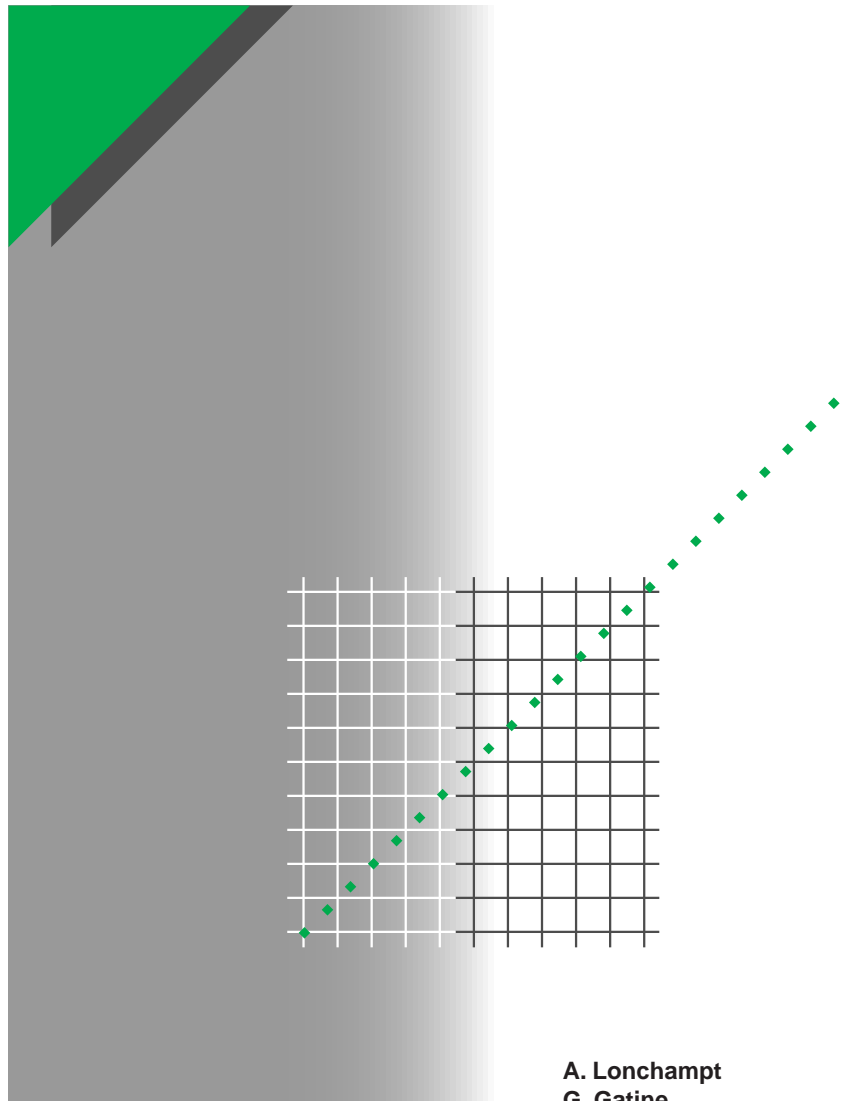


Cahier technique n° 148

Distribution électrique à haute disponibilité



Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

A. Lonchamp
G. Gatine

Les Cahiers Techniques constituent une collection d'une centaine de titres édités à l'intention des ingénieurs et techniciens qui recherchent une information plus approfondie, complémentaire à celle des guides, catalogues et notices techniques.

Les Cahiers Techniques apportent des connaissances sur les nouvelles techniques et technologies électrotechniques et électroniques. Ils permettent également de mieux comprendre les phénomènes rencontrés dans les installations, les systèmes et les équipements.

Chaque Cahier Technique traite en profondeur un thème précis dans les domaines des réseaux électriques, protections, contrôle-commande et des automatismes industriels.

Les derniers ouvrages parus peuvent être téléchargés sur Internet à partir du site Schneider Electric.

Code : <http://www.schneider-electric.com>

Rubrique : **Le rendez-vous des experts**

Pour obtenir un Cahier Technique ou la liste des titres disponibles contactez votre agent Schneider Electric.

La collection des Cahiers Techniques s'insère dans la « Collection Technique » de Schneider Electric.

Avertissement

L'auteur dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent ouvrage, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans cet ouvrage.

La reproduction de tout ou partie d'un Cahier Technique est autorisée après accord de la Direction Scientifique et Technique, avec la mention obligatoire : « Extrait du Cahier Technique Schneider Electric n° (à préciser) ».

n° 148

Distribution électrique à haute disponibilité



Guy GATINE

Ingénieur chez Merlin Gerin depuis 1982.

En 1965 chargé d'étude des moyens de contrôle des semi-conducteurs à la Société Radiotechnique. En 1966, il entre comme responsable d'études dans l'activité automatisme de Merlin Gerin puis travaille dans le département SES (Systèmes Electroniques de Sécurité).

Actuellement, toujours au sein du département SES, riche d'une longue expérience acquise dans les domaines du nucléaire et du militaire, il dirige une activité de conseil et de conception d'installations à haut niveau de qualité et de disponibilité.

Lexique

ASEFA :

Association des Stations d'Essais Françaises d'Appareillage, elle fait partie du RNE (Réseau National d'Essais).

ASI (Alimentation Sans Interruption) :

Composée d'un chargeur de batterie, d'une batterie et d'un onduleur.

EWICS :

European Workshop In Computer Science, association qui travaille sur les questions de normalisation et de méthodes d'études de sûreté.

IFPI :

Internal Function Industrial Process, association qui travaille sur les questions de normalisation et de méthodes d'études de sûreté.

LCIE :

Laboratoire Central d'Industrie Electronique.

MDT (Mean Down Time) :

Durée moyenne de la défaillance.

MTBF (Mean Time Between Failures) :

Temps moyen de fonctionnement d'un dispositif entre deux pannes.

MTTF ou MTFF (Mean Time To First Failure) :

Temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance.

Distribution électrique à haute disponibilité

L'objectif de ce Cahier Technique est d'éclairer le concepteur d'installation électrique sur la manière de concevoir une distribution électrique répondant à un objectif de continuité de fourniture de la tension aux bornes de l'utilisation.

Autrement dit : maîtriser la disponibilité de l'énergie pour atteindre :
« un objectif de **SURETE de fonctionnement** ».

Sommaire

1 Introduction		p. 4
2 Conception d'une architecture de sûreté	2.1 Spécifier	p. 5
	2.2 Construire	p. 6
	2.3 Démontrer	p. 7
3 Description d'une installation « secourue »	3.1 Les circuits de distribution	p. 8
	3.2 Le groupe électrogène	p. 8
	3.3 Les dispositifs d'inversion de source	p. 9
	3.4 Le secours « courte durée » (onduleur)	p. 9
	3.5 Le système électronique de contrôle-commande	p. 10
	3.6 Les critères de fonctionnement	p. 10
	3.7 Recherche et identification des points faibles	p. 10
4 Solutions pour augmenter la disponibilité	4.1 Connaître le niveau de fiabilité des composants	p. 11
	4.2 Les choix technologiques	p. 11
	4.3 La tolérance aux pannes	p. 14
	4.4 Le pilotage de l'installation	p. 16
5 Exemple de distribution secourue à disponibilité augmentée	5.1 Spécification	p. 18
	5.2 Construction	p. 19
	5.3 Dispositions relatives à la maintenance	p. 19
	5.4 Démontrer la disponibilité spécifiée	p. 19
6 Conclusion		p. 21
Bibliographie		p. 22

1 Introduction

La sûreté de fonctionnement est une **caractéristique fondamentale** de tous systèmes, installations et produits. Cette caractéristique dépend de sa **conception** et de son **exploitation**.

La sûreté décrit l'aptitude d'un système à « fonctionner correctement » au cours de sa vie. Par fonctionner correctement, il faut comprendre :

- ne pas tomber en panne (fiabilité),
- ne pas connaître de panne dangereuse (sécurité),
- être en bon état de fonctionnement le plus souvent possible (disponibilité),
- être réparable rapidement (maintenabilité).

Quel que soit le système et les efforts de conception et d'exploitation mis en œuvre, le niveau de sûreté est une réalité concrète.

