges (PD) or by the loosening of end-winding wedging... In that way, the generator degradation model can be built.

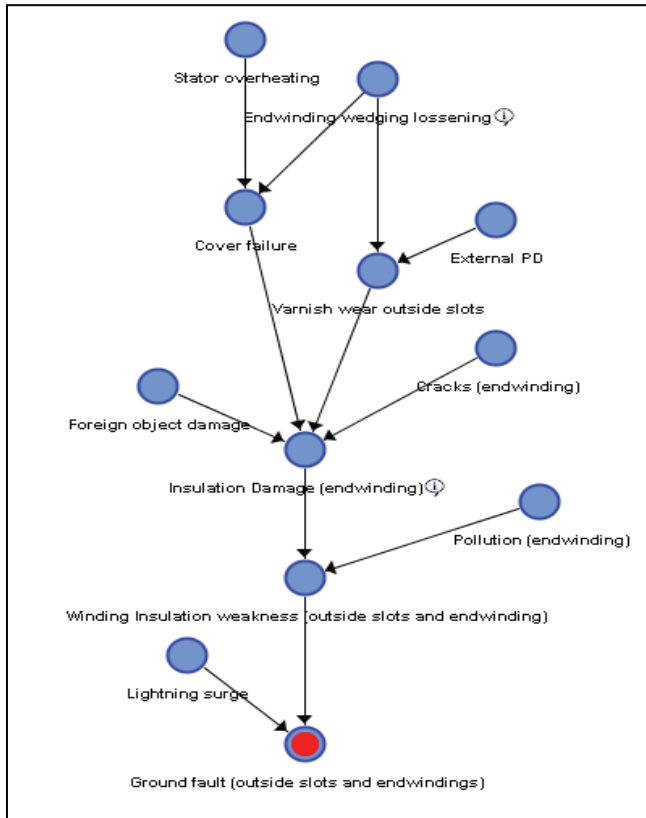


Figure 2 : Degradation model of the stator insulation fault outside the core

1) Initial causes

The construction of this model is completed by the description of the initial causes. They often are external causes: operation modes, build or assembly errors, failure of an external equipment...

For instance, there can be cracks in the winding insulation because of a wrong assembly or because of many start-stop operations that have made thermal cycles.

Surface PD at the core exit can come from improper application of the grading voltage coating or from the migration of core-compression fingers (from the degradation model of core looseness), and so on.

The initial causes are represented by orange nodes in Fig. 3.

2) Influencing factors

As the model must represent all the generators of the fleet, influencing factors like technology have to be taken into account.

For instance, if the insulation is discontinuous, the effect of conductive contamination is higher on leakage current.

The technology characteristics are represented by green nodes in figure 3.

3) Indicators of degradation

To do a diagnosis, the most important point is to check the degradation indicators. There are three kinds of indicators: symptoms from visual inspection, measurements and protection.

Visual inspection symptoms can be impact marks on insulation as a sign of FOD, contamination that is both a degradation state and a visible indicator, white powder for surface PD...

Measurements can be leakage measurement or PD test.

The final symptoms are the protection trip like stator ground fault protection.

Symptoms are represented by yellow nodes in Fig. 3.