Elle doit être :

- prise en compte dès la conception,
- constatée a posteriori : au cours du fonctionnement de l'installation par comptage des aléas de fonctionnement.

L'électricité, source d'énergie moderne, contribue au niveau de sûreté par le fait qu'elle est nécessaire au fonctionnement. Sa disponibilité, ou plutôt son indisponibilité,

a des conséquences de plus en plus importantes sur la compétitivité des entreprises :

■ dans l'industrie

un manque d'alimentation provoque une perte de production ;

■ dans le tertiaire

un manque d'alimentation provoque le blocage de l'informatique et l'arrêt des utilités (éclairage, chauffage, ascenseurs...).

Plus les systèmes sont complexes, plus le manque d'énergie, même ponctuel, risque d'avoir des conséquences importantes.

Dans les années passées la **sécurité** et la **disponibilité** ont surtout été développées et maîtrisées dans les domaines tels que nucléaire, militaire, spatial. Aujourd'hui la disponibilité de l'énergie est une préoccupation certaine au niveau de l'intelligence, du contrôle des systèmes les plus variés et, de plus en plus, au niveau de l'alimentation de puissance de ces systèmes.

Les installations électriques, particulièrement au niveau des utilisations sensibles, doivent être conçues pour limiter l'occurrence et les conséquences des pannes du réseau de distribution public (appelé secteur dans la suite du Cahier Technique).

2 Conception d'une architecture de sûreté

La démarche de conception adoptée permet, à partir d'une architecture initiale **simple et minimale**, de mettre en évidence les **points forts** et les **points faibles** d'une alimentation électrique, parfois appelée station d'énergie.

Les points faibles sont alors renforcés :

- **robustesse et qualité** des constituants accrues,
- **redondance** de matériels (duplication, « triplification »...).

La conception est donc **optimisée** en vue d'atteindre le niveau de sûreté requis : l'effort de conception concerne uniquement les points faibles de l'architecture.

Cette démarche nécessite l'emploi d'une **méthodologie** de conception rigoureuse, ainsi que l'utilisation des **techniques** de sûreté.

La conception (cf. **fig. 1**) se déroule en trois étapes :

- spécifier,
- concevoir/construire,
- démontrer.

La sûreté d'un système, à partir de spécifications, est bien illustrée par la définition même de la sûreté telle qu'elle est utilisée par les groupes de travail spécialisés dans la sûreté

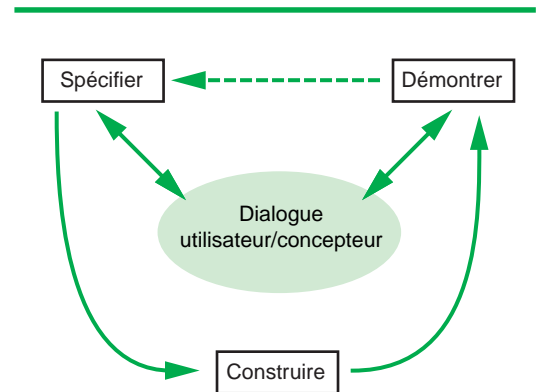


Fig. 1 : méthode de conception.

de fonctionnement, IFIP au niveau mondial et EWICS au niveau européen :

Qualité du service délivré de manière à ce que l'utilisateur ait en lui une **confiance justifiée**.

La conception d'un système de sûreté nécessite donc de **spécifier** le service attendu (connaître le besoin), de **construire** ce service (qualité de conception), et de **démontrer** que la solution est conforme à la spécification de sûreté (confiance justifiée).

2.1 Spécifier

La spécification des contraintes de sûreté permet d'identifier la « cible » à atteindre et, par la suite, de doser l'effort de conception.

C'est une étape déterminante vis-à-vis de l'architecture.

Cette spécification peut être basée sur :

- l'**historique** de « dysfonctionnement » d'installations similaires (stations d'énergie existantes) ;
- des **normes** (ex : MIL) ou des recommandations ;
- des **analyses économiques**, qui permettent de déterminer le coût d'un arrêt d'installation (conséquences directes et indirectes) suite à une défaillance ;
- une identification des événements les plus redoutés.

La sûreté est une notion générique qui comprend quatre critères :

- fiabilité,
- sécurité,
- disponibilité,
- maintenabilité.

Le Cahier Technique n° 144 « Introduction à la conception de la sûreté » donne entre autre une définition précise et officielle de ces termes.

Le « spécificateur » doit déterminer, en utilisant ces critères, les caractéristiques de sûreté de son installation, à travers ces quatre critères, qui sont bien sûr quantifiables. Il s'agit donc, par un dialogue avec le client, de déterminer quels sont les événements redoutés et quelle est la probabilité acceptable d'apparition de ces événements en fonction de la gravité de leurs conséquences.

2.2 Construire

Les objectifs de sûreté étant déterminés, il s'agit de « construire » le système de sûreté (« comment empêcher l'occurrence de pannes » et les maîtriser). Les moyens d'y parvenir sont définis ci-après.

■ **Qualité : un système de sûreté est avant tout un système de qualité (évitement de panne).**

La qualité doit être prise en compte à deux niveaux :

- qualité de la **conception** pour se prémunir contre les erreurs de conception (équipe de projet, manuel d'assurance qualité, audits...),
- qualité des **constituants** qui le composent pour se prémunir contre les pannes (robustesse, qualification).

■ **Survivre aux pannes** (tolérance aux pannes)

La robustesse et la qualité du système ne sont pas des critères suffisants pour en garantir la sûreté. Certaines fonctions sont critiques quant à la mission à assurer : une panne d'un seul composant peut entraîner la perte de l'alimentation en énergie.

Il faut donc concevoir le système pour qu'il respecte les objectifs de sûreté, en dépit des pannes pouvant survenir, et ce en général par redondance ou par technologie spéciale (exemple : la logique à panne orientée en électronique).

Pour survivre aux pannes, il est indispensable de **détecter** quelle est la fonction en défaut.

Il faut ensuite :

□ **orienter les pannes** pour qu'elles n'aient pas de conséquences sur la mission (barrières technologiques), puis

□ **masquer les pannes** par le fonctionnement en parallèle de plusieurs unités alors qu'une seule suffirait, ce qui permet de poursuivre l'exploitation avec un matériel équivalent (secours).

Pour doser l'effort à faire en terme d'évitement des pannes et/ou de tolérance aux pannes, des mesures ou calculs d'efficacité de ces dispositifs sont effectués pour évaluer de façon immédiate la conception et permettre d'adapter l'architecture du système au juste coût.

Cette démarche est « constructive » : l'architecture initiale est la plus simple et minimale possible (seules les fonctions « utiles » sont prises en compte) ; l'architecture est enrichie en fonction des résultats de l'évaluation de sûreté de façon à atteindre la cible fixée dans l'étape de spécification.

Deux itérations, mettant en œuvre les phases d'étude décrites suivant la **figure 2**, sont généralement nécessaires pour concevoir un système satisfaisant aux exigences de sûreté.

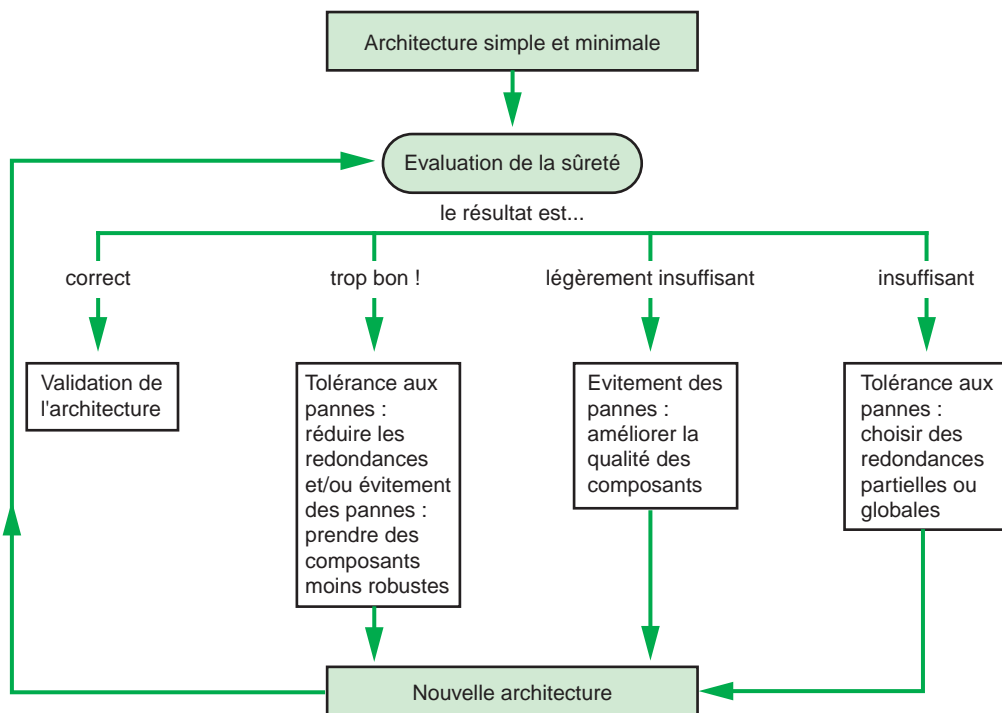


Fig. 2 : démarche pour doser l'effort de sûreté.

- La première itération consiste à :
 - consolider les exigences de la sûreté,
 - définir à l'aide d'une méthode d'analyse fonctionnelle une architecture de départ la plus simple et minimale possible,
 - évaluer le degré de sûreté de cette architecture,
 - proposer un certain nombre d'actions correctives au niveau de la conception afin de respecter les exigences sûreté.

- La seconde itération a pour but de :
 - réévaluer le niveau de sûreté de l'architecture « corrigée »,
 - conclure (ou non, dans ce cas il faudrait réitérer le processus) à la validité de cette architecture par rapport aux objectifs de sûreté.

2.3 Démontrer

Pour obtenir la confiance justifiée, il faut prouver au client l'obtention d'un niveau de sûreté en accord avec l'objectif spécifié, et ceci à travers deux techniques :

- l'élimination des pannes liées à la conception : par le déverminage, les tests, les essais d'environnement...
- la prévision des pannes pour mesurer le risque (probabilité) encouru au cours de la vie opérationnelle du système.

La prévision des pannes est le domaine des études de sûreté : il s'agit d'estimer par modélisation et évaluation, la présence, la création et la conséquence des pannes.

Les études de sûreté prévisionnelles sont réalisées à l'aide d'un ensemble de méthodes de modélisation (Analyse des Modes de Défaillances de leurs Effets et de leur Criticité - AMDEC-, arbre de défaillance, graphe de Markov...).

L'évaluation quantitative est basée sur l'analyse des matériels similaires ayant eu des problèmes en exploitation industrielle et/ou sur les analyses dont les résultats sont consignés dans des recueils de fiabilité (CNET, IEEE...).

Les études de sûreté permettent d'obtenir une « confiance justifiée » dans l'installation. Dans le schéma le plus simple de la distribution d'énergie électrique à partir du secteur, (cf. **fig. 3**), le niveau de disponibilité d'un des départs ne peut être supérieur à celui du réseau.

Si nous considérons que la défaillance du secteur intègre les critères suivants :

- tension hors limites,
 - manque de phases,
 - distorsion harmonique (cas de l'alimentation de systèmes sensibles tels que les systèmes électroniques),
- le niveau d'indisponibilité moyen du « secteur EDF » en France est de l'ordre de 7 à 8 heures cumulées par an (soit un taux d'indisponibilité de l'ordre de $3 \cdot 10^{-3}$). Dans certaines régions il peut atteindre 100 heures par an (soit un taux d'indisponibilité de l'ordre de 10^{-2} selon les observations de TDF), essentiellement dû à l'environnement (ex : les orages).

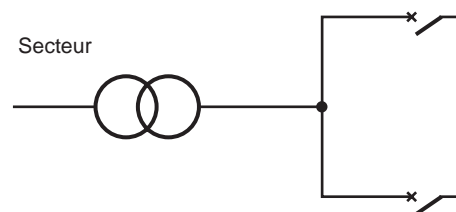


Fig. 3 : la disponibilité de l'énergie sur un départ ne peut être supérieure à celle de la source.

Il est donc évident que si l'on désire (spécification) un niveau d'indisponibilité meilleur, 10^{-4} par exemple, il sera nécessaire de prévoir une architecture qui ne sera pas une simple distribution en antenne mais plus certainement une amélioration du schéma de base illustré par la **figure 4** au chapitre suivant.

3 Description d'une installation « secourue »

3.1 Les circuits de distribution (cf. fig. 4)

Ils sont essentiellement constitués :

- Au niveau MT
 - de la protection de l'arrivée Moyenne Tension (MT),
 - du transformateur MT/BT.
- Au niveau BT
 - d'un disjoncteur général qui assure la protection de l'ensemble du tableau et la suppression du risque de couplage intempestif du Groupe Electrogène –GE sur le réseau public,
 - de l'appareillage de protection des personnes et des biens contre les défauts d'isolement.
 - Des disjoncteurs de groupe de départs de puissance assurant la distribution de la puissance, ces disjoncteurs sont :
 - ouverts à chaque inversion de source,
 - refermés simultanément s'ils sont alimentés par le réseau public,
 - refermés en séquence pour ceux qui sont alimentés en secours par le GE.
 - Un inverseur de source (secteur/ groupe) commandé par le relais de contrôle de présence de tension sur le normal et sur le secours.
 - Un inverseur de source assurant la commutation avec la source de secours courte durée (onduleur), généralement un contacteur statique -CS-.

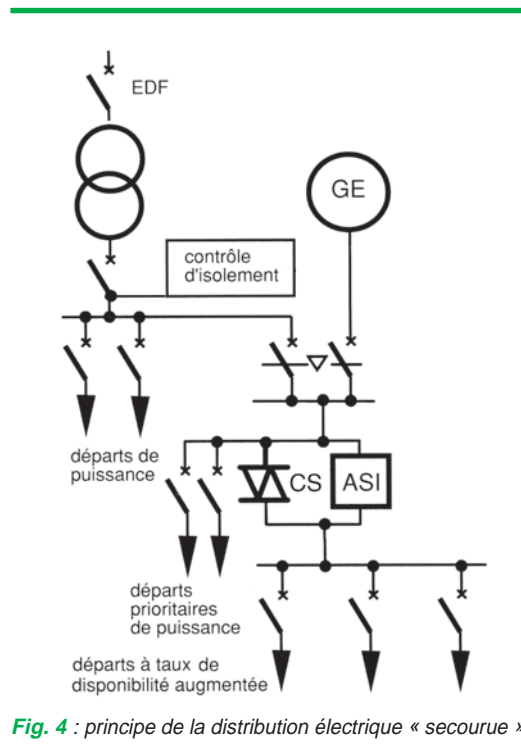


Fig. 4 : principe de la distribution électrique « secourue ».

3.2 Le groupe électrogène (cf. fig. 5 page suivante)

Cet équipement est constitué de :

- un moteur diesel de puissance adaptée aux besoins de puissance de l'application.
- Il est équipé de ses circuits auxiliaires :
- Un circuit de démarrage constitué de une ou deux chaînes de démarrage (cf. chap.4 § « les choix technologiques ») ; chacune constituée d'un démarreur et d'une batterie avec son chargeur.
 - Un circuit de gas-oil comprenant :
 - une cuve, dite journalière, de capacité maximale d'environ 500 l (fonction de la puissance du GE),
 - une cuve extérieure dont la capacité est fonction de l'autonomie maximale demandée au moteur,
 - une pompe gas-oil automatique doublée d'une pompe manuelle permettant le remplissage de la cuve journalière à partir de la cuve extérieure.Il est bien sûr possible de se dispenser de cette pompe en plaçant la cuve journalière au dessus du moteur à une hauteur calculée en fonction de la pression imposée par le circuit d'injection.
 - Un circuit de pré-graissage et graissage équipé d'une réserve d'huile calculée en fonction de l'autonomie du moteur choisie pour satisfaire

aux exigences de la tarification Effacement Jours de Pointe (EJP).

- Un circuit de refroidissement à air ou à eau selon le type de moteur.