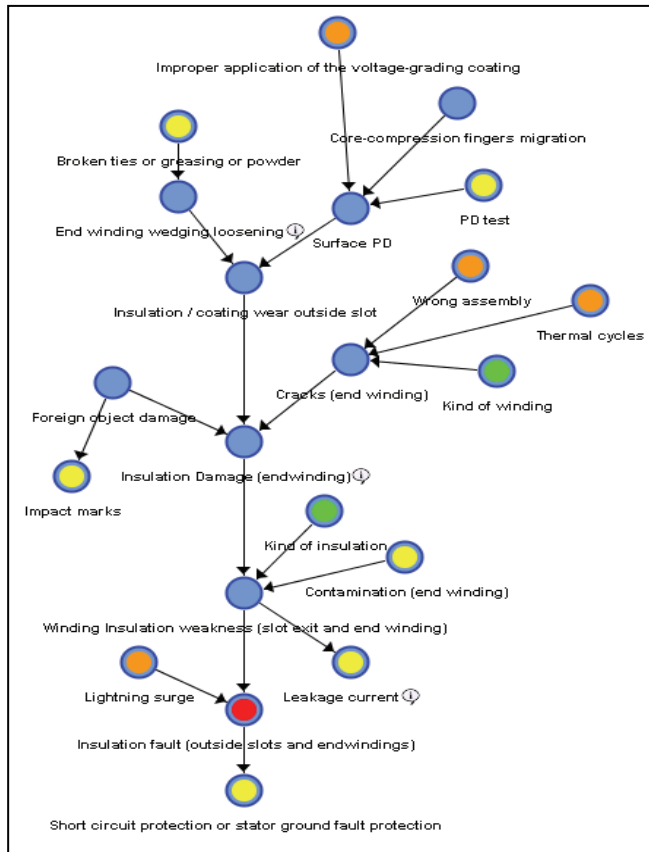


Figure 3 : Degradation model of the stator insulation fault outside the core with the initial causes, influencing factors and symptoms nodes

4) Assembly of all degradation models

Then, when each degradation model are built, the construction of the entire model must end with the links between them in order to make the interaction between the different degradation explicit. For instance, the insulation fault in end-winding is connected to rotor degradation. Indeed, FOD can come from a rotor connection break.

In this step, the architecture of the model is finished. Then, the quantitative part must be done.

Dependencies relationships between state variables

Modalities

For each node, modalities must be defined. The number of modalities depends on what is used in expert reports. For example, the insulation resistance is characterized by three levels. These modalities must be shared by all the experts.

Dependencies relationships

In Bayesian network, the dependencies relationship can be defined by equations or by probability tables between nodes that are connected. In our model, we used only probability tables.

As we didn't have any statistical database that took the whole fleet with all the influencing factors into account, the probability table are based on the experience of the experts who were interviewed.

An example of probability table is given below :

		Insulation / coating wear	
Surface PD	End winding wedging degradation	<i>FALSE</i>	<i>TRUE</i>
<i>FALSE</i>	<i>Low</i>	99	1
<i>FALSE</i>	<i>Mean</i>	90	10
<i>FALSE</i>	<i>High</i>	50	50
<i>TRUE</i>	<i>Low</i>	30	70
<i>TRUE</i>	<i>Mean</i>	20	80
<i>TRUE</i>	<i>High</i>	0	100

For all the nodes, except the failure nodes (in red), the probability tables were built in that way : what is the probability to be in a state knowing the values of all the connected nodes?
 For the failure nodes, the probability tables represent a very short term prognostic: what is the probability of the failure to happen in the year, knowing the value of the connected nodes?
 For instance, what is the probability for the machine to have an insulation fault in the year knowing that the winding insulation weakness is high?

Using the bayesian network to make a prognosis

The modality values of all the nodes, except the degradation or failure nodes, must be input when it is possible.

All the input are listed in a framework of control points aimed at the experts who do advanced inspection of generators.

There are about 90 inputs required. A third of them concerned the operation modes, historical events, environment conditions, technology characteristics or historical design or assembly errors. These data are always known and can be found in power plant technical documentation. They change rarely between two visits and they generally can be entered before the inspection. These inputs are determinist variables, in other words, for one machine, only one modality is possible. For instance, a machine is either vertical or horizontal, the insulation system is thermoplastic or thermosetting.