Dans le cas d'un GE à refroidissement par air le refroidissement du moteur est assuré par un ventilateur entraîné par l'arbre moteur, soit directement, soit par courroies.

Dans le cas d'un refroidissement par eau du moteur, la présence d'un échangeur (circuit primaire et secondaire) et d'un aéro refroidisseur fait intervenir des pompes de circulation et un ventilateur.

- Un alternateur de puissance adaptée au besoin, équipé de son régulateur de tension. Les taux de réactance de l'alternateur doivent être en rapport avec le type de charge (réactive, capacitive, système électronique ...). Par exemple une application comportant 50 % de charge sous forme de redresseurs-chargeurs de batteries à découpage implique l'emploi d'un alternateur possédant un taux de réactance subtransitoire d'environ 8 %, afin de limiter les distorsions en tension.

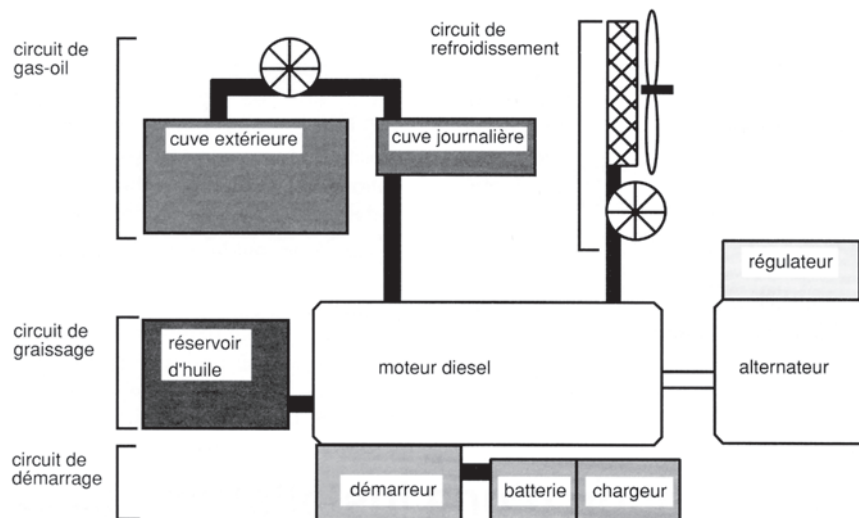


Fig. 5 : description d'un groupe électrogène.

3.3 Les dispositifs d'inversion de source

Ces dispositifs, inverseur secteur groupe (S/G) et contacteur statique (CS) avec ASI, permettent de « basculer » l'alimentation des charges d'une source défaillante sur une source saine :

- l'inverseur secteur groupe est destiné à palier l'absence secteur par la fourniture d'énergie électrique d'un groupe électrogène ;
- le contacteur statique (CS) est destiné à palier la déféctuosité d'une ASI, qui fonctionne

normalement en ON-line afin d'éliminer les micro coupures et les défauts de la tension secteur (fréquence, forme d'onde, valeur efficace hors tolérance) pour satisfaire les besoins informatiques ou d'automatismes ; ainsi, lorsqu'une telle ASI est défaillante alors que le secteur est présent, le CS met directement la charge sur le secteur.

3.4 Le secours « courte durée » (onduleur)

Cette fonction, qui constitue l'« ASI » (Alimentation Sans Interruption) est remplie par un ou plusieurs onduleurs de puissance unitaire de 40 à 800 kVA ou plus, équipés de leur dispositif de contrôle-commande, batterie, et dispositif de diagnostic communiquant par liaison asynchrone.

Ces types d'onduleurs peuvent être mis en parallèle.

L'autonomie batterie doit être suffisante (cf. fig. 6) pour assurer l'alimentation de l'application pendant la séquence de reprise

de l'alimentation par le secours longue durée assuré par le groupe électrogène.

Cette séquence de reprise comprend :

- secteur réellement absent : 20 s
- démarrage du GE en tenant compte d'un démarrage sur la dernière tentative : 50 s
- permutation Normal/Secours (délestage puis permutation) : 20 s
- retestage des disjoncteurs prioritaires : 210 s

Soit un temps total pour cette séquence de 5 minutes (100 s pour le départ le plus prioritaire).

Niveaux d'indisponibilité recherchée pour l'ensemble de l'installation	10 ⁻⁶ (*)	5.10 ⁻⁶	10 ⁻⁵	10 ⁻⁴
Autonomie des batteries (mn)				
en fin de vie de batterie	10	10	7	5
en début de vie de batterie	15	15	10	8

(*) avec redondance de l'inverseur de source

Fig. 6 : autonomie batterie ASI en fonction des niveaux d'indisponibilité.

3.5 Le système électronique de contrôle-commande

Ce système est une fédération d'unités électroniques de commande ou de contrôle -UC-, chaque UC pilotant l'un des principaux constituants de l'installation (groupe, inverseur de source,...).

A ces UC sont associées une ou plusieurs unités de surveillance -US- qui permettent le dialogue homme-process mais n'ont pas de rôle actif direct sur le système.

3.6 Les critères de fonctionnement

Une distribution de ce type doit assurer, par exemple avec une durée de 20 ans, la fourniture de l'énergie électrique, lors de l'apparition des défauts du secteur suivants :

- perte secteur,
- tension secteur hors limite,
- déséquilibre de phase hors limite.

De plus, elle doit permettre de répondre aux contraintes tarifaires telles que :

- effacement jour de pointe (EJP),
- apport de puissance sur dépassement du contrat du distributeur d'énergie.

Chaque équipement constituant la station possède un fonctionnement lié à son rôle dans la station et défini comme suit :

- le groupe électrogène fonctionne sur :
 - défaut secteur : 200 h/an
 - contraintes tarifaires : 400 h/an
 - essais : 50 h/an
- Soit un fonctionnement cumulé max. : 650 h/an

- le tableau basse tension fonctionne sur :
 - position secours : 8 % du temps
 - position secteur : 92 % du temps
- le secours « courte durée » intervient :
 - Pendant les coupures très brèves (micro-coupures) dont le nombre est variable selon le réseau d'alimentation et l'environnement.
 - Pendant la phase de reprise de l'alimentation par le groupe électrogène à laquelle il faut ajouter les délais de basculement du tableau basse tension. Une autonomie de 10 mn est habituellement demandée aux batteries en fin de vie, 5 mn étant le minimum.
 - Pendant les cycles de tests des batteries. D'une durée totale très réduite, leur incidence est négligeable vis-à-vis des phases de reprise. Des temps de maintenance sont à prévoir. Par ailleurs, la garantie de disponibilité choisie est liée au délai de réparation. Ces temps et les moyens correspondants sont fonction du niveau de sûreté choisi.

3.7 Recherche et identification des points faibles

L'analyse de l'architecture minimale de base est réalisée en prenant en compte :

- les retours d'expérience de sources différentes ;
- les taux de défaillance, définis par les constructeurs ou les organismes de normalisation tel IEEE, MIL, CNET, permettant de déterminer les points faibles de ce type d'installation.

Pour les principaux constituants de l'installation, les probabilités de panne exprimées en terme de nombre de minutes de défaillance annuelle sont, à titre d'exemple et pour les pays industrialisés :

- secteur MT : 450 mn/an,
- tableau BT : 90 mn/an,
- groupe électrogène : 360 mn/an,
- secours courte durée : 150 mn/an.

Pour chacun, les « poids d'indisponibilité » des composants, sur lesquels peut intervenir le consommateur, sont les suivants :

- Tableau général basse tension
 - inverseur de source : 65 %
 - appareillage de distribution : 25 %
 - auxiliaire et contrôle-commande : 10 %
- 100 %

- Groupe électrogène
 - chaîne de démarrage : 65 %
 - circuit de refroidissement : 8 %
 - circuit combustible (pompe gas-oil) : 7 %
 - prise de charge du GE : 6 %
 - environnement du GE (ex : température) : 6 %
 - auxiliaires + contrôle-commande : 8 %
- 100 %

- Secours courte durée
 - redresseur et mutateur : 35 %
 - batteries : 55 %
 - auxiliaires : 10 %
- 100 %

Il est aisé de constater que les trois « constituants sensibles » sont :

- l'inverseur de source du tableau BT,
- la chaîne de démarrage du groupe,
- la batterie du secours courte durée.