Below is the list of general inputs with explanation of their modalities :

Exploitation / Maintenance / Historique de la machine		
Mode d'exploitation		Fil de l'eau / Eclusé / Lac / STEP
Protections contre les surtensions atmosphériques	VRAI si présence de parafoudre au plus près du transformateur	FAUX / VRAI
Zones à fort niveau kéraunique	dans l'attente d'informations plus précises par centrales, mentionner "Vrai" pour les usines des GEH suivants : Var Roya et Loire Ardèche et "Faux" pour les autres.	FAUX / VRAI
Efforts électrodynamiques anormaux	Événement de type faux couplage, démarrage asynchrone accidentel. On peut le considérer comme vrai si au moins un de ces événements a été vécu par la machine au moment du diagnostic.	FAUX / VRAI / Inconnu
Surcharge (Puissance active)	La surcharge est à considérer de manière chronique sur la vie antérieure de la machine et non pas comme un événement ponctuel. Elle pourra être validée par exemple dans les cas suivants : puissance turbine supérieure en valeur à la puissance apparente de l'alternateur	FAUX / VRAI / Inconnu
Surcharge réactif	Régulière : Sollicitations répétées en fourniture de réactif ou en absorption de réactif	Ponctuelle / Régulière / Inconnu
Marche asynchrone accidentelle historique	VRAI si au moins une marche asynchrone accidentelle dans l'historique de la machine (hors démarrages asynchrones comptés dans les efforts EM)	FAUX / VRAI / Inconnu
Oscillation pendulaire	Les oscillations pendulaires peuvent entraîner des échauffements au niveau des parties massives des pôles. VRAI si mentionné dans l'historique une marche perturbée en réseau isolé.	FAUX / VRAI / Inconnu
Eau ou excès d'humidité	Léger : humidité normalement présente dans une centrale (70 à 80 % Hr). Moyen : machine ayant subi une ou des aspersion accidentelles liées à des fuites réfrigérants. Fort : machine ayant subi une inondation usine lors d'une crue ou autre.	Léger / Moyen / Fort / Inconnu
Maintenance antérieure	Vrai si au moins une ouverture machine depuis 1 an Faux sinon.	FAUX / VRAI
Défaut de réfrigération	Défaut de réfrigération : Volets fermés, filtres d'entrée d'air encrassés, réfrigérants bouchés Pour les bulbes : Baisse pressurisation et/ou panne motoventilateur. On entend par réfrigérant bouché un bouchage conséquent du circuit global de réfrigération (ou de ventilation, par ex : filtres sur gaine d'air frais) conduisant à une augmentation de la température d'air chaud alternateur d'au moins 10 °C par rapport à la normale.	FAUX / VRAI

TECHNOLOGIE - Généralités		
Axe de la machine		Vertical / horizontal
Machine entrefer faible	Un entrefer faible est défini par : - $e < 12 \text{ mm}$ - $e/R < 0,002$ avec e la taille de l'entrefer et R le rayon.	FAUX / VRAI

The other inputs concern recent external events, visual symptoms and measurements results that can be listed during the inspection. For one machine, some of them are unknown. Indeed, according to the condition of the visual inspection (e.g. rotor inside or removed), some components can be not visible. Likewise, measurements are sometime unavailable or can be too old to be reliable.

That must not prevent the model from operating. Because of the interdependencies relationship, the model can calculate the value of the unknown variables according to the values of the other symptoms. But to improve the results, for some of these inputs, we have preset values from statistical data. Those values are be used by default for the computing.

In that way, the model can be used, even all the input are not known. But the more the variables are entered, the more reliable the results will be.

STATOR		
<i>Carcasse</i>		
Présence de fissures	Hors fissures du bati (génie civil) qui n'est pas traité ici	FAUX / VRAI / Inconnu
Rupture goupille de centrage	Valable pour les goupilles verticales (poudre rouille ou desserrage ou rupture) et les goupilles horizontales (fissures, déplacement)	FAUX / VRAI / Inconnu
<i>Pollution</i>		
Pollution stator développantes (solide ou humidité)	Une pollution grasse doit au minimum être considérée comme moyenne ou forte . Une pollution sèche est généralement légère , sauf si elle est charbonnée	Absente ou légère / Moyenne / Forte
Encrassement des événements	Léger : les événements sont encrassés de 0 à 20% Moyen : les événements sont encrassés de 20 à 50% Fort : les événements sont encrassés de 50 à 100% En cas d'accessibilité difficile, évaluer le niveau en fonction de la pollution dans les développantes	Léger / Moyen / Fort
<i>Circuit magnétique</i>		
Circuit magnétique à joint		FAUX / VRAI
Nature du vernis entre tôles		Alcophos / Autre / Inconnu
Mauvais montage système d'accrochage circuit magnétique / carcasse	Exemple : - Défaut de positionnement des clavettes - Nombre insuffisant d'accrochages - Problème au niveau des soudures Ne mettre "Vrai" que si le problème est constaté	FAUX / VRAI / Inconnu
Défaut fabrication ou montage des tôles	Bavure, hétérogénéité de l'isolant...	FAUX / VRAI / Inconnu
Jeu entre le stator et les clavettes	Cette information est à obtenir à partir des plans de la machine Jeu inférieur à 2 dixièmes : léger	Faible / Important / Inconnu
Pression résiduelle	Pression résiduelle donnée par le contrôle ultra-sons par exemple : > 8 bars : bonne entre 3 et 8 bars : moyenne < 3 bars : mauvaise Pour les carcasses en fonte, la pression résiduelle doit être considérée au mieux comme moyenne	> 8 bars entre 3 et 8 bars < 3 bars Inconnu

Desserrage ou rupture tirants	VRAI s'il est constaté ne serait-ce que sur un tirant, donc pas forcément généralisé	FAUX / VRAI / Inconnu
Rupture distanceurs	Mentionner si un ou de multiples événements sont concernés par la rupture, le dessoudage ou l'affaissement d'un distanceur d'évent.	Aucune détectée / Unique / Multiple
Déplacement doigt/pavé de serrage	peut être radial ou latéral, dans ce dernier cas, préciser en répondant à la question suivante	FAUX / VRAI
S'il y a déplacement doigt/pavé, le déplacement latéral est	Localisé : 1 doigt ou pavé concerné	Absent / Localisé / Généralisé / Inconnu
Poudre rouille, cambouis au niveau des tôles	A ne pas confondre avec le cambouis d'usure de calage radial qui apparaît le long des cales. Cette poudre ou ce cambouis apparaît sur toute la largeur du paquet de tôles (dent)	Absence / Présence
Ondulation		Absente/ Légère / Forte / Inconnu
Bruit à 100Hz	Information à demander à l'exploitant	FAUX / VRAI / Inconnu
Rupture de tôle constatée		FAUX / VRAI
Présence courants de Foucault		FAUX / VRAI / Inconnu
Présence de points chauds au niveau du circuit magnétique	Mettre "Vrai" si un point chaud est avéré (par une thermo, par des traces de fusion) et s'il est supérieur à 5°C. Ne mettre "FAUX" que si une thermographie a été réalisée et n'a pas mis en évidence de point chaud Laisser "Inconnu" sinon	FAUX / VRAI / Inconnu
Bobinage statorique		
Procédé d'isolation	Les procédés d'isolation contenant les termes Asphalte, Gomme Laque, Micafolium, Compound, et le Thermalastic polyester sont thermoplastiques, les autres sont à considérer comme thermodurcissables	Thermoplastique / Thermodurcissable
Type d'isolation	Pour le mécanisme de dégradation lié à la pollution, les bobinages à spires même récents sont considérés comme faisant partie des isolations de type discontinue du fait de la reprise d'isolation au niveau de la sortie de spire.	Continue / Discontinue
Mode de transposition	Choisir Spires pour les spires, cadres, et barres Punga Choisir Roebel pour tous les autres types de barres	Spires-Punga / Roebel
Mauvais montage barres	VRAI si l'historique de la machine montre un problème. Par défaut, c'est FAUX	FAUX / VRAI / Inconnu
Répartition potentiel de surface insuffisante	Insuffisante si l'historique fait état d'un problème connu à la fabrication (par ex : mauvais recouvrement des vernis semi-conducteur et conducteur) ou d'une usure.	FAUX / VRAI / Inconnu
Index de polarisation	Utiliser la valeur mesurée de l'index la plus récente. Ne donner de valeur que si les mesures sont considérées comme fiables (conditions de mesure) et ne sont pas trop anciennes	IP > 1,5 IP ≤ 1,5
Résistance d'isolement à 10 min	Résistance à 10 min Ne donner de valeur que si les mesures sont considérées comme fiables (conditions de mesure) et ne sont pas trop anciennes	>100 Un Entre 10 et 100 Un Entre 3 et 10 Un < 3 Un