4 Solutions pour augmenter la disponibilité

L'architecture minimale de base (cf. fig. 4 page 8), étudiée ci-avant, conduit à une indisponibilité maximale de l'ordre de 5 h par an (soit 6.10^{-4}) pour une autonomie batterie du secours courte durée minimale de 10 mn, et une maintenance préventive et corrective sans assistance (cf. fig. 12 page 20).

La répartition des probabilités de pannes est exprimée en terme de minutes de « défaillance » par an.

Si l'on vise un objectif d'indisponibilité inférieure à 1 h/an (10^{-4}) sur le départ secouru par l'onduleur, il convient d'apporter des

améliorations à l'architecture de base et/ou des composants.

Ceci est possible par :

- la fiabilisation des composants clés,
- des choix technologiques et techniques adéquats,
- un découpage fin dans le but :
 - de permettre un fonctionnement dégradé (modularité),
 - d'assurer le fonctionnement par les seuls composants nécessaires ;
 - des redondances.

4.1 Connaître le niveau de fiabilité des composants

La fiabilité d'un système (mécanique, électrique et électronique) est son aptitude à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant une durée donnée, **c'est la probabilité de survie pour un système**. (cf. Cahier Technique n° 144 « Introduction à la conception de la sûreté »). En conséquence, les différents constituants mécaniques, électriques et électroniques doivent être choisis avec des niveaux de qualité et de fiabilité tenant compte de l'environnement thermique, climatique et mécanique, ceci, particulièrement pour les composants à « poids » élevé.

Dans le but de faire apparaître les défauts latents qui se révéleraient en environnement opérationnel, et cela sans affecter la qualité des composants ni provoquer d'usure, un déverminage peut être pratiqué.

Lorsque des composants ne sont pas qualifiés, il peut être fait appel à des organismes de qualification tels que LCIE pour l'électronique ou aux stations d'essais de l'ASEFA pour les composants électrotechniques.

Le tableau de la **figure 7** résume les principaux choix technologiques ayant une influence sur la disponibilité.

Niveaux d'indisponibilité recherchée pour l'ensemble de l'installation	10^{-6}	5.10^{-6}	10^{-5}	10^{-4}
Type de démarreur (P > 1MVA)				
■ électrique + pneumatique	■	■		
■ seulement pneumatique			■	■
Alimentation du combustible				
■ par gravité (ou deux pompes)	■	■		
■ avec une seule pompe			■	■
Circuit de graissage (selon le moteur)				
■ avec appoint d'huile		■	■	
■ avec prégraissage		■	■	■

Fig. 7 : choix technologiques concernant un G.E.

4.2 Les choix technologiques

Pour chaque constituant (TBT, GE, Secours « courte durée ») le choix entre les différentes possibilités de technologie joue un rôle important en terme de fiabilité et de maintenabilité.

Tableau basse tension (TBT)

Même si l'appareillage constitutif du TBT ne représente que 20 % en terme de disponibilité du système, il doit être choisi avec soin.

■ Choix entre fusible et disjoncteur

□ Le fusible, ce dispositif de protection contre les courts-circuits n'est plus justifiable aujourd'hui dans une installation de sûreté de par les contraintes de maintenabilité qu'il impose.

□ Le disjoncteur, outre la personnalisation des réglages de protection, a un MTTR (temps moyen de réparation, en fait temps de réenclenchement) très faible, il doit donc être utilisé chaque fois qu'une bonne disponibilité de l'énergie est recherchée.

■ Choix entre contacteur et disjoncteur télécommandé

□ Le contacteur, appareillage de commande endurant, est un appareil qui est fermé lorsque sa « bobine » est alimentée et ouvert lorsqu'elle ne l'est pas. On dit qu'il est monostable, (une seule position stable : ouvert).

□ Le disjoncteur télécommandé est, lui, du type bistable ; il garde sa position, fermé ou ouvert, en cas de manque de tension.

Le choix se porte donc sur les disjoncteurs pour les stations à haute disponibilité afin de conserver la position correspondant à la commande précédant la perte de l'alimentation ou la perte de l'électronique.

■ Les protections

Si seul le départ en défaut est isolé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul, et ceci pour toutes les valeurs de défaut depuis la surcharge jusqu'au court-circuit, on dit qu'il y a sélectivité.

La sélectivité concourt à la continuité de service, donc à la disponibilité de l'énergie. Le choix de la technique de sélectivité n'est donc pas indifférent.

□ Sélectivité ampèremétrique : elle est réalisée avec des disjoncteurs à fonctionnement instantané. L'échelonnement des réglages selon la valeur du courant de court-circuit donne une sélectivité partielle ou totale.

L'emploi d'un disjoncteur aval limiteur facilite la sélectivité totale.

□ Sélectivité chronométrique : elle s'obtient par un échelonnement des temps de fonctionnement des disjoncteurs équipés de déclencheurs réglables à court et long retard. La sélectivité est totale. Mais les contraintes et les effets destructeurs provoqués par les courts-circuits pendant la temporisation peuvent être importants et réduire la maintenabilité.

□ Le système SELLIM (cf. Cahier Technique n° 126) concilie les exigences d'une sélectivité totale, et les avantages d'une forte limitation des courants de court-circuit.

Citons encore le Système de Sélectivité Logique surtout utilisé en MT (cf. Cahier Technique n° 2) qui permet d'obtenir une sélectivité totale avec des temps de retard réduits au minimum.

■ Matériel fixe ou débrochable

Le choix est à faire entre les disjoncteurs fixes nécessitant une mise hors tension du tableau pour être échangés et les disjoncteurs débrochables dont le remplacement est possible sous tension. Lorsqu'il s'agit d'un disjoncteur télécommandé qui fonctionne beaucoup il est souhaitable d'utiliser un disjoncteur débrochable.

Il conviendra par ailleurs de veiller à l'évolutivité ; par exemple l'adjonction ultérieure possible d'auxiliaires de contrôle-commande. Il est important de rechercher la meilleure adéquation entre le coût et le MTTR de l'appareil.

Pour les niveaux de disponibilité meilleurs que 10^{-4} il est recommandé de prendre du matériel débrochable en raison des éléments suivants :

□ débrochable (socle + disjoncteur)

- MTBF = 100 ans, MTTR = 1 heure,

- indisponibilité du disjoncteur = $3,4 \cdot 10^{-6}$

□ fixe

- MTBF = 100 ans, MTTR = 24 heures,

- indisponibilité du disjoncteur = $2,4 \cdot 10^{-5}$

Groupe électrogène (GE)

■ Système de démarrage : c'est le point sensible ; il peut être pneumatique, associé à son compresseur, ou électrique, associé à un redresseur/chargeur avec sa batterie. Les éléments de choix entre démarreur pneumatique ou électrique sont les suivants, (les choix effectués sont définis dans le tableau de la figure 7).

□ Démarreur électrique

Avantages :

- surveillance simple,

- installation simple pour les GE de puissance < 500 kVA,

- influence nulle sur le vieillissement du moteur,

- maintenance simple ;

Inconvénients :

- contrôle délicat de l'autonomie de la batterie de démarrage,

- inopérant sur défaut mécanique de

positionnement de la couronne de démarrage,

- volume élevé pour les puissances > 1 MVA,

- contrainte d'installation : la batterie doit être proche du moteur, elle est souvent de type sans entretien et doit être capable de « décharges brusques ».

□ Démarreur pneumatique

Avantages :

- surveillance du circuit démarrage simple,

- coûts et volumes moins élevés pour les puissances GE > 500 kVA ;

Inconvénients :

- surveillance délicate du compresseur,

- maintenance corrective pouvant être longue et délicate.

■ Prise en compte de l'environnement

La température ambiante du GE ainsi que l'altitude peuvent réduire les performances du GE.

A titre d'exemple :

□ une température ambiante de 40 °C amène un déclassement de 10 % (nominal 25 °C),

□ une altitude de 2 000 m entraîne un déclassement de 25 % (nominal à 100 m).

Ces déclassements sont des fonctions proportionnelles à la variable et conduisent à surdimensionner et suralimenter le moteur.

Une température trop basse (< 15 °C) du moteur à l'arrêt peut être la cause d'un calage du moteur lorsque celui-ci prend la charge, il est possible d'y remédier en installant un circuit de préchauffage sur les circuits d'huile et d'eau dans le cas d'un moteur à refroidissement par eau, ou sur le seul circuit d'huile dans le cas d'un moteur à refroidissement par air.

On peut aussi prévoir une réalimentation électrique progressive des circuits en commençant par les plus prioritaires.

Le secours « courte durée » (onduleur)

Cette fonction remplie par une alimentation sans interruption -ASI- concourt par une grande part à l'objectif de disponibilité de la station. Quatre critères sont à prendre en compte pour définir la configuration optimale d'une alimentation de secours de courte durée :

- la puissance utilisée en régime permanent,
- les variations instantanées de charge (coté utilisation),
- le niveau de disponibilité souhaité,
- l'autonomie demandée.

Les choix technologiques quant à eux portent sur les différents éléments permettant à l'ASI de fonctionner correctement :

- les appareils de protection, amont et aval,
- les câbles de liaison,
- la batterie d'accumulateurs.

Pour les appareils de protection il y a lieu de porter une attention particulière au réglage des protections de surintensité (déclencheurs magnétique et thermique des disjoncteurs), car :

- les pointes de courant sont fréquentes lors des mises sous tension,
- les onduleurs n'ont qu'une puissance de court-circuit réduite. Il faut donc vérifier :

$$I_{\text{pointes de courant}} < I_{\text{seuil de protection}} < I_{\text{cc}}$$

En ce qui concerne l'appareillage de protection (des personnes) contre les défauts d'isolement, le « neutre isolé » est à choisir chaque fois que possible, car il permet un premier défaut sans déclenchement.

Pour les batteries, il est conseillé de :

- retenir une technologie facilitant la maintenance : batterie étanche au plomb, ou batterie sans entretien au plomb ;
- prévoir un accès permettant leur remplacement rapide.

Le type de fonctionnement et de configuration du secours de courte durée doit correspondre au niveau de disponibilité requis pour l'application envisagée :

■ N° 1 : le fonctionnement permanent de l'ASI (« on line ») est à préférer au fonctionnement «off line», il est même impératif lorsque l'ASI protège contre les microcoupures.

En fonctionnement «off line», l'onduleur ne fournit l'énergie que si le secteur est absent.

En fonctionnement « on line », le secteur est le secours de l'onduleur lors d'une surintensité ou lors d'une défaillance de l'alimentation statique. Les éléments alimentés par l'onduleur sont alors secourus directement par le secteur au travers du contacteur statique -CS-.

■ N° 2 : plusieurs alimentations statiques couplées en parallèle sans redondance ni utilisation d'un réseau de secours : cette configuration permet une distribution adaptée selon la puissance appelée par les équipements secourus, et un fonctionnement dégradé selon la disponibilité des alimentations statiques.

■ N°3 : plusieurs alimentations statiques couplées en parallèle avec redondance et sans utilisation d'un réseau de secours : cette configuration offre une disponibilité supérieure aux deux précédemment décrites ; disponibilité dépendant directement du niveau de redondance.

■ N° 4 : plusieurs alimentations statiques couplées en parallèle dont l'une en redondance avec utilisation d'un réseau de secours ; cette configuration offre une disponibilité supérieure à la précédente pour un faible coût supplémentaire.

Le tableau de la **figure 8** présente des valeurs indicatives de MTTF pour différentes configurations.

Configurations	Sans réseau de secours	Avec un réseau de secours	
		qualité «secteur»	bonne qualité
Une alimentation statique	31 000	183 000	261 000
Deux alimentations statiques en parallèle sans redondance	15 000	112 000	177 000
Deux alimentations statiques en parallèle avec redondance 1/2	250 000	411 000	450 000

Fig. 8 : valeurs de MTTF, en heures, de différentes configurations (matériel déverminé en usine).

L'électronique de contrôle-commande

L'électronique a pour rôle de gérer chacune des fonctions de la station d'énergie. En vue d'obtenir le niveau de fiabilité le plus élevé possible, il est sage de prendre les options suivantes :

- Niveau d'intégration élevé

Utilisation de composants très intégrés tels que microprocesseurs pour la fonction surveillance et microcontrôleur pour la centrale de contrôle-commande.

- Découpage fonctionnel au niveau contrôle-commande comme au niveau surveillance

Deux exemples :

- séparation sur l'unité de commande -UC- des parties interface (capteurs-actionneurs) du traitement,

- séparation sur l'unité de surveillance -US- des fonctions traitement et communication.

- Intégration des alimentations à leur niveaux fonctionnels

Exemple : l'unité de commande possède sa propre alimentation implantée sur ses cartes.

- Composants à faible consommation

- Modulaire dans le but d'assurer une maintenabilité aisée en évitant si possible d'avoir à interrompre le processus.

Capteurs et actionneurs

Une attention particulière doit aussi être portée aux choix des capteurs et des actionneurs :

- pour les capteurs, il est très important de tenir compte de leur environnement physico-électrique car ces éléments clé permettent d'assurer :

- un contrôle-commande efficace,

- une aide à la maintenance corrective,

- un niveau élevé de maintenance préventive ;

- pour les actionneurs directement liés à la garantie de la disponibilité d'énergie, ils doivent assurer leur mission, aussi bien en cas de manque d'alimentation que de perte de contrôle (incident sur US ou UC). En d'autres termes ils doivent :

- conserver leur état ON ou OFF

- (fonctionnement bistable),

- permettre le fonctionnement en mode manuel.

Le disjoncteur en est un exemple.

4.3 La tolérance aux pannes

Si les choix techniques et technologiques effectués ne sont pas suffisants pour obtenir le niveau de disponibilité souhaité, il convient de faire appel à la tolérance aux pannes.

Celle-ci est obtenue essentiellement par :

- les techniques de redondance (déjà évoquées à propos du secours courte durée),

- la possibilité de fonctionner en dégradé,

- le bon choix du régime du neutre.

Les redondances

Elles doivent être prévues en priorité au niveau des équipements qui ont le plus de poids dans le calcul de l'indisponibilité de l'ensemble de la station d'énergie. Examinons les choix possibles et/ou à retenir :

- Le GE

Il est aisé de penser que 2 GE en redondance assurent une plus grande disponibilité. Mais ceci s'avère vrai seulement si ces deux GE utilisent des jeux de barres distincts, sinon la disponibilité est diminuée par la fiabilité du dispositif de couplage supplémentaire.

- Le secours « courte durée »

Ce niveau dont la mission est de fournir l'alimentation à l'application pendant la phase de reprise du GE, a un rôle essentiel pour la disponibilité de la station. Pour remplir cette mission ce niveau ne peut être un mode commun.

Une solution pratique : diviser le risque par la modularité,

- de 3 kW (redresseur chargeur de batteries) pour alimenter des utilisations en courant continu, équipements de télécommunication par exemple,

- de 3, 40, 80 kVA (ASI) pour alimenter des utilisations en courant alternatif, matériels informatiques par exemple.

Cette modularité permet :

- un fonctionnement dégradé et une action de maintenance corrective sans interrompre la mission de la station,

- une redondance de puissance fonction du niveau de disponibilité demandé et des délais de réparation imposés par la logistique de maintenance.

- L'inverseur de source du tableau basse tension C'est un mode commun qui, avec ses organes de commande, représente un taux de défaillance voisin de 10^{-5} . Les deux types de redondance suivants permettent d'obtenir des niveaux de disponibilité supérieurs :

- redondance du tableau qui permet de disposer d'au moins 50 % de la puissance distribuée par les deux tableaux en cas de maintenance,

- redondance de l'inverseur de source, cette redondance intervient lors d'une détection d'anomalie de cet inverseur en tenant compte de l'autonomie de la batterie.

- Les automatismes

Différentes possibilités de redondance d'automates peuvent être employées. Dans ce type d'équipement nous ne retiendrons que la redondance suivante : deux automates totalement asynchrones sont actifs en permanence sur le procédé, chacun d'entre eux se synchronise sur l'état du procédé, le premier ayant imposé une action allant dans le sens de la disponibilité l'impose automatiquement à

l'autre. Les actionneurs, par le câblage de leurs commandes, doivent favoriser l'état marche. L'automate en défaut se retire en ne réarmant pas son chien de garde.