Mesure courants de fuite	Les courants de fuites sont exprimés en microA / VF	Icr < 150 150 < Icr < 1500 Icr > 1500 Inconnu
Les courants de fuites sur les 3 phases sont	Les courants de fuite à 2 Un sont considérés comme hétérogènes s'il y a une dérive de plus de 20% sur une phase	Homogènes Hétérogènes Inconnu
Présence DP internes	VRAI si le niveau de DP internes est explicitement mentionné comme étant anormal FAUX si pas mentionné.	FAUX / VRAI / Inconnu
Présence d'effluage ou de DP externes	VRAI si le niveau de DP externe est explicitement mentionné comme étant FAUX si pas mentionné.	FAUX / VRAI / Inconnu
Présence de poudre blanche (trace d'effluage)		FAUX / VRAI
Traces de choc		Aucune ou superficielle Peu profonde Cuivre apparent Inconnu
Coulure de résine / Fissures au niveau des capots	Mettre " sans objet " s'il n'y a pas de capots	FAUX / VRAI / Sans objet
Coulure d'asphalte	Sans objet si l'isolation n'est pas de type asphalte	FAUX / VRAI / Sans objet
Autopsie état interne (depuis moins de 5 ans)	Contrôle visuel : adhérence entre couches, trace de dégradation liée aux DP - Satisfaisant : Absence de vacuoles, de délamination et bonne cohésion - Dégradé : Présence de vacuoles ou mauvaise cohésion ou délamination	Satisfaisant / Dégradé / Inconnu
Autopsie de l'état de surface (depuis moins de 5 ans)	On prend en compte parmi les résultats d'autopsie l'aspect extérieur de la barre	Satisfaisant / Dégradé / Très dégradé / Inconnu
Pour les bobinages à spires uniquement		
Thermographie infra-rouge (Court-Circuit entre spires)	Mettre inconnu si le bobinage n'est pas un bobinage à spires ou s'il n'y a pas de résultats de TIR	- Absence de point chaud - Présence de point chaud - Inconnu
Calage		
Calage d'encoches et calage latéral		
Descente de bobinage		FAUX / VRAI / Inconnu
Contrôle du serrage du calage d'encoches	Pour un calage dur : Le résultat du contrôle de serrage est estimé sur la base de l'appréciation de l'expert à la clef et correspond classiquement à "sonne dur", "sonne moyennement creux", "sonne creux", l'appréciation de l'expert devant se faire sur l'ensemble des cales de la machine ou échantillon extrapolé. Pour un calage ressort ondulé : le critère est celui de la méthode de mesure adaptée à la technologie (écrasement ou flèche résiduelle). Pour calage élastomère, évalué selon le déplacement des sous-cales.	Bon / Moyen / Mauvais

Déplacement ou sortie de cales ou sous-cales ou cales entre plans	Isolé : de 1 à 10 sorties de cales que l'expert juge comme bénignes ou manifestation liées à une insuffisance locale de serrage au montage sans conséquence pour le reste de la machine. Important : environ 20% des encoches sont concernées Généralisé : environ 50% ou plus des encoches sont concernées.	Aucune ou Isolé(e) / Important(e) / Généralisé(e)
Déplacement calage entre plan ou calage latéral		FAUX / Début de descente / Au contact de l'isolant
Présence de poudre ou cambouis au niveau des cales d'encoches sur toute la longueur de fer		FAUX / VRAI
Présence de poudre ou cambouis au niveau des cales d'encoches limitée aux cales extrêmes		FAUX / VRAI
Présence DP d'encoches	FAUX s'il n'est pas mentionné qualitativement dans les rapports d'essais qu'il existe des décharges d'encoche VRAI si c'est explicitement cité.	FAUX / VRAI / Inconnu
Calage entre développantes		
Frettes cassées (entre développantes) ou cambouis ou poudre	Aucune Isolée : <= 5 frettes cassées sur une machine Importante : environ 10% de frettes cassées Généralisées : plus de 25% de frettes cassées (ou de cales entre développantes disparues ou usées)	Aucune / Isolée / Importante / Généralisée
Accrochage cercle de soutènement		
Frettes d'accrochage cassées (cercle de soutènement)		FAUX / VRAI
Présence de poudre d'usure ou cambouis		FAUX / VRAI
Présence d'épauvette	Pour les groupes verticaux uniquement	FAUX / VRAI
Connexions entre barre ou bobines		
Défaut de brasure ou soudure	Latent : si défaut déjà constaté sur la machine ou sur une machine similaire	Aucun / Latent / Avéré
Thermographie infra-rouge (brasure)		- Absence de point chaud - Présence de point chaud - Inconnu