■ Les capteurs

Certaines mesures, telles que la mesure de vitesse, de température, du niveau gas-oil, etc., sont fondamentales pour assurer la disponibilité voir même la sécurité de l'équipement : leurs capteurs sont alors « doublés ». La cohérence de la mesure par rapport à l'état du processus est évaluée par le contrôle-commande qui, en cas de constat d'incohérence, rejette la mesure et déclare le capteur en défaut.

■ L'alimentation de l'électronique de contrôle-commande et des auxiliaires

Pour autoriser le fonctionnement en dégradé, l'alimentation des différentes fonctions de contrôle-commande d'un système de sûreté ne doit pas être unique.

Chaque fonction doit posséder sa propre alimentation, et si la source est commune pour certaines d'entre elles, il est nécessaire de prévoir une protection propre à chaque fonction.

Les régimes de neutre

Les trois régimes ou schéma des liaisons du neutre à la terre classiques sont le « TT » (neutre à la terre), le « TN » (mise au neutre) et l'« IT » (neutre isolé).

Ils permettent tous les trois d'assurer la protection des personnes contre les défauts d'isolement. Leur incidence sur la disponibilité est toutefois différente.

■ Le neutre à la terre « TT »

La disponibilité est apportée par le choix de disjoncteurs différentiels sélectifs (sélectivité ampèremétrique et chronométrique), qui permettent de n'isoler que le départ en défaut et d'éliminer immédiatement le danger sans altérer le fonctionnement de l'ensemble de l'installation. Le courant de défaut est limité par l'impédance de la prise de terre du neutre et celle des

utilisations ; en conséquence un défaut ne détériore pas l'installation.

Ce régime est particulièrement recommandé pour les réseaux susceptibles d'être modifiés, altérés par des récepteurs mobiles ou temporaires, ou exploités par du personnel non spécialiste.

■ La mise au neutre « TN »

Dans cette architecture tout défaut d'isolement entraîne un court-circuit d'intensité supérieure au seuil de déclenchement du dispositif de protection contre les courts-circuits. La disponibilité est dépendante du choix de la technique de sélectivité et des protections surintensité (cf. chapitre 4 § « les choix technologiques TBT »). A noter que le régime TNS, s'il est associé à l'emploi de dispositifs différentiels, est préférable au régime TNC en terme de dommages éventuels à l'installation. En effet : attendre l'établissement d'un fort courant de défaut est synonyme de dégâts importants, particulièrement dans un récepteur. Ceci n'est pas sans incidence sur la maintenabilité donc sur la disponibilité.

■ Le neutre isolé « IT »

Un seul défaut d'isolement n'entraîne aucun risque pour les personnes et ne nécessite pas d'isoler par déconnexion la partie en défaut ; donc pas de coupure.

Il convient toutefois de rechercher le défaut et de le supprimer avant qu'il ne s'en produise un second car, dans ce cas, il y a (comme en régime TN) ouverture d'un des disjoncteurs (ou des deux) des départs en défaut.

Le courant de premier défaut est très faible et ne peut provoquer de dégâts. C'est le régime du neutre à choisir pour la meilleure disponibilité à condition... de faire la recherche du premier défaut. Avec ce régime du neutre on peut parler de « tolérance au défaut ».

Récapitulatif des possibilités de choix

Les choix techniques, relatifs à la tolérance aux pannes, fonction du niveau d'indisponibilité, sont résumés par le tableau de la **figure 9**.

Niveaux d'indisponibilité accessibles pour une installation selon son architecture :	10 ⁻⁶	5.10 ⁻⁶	10 ⁻⁵	10 ⁻⁴
Les redondances				
des UC pour le G.E. dans le T.B.T.	■	■	■	■
des inverseurs de source	sans	■	■	■
des capteurs (tension et niveaux huile, eau, pressions...)	■	■	■	sans
des ASI niveau/puissance totale modularité	1/6	1/6	1/8	sans
du G.E.	sans	sans	sans	sans
de la distribution spécifique pour les dispositifs électroniques	■	■	■	■
Le régime de neutre	IT	IT	TT ou TNS ou IT	TN ou TT ou IT

A noter, que le GE est sans redondance car son intérêt ne justifie pas son coût très élevé, et pour le choix du régime de neutre, un rappel : IT = continuité de service, TT = dégâts réduits sur défaut d'isolement.

Fig. 9 : choix techniques relatifs à la tolérance aux pannes.

4.4 Le pilotage de l'installation

L'électronique participe activement au niveau de sûreté en assistant l'homme dans sa tâche d'exploitation et de maintenance, dans le but de pallier ses défaillances éventuelles.

Le comportement humain est considéré comme défaillant s'il réduit, même partiellement, la fiabilité du système. Il convient de se poser la question :

« Quel partage du travail est accordé au tandem Homme Machine » ?

L'intervention du contrôle-commande automatique se fait en fonction des critères :

- perception, décision et action réflexes,
- complexité et mise en œuvre,
- procédures répétitives.

Par exemple, le passage de la source d'énergie principale à la source d'énergie groupe électrogène est à confier au système.

L'intervention de l'homme se situe à deux niveaux :

- contrôle-commande du système (droit de veto sur le fonctionnel),
- prise en compte de la maintenance avec assistance du système à l'exploitant.

Ainsi :

- le découpage des tâches réduit l'influence des erreurs humaines car l'homme n'intervient pas dans le processus normal de fonctionnement,
- l'homme est à considérer comme agent fiabilisateur de par sa mission de contrôleur, il est le dernier rempart de sécurité en cas de dysfonctionnement du système.

L'électronique est décomposée en trois niveaux :

- UC pour le contrôle-commande,
- US pour la surveillance,
- UG (unité de gestion) pour la gestion globale, (cf. **fig. 10**).

Le niveau appareillage a été évoqué largement ci-avant ainsi que le niveau contrôle-commande -UC-. Les niveaux US et UG, moins opérationnels, sont tout aussi importants.

Niveau surveillance (US)

Ce niveau permet à l'exploitant de disposer en temps réel de la signalisation de l'état du processus qui lui est associé sous la forme :

- d'alarmes définissant la nature du défaut ainsi que le type d'acquiescement et de réparation,
- de journaux de bord donnant accès à l'historique des défauts et changements d'état du processus,
- d'états système donnant en temps réel l'état du processus.

Ce niveau permet également à l'exploitant d'assurer le contrôle-commande et donc d'intervenir sur le système à l'aide de la Relation



Fig. 10 : niveaux hiérarchiques de la gestion technique de l'électricité.

Homme Machine (RHM) via un terminal opérateur sous la forme de :

- lecture des états système,
- modification des paramètres d'exploitation du processus,
- lancement des essais,
- acquiescement des alarmes,
- modification de l'heure,
- etc.

Niveau gestion (UG)

Ce niveau distant du système local assure, lorsqu'il existe, et pour plusieurs stations réparties dans une zone géographique, la gestion des stations avec les fonctions suivantes :

- télésurveillance,
- inventaire,
- statistique,
- télécommande avec les verrouillages correspondant aux niveaux de disponibilité choisis. Localement, l'exploitant peut, en cas de problème, être alerté par un "bip" radio. Il se connecte alors avec l'UG génératrice de l'appel par un poste téléphonique équipé par exemple d'un Minitel. Sachant ce qui se passe, il peut prendre les premières dispositions avant de se rendre, si nécessaire, au poste de contrôle-commande local.

Ces différents niveaux participent à :

- la maintenance **corrective**, en imposant un contrôle de toute réparation de sous ensembles critiques pour la mission de disponibilité de l'énergie. Seul le résultat positif de l'essai permet l'acquiescement de l'alarme origine de la demande de réparation,
- la maintenance **préventive**, en effectuant des essais périodiques (automatiques ou manuels) selon un calendrier géré par l'électronique.

Communication (cf. **fig. 11**)

La fiabilité de la communication (par bus) entre les différents niveaux est aussi très importante :

- elle assure les échanges entre :
 - installation et UC (par bus dans le cas de l'utilisation de capteurs actionneurs intelligents),
 - UC et US,
 - US et UG.