ROTOR		
<i>Événements extérieurs</i>		
Défaut RGU	Dysfonctionnement connu et non résolu susceptible de faire perdre l'excitation de l'alternateur dans un avenir proche (ex. perte pont redresseur, ouverture circuit d'excitation ou contacteur...)	FAUX / VRAI
Dysfonctionnement décharge rotor (récemment)	Ne saisir ce champ que s'il y a un défaut avéré - Dysfonctionnement de l'excitation entraînant une surtension rotor (ex. défaut de recouvrement des pôles du contacteur d'excitation, destruction de la résistance de décharge...)	FAUX / VRAI / Inconnu
<i>Rotor global</i>		
Bruit vibrations à la vitesse de rotation		
- avant excitation		FAUX / VRAI / Inconnu
- après excitation		FAUX / VRAI / Inconnu
<i>Ligne d'arbre - Paliers</i>		
Défaut de centrage : Mesure entrefer - différence sur le diamètre	Valeur en % de l'entrefer	<= 5 % Entre 5 et 20% > 5% Inconnu
Défaut de lignage	Autre que défaut de centrage	FAUX / VRAI
Echauffement palier		Pas d'échauffement / Alarme / Déclenchement de la protection
Usure des paliers	Usure ponctuelle	FAUX / VRAI / Inconnu
<i>Bobinage / Isolation</i>		
Protection contre l'humidité	assécheur, résistance chauffante, registre (volet de ventilation)	Présente / Absente / Inconnue
Pollution rotor		Aucune ou légère / Généralisée
Pollution bagues		Aucune ou légère / Généralisée
Crosse de retour	La présence d'une crosse de retour sur les bobines rotor se constate sur plan ou par la localisation identique des connexions entrée et sortie de pôles (côté jante)	Absence / Présence
Résistance d'isolement rotor seul (sans les bagues)	si disponible, à défaut mentionner le résistance d'isolement globale	Bonne / Médiocre / Mauvais / Inconnue
Résistance d'isolement bagues	si disponible, à défaut mentionner le résistance d'isolement globale	Bonne / Médiocre / Mauvais / Inconnue
Fissure ou extrusion de joue à la masse	joue à la masse = cadre isolant	Absence / Présence / Inconnu
Extrusion d'isolant entre spires		Absente / Localisée / Généralisée / Inconnue
Equirépartition / onde de choc	Résultats des essais : équirépartition, contrôle de flux ou onde de choc	Bon / Mauvais / Inconnu
Traces d'échauffement	Au niveau des spires rotor	FAUX / VRAI / Inconnu

Connexions interpolaires, bagues-balais et liaisons aux bagues		
Mauvaise conception des connexions	Mettre vrai si la conception vérifiée sur plan met en évidence un manque de tenue mécanique ou une prise en compte insuffisante des dilatations thermiques (absence de lyre). Sinon, mettre Faux	FAUX / VRAI
Résistance de connexion	Bonne : < 50 microOhm et aucune valeur supérieure à 5 à 10 fois la valeur moyenne	Bonne / Mauvaise / Inconnue
Présence fissures connexions		FAUX / VRAI
Amorçage bagues		FAUX / VRAI
Aspect bague	marquage, piquage, rayures/sillons, diamètres différents des bagues	Bon / Mauvais
Pression des balais		>= 180 g/cm ² < 180 g/cm ² Inconnu
Étincelage en sortie de balais		Absence / Présence / Inconnu
Circuit amortisseur		
Présence de fissures sur le circuit amortisseur	Fissuration amortisseur : barreau, connexion, secteur, brasure...	FAUX / VRAI
Rupture / fusion barreau		FAUX / VRAI
Coins interpolaires		
Mauvais calage des coins	Mettre "inconnu" s'il n'y a pas de coins	FAUX / VRAI / Inconnu
Déplacement isolant	Mettre "inconnu" s'il n'y a pas de coins	FAUX / VRAI / Inconnu
Desserrage des coins	Inspection visuelle, résonance, desserrage de la tige, déplacement cale isolante	Non constaté/ Constaté / Sans objet
Jante		
Jante dégradée	Pour les jantes flottantes ou frettées : présence de poudre ou déplacement de clavette, etc. Pour les jantes soudées : fissures	FAUX / VRAI
Pôles		
Nombre de pôles		< 10 de 11 à 40 > 40
Bruit (mouvement de pôles)		FAUX / VRAI
Poudre de friction, défaut soudures, clavettes cassées		FAUX / VRAI

Results done by Bayesian Network inference

For each machine, all these informations can be entered in our asset management tool. An inference calculation using the Bayesian network is computed automatically by validation of the answers above.

Probability of failure is provided for each failure mode as shown in the next table

5. Calcul des Critères Intermédiaires.

Critère calculé	Critère	Réponse
Defaut isolement bobinage statorique dans le fer		
34.3 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Defaut isolement bobinage statorique extérieur du fer		
4.7 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Ouverture circuit statorique		
0.5 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Défaut d'isolement au rotor		
0 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Vibrations rotor		
0.5 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Rupture synchronisme		
0.6 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Contact rotor / stator		
0 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Mauvaise réfrigération		
0.6 %	valeur calculée par réseau bayésien	
Défaut T palier (pour information famille turbines)		
0.1 %	valeur calculée par réseau bayésien	

For this machine, one failure mode is predominant compared to the others. The quiet high probability of 34,3% means that failure (ground default) is expected within approximately 3 years.

Calibration of probability of failure

As the Bayesian tool allows reproducible expert diagnosis, validation as been made by comparison between several machines well known by several inspections or investigations after faults.

Bayesian network is now trusted to give logical evaluation of risk with fine differencies between generators in approximately same condition. As a conclusion, below are the best and worst results that can be done by the Bayesian network when responding either very well, either very bad to the questionnaire above.

These two results are theoretical results corresponding to either a new machine build with a very good design, either an old machine, operated beyond its nominal characteristics with design weakness.

5.

Critère calculé	
Defaut isolement bobinage statorique dans le fer	
1.3 %	
Defaut isolement bobinage statorique extérieur du fer	
3.8 %	
Ouverture circuit statorique	
0.2 %	
Défaut d'isolement au rotor	
0 %	
Vibrations rotor	
0.4 %	
Rupture synchronisme	
0.5 %	
Contact rotor / stator	
0 %	
Mauvaise réfrigération	
0.3 %	
Défaut T palier (pour information famille turbines)	
0.1 %	

Failure probabilities of the best generator

Critère calculé	
Defaut isolement bobinage statorique dans le fer	
61.1 %	
Defaut isolement bobinage statorique extérieur du fer	
40.4 %	
Ouverture circuit statorique	
77.2 %	
Défaut d'isolement au rotor	
85 %	
Vibrations rotor	
99.9 %	
Rupture synchronisme	
99.8 %	
Contact rotor / stator	
24.4 %	
Mauvaise réfrigération	
100 %	
Défaut T palier (pour information famille turbines)	
99.9 %	

Failure probabilities of the worst generator

BIBLIOGRAPHY

- [1] KL. Zappellini, "Modelling of hydroelectric generator failure modes using Bayesian network"
Conference proceedings of CMD 2010