■ elle permet à l'exploitant de communiquer avec le système en local et à distance.

Les données d'exploitation, de gestion, de maintenance et d'archivage peuvent être :

- unidirectionnelles (transferts de fichiers, collecte périodique des informations de maintenance,
- interactives de type commande/ réponse pour les opérations de télécommande et de télédiagnostic.

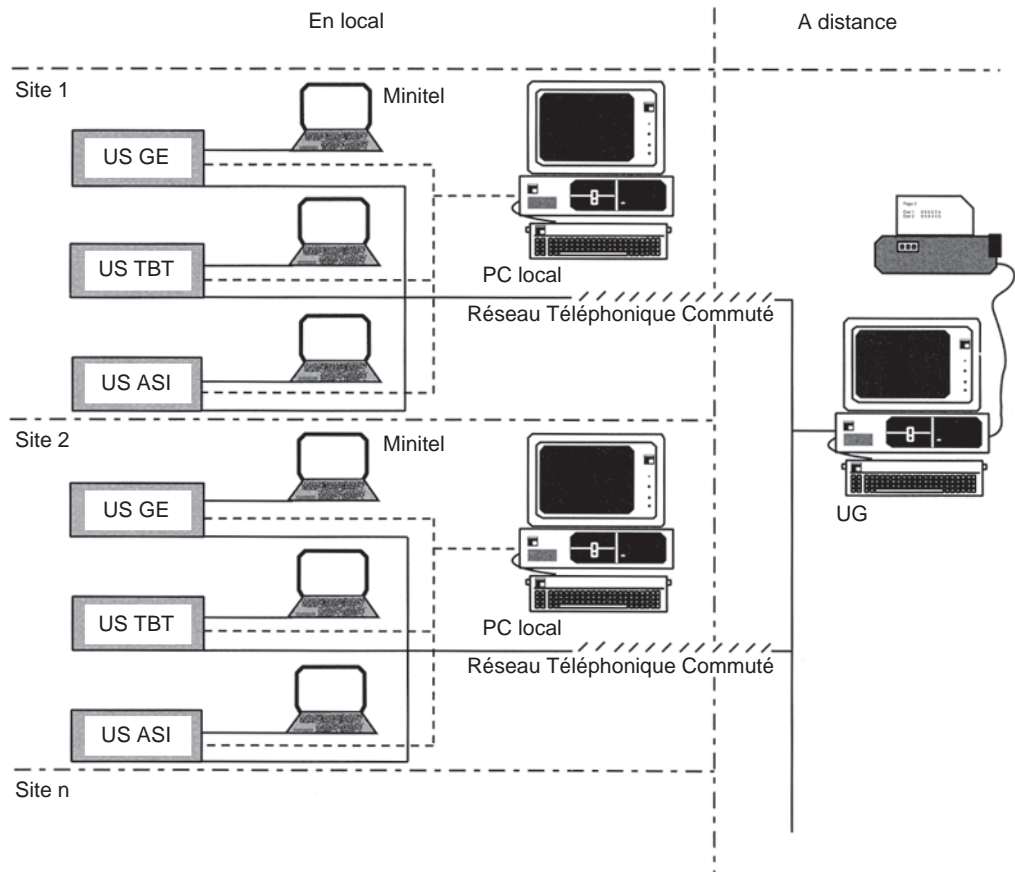


Fig. 11 : architecture des communications avec l'exploitant.

5 Exemple de distribution secourue à disponibilité augmentée

5.1 Spécification

Taux d'indisponibilité : 10^{-5} , soit 6 minutes/an (cf. fig. 12 et 13).
 Délai de réparation : 8 h, il s'agit de la réparation de composants risquant à terme de

compromettre la mission. En terme d'image : temps de réparation de **la ceinture quand sont employés tout à la fois la ceinture et les bretelles.**

Temps annuel moyen de défaillance :

Secteur = 450 mn/an

Transformateur = 10 mn/an
 Groupe électrogène = 360 mn/an

Inverseur = 90 mn/an

ASI = 150 mn/an

Taux d'indisponibilité :
 secteur = $8,5 \cdot 10^{-4}$

Groupe électrogène = $7 \cdot 10^{-4}$

Inverseur = $1,7 \cdot 10^{-4}$

ID = $2 \cdot 10^{-4}$

ID = $6 \cdot 10^{-4}$

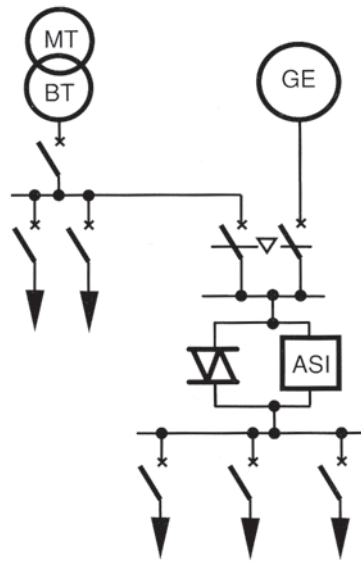
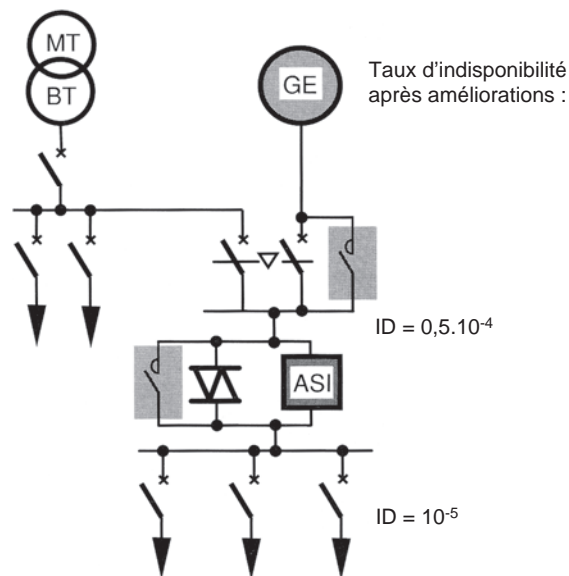


Fig. 12 : le matériel classique conduit à une disponibilité de 5 h/an.



Taux d'indisponibilité
 après améliorations :

ID = $0,5 \cdot 10^{-4}$

ID = 10^{-5}

Fig. 13 : l'amélioration des points sensibles (GE-N/S et ASI) permet d'atteindre une disponibilité de 6 mn/an au niveau de l'utilisation.

5.2 Construction

Sur la base du schéma de la figure 4, il convient d'améliorer les points faibles de l'installation (cf. chapitre 2) et de prendre des dispositions en terme de maintenance pour diviser par 60 le taux d'indisponibilité.

Action sur les composants de l'installation

- Groupe électrogène GE
 - moteur surdimensionné de 30 % (la pleine puissance ne peut être fournie lorsque le moteur est froid) ou préchauffage permanent ;
 - chaîne de démarrage constituée de :
 - un démarreur électrique jusqu'à 600 kVA, pneumatique au-delà,
 - deux chargeurs équipés de leur batterie,
 - deux chaînes de mesure de vitesse ;
 - circuit gas-oil alimentant le moteur par gravité ;
 - un circuit de graissage contrôlé par 2 mesures de température ;

- deux circuits de ventilation ;
- un refroidissement par eau en circuit fermé avec, en plus, un circuit de refroidissement à eau perdue raccordé sur le réseau de distribution publique ;
- deux unités de contrôle-commande.

■ Dispositif d'inversion de source

Le disjoncteur « secours » est doublé par un contacteur qui interviendra sur ordre de l'unité de contrôle-commande (US) en cas de défaillance de l'inverseur de source.

■ Secours courte durée

Le calcul montre qu'il est nécessaire de prévoir une redondance minimale de puissance de 10 %, ce qui sous-entend un équipement modulaire dont la puissance totale excède la puissance nominale.

5.3 Dispositions relatives à la maintenance

- Electronique : une carte de chaque type pour US et UC.
- Puissance : un sous ensemble correspondant à chaque élément critique pour le maintien de la mission, ceci sur toute la chaîne, qui participe à l'alimentation des départs à disponibilité augmentée.

Composition du lot de maintenance :

- Maintenance préventive
Il s'agit des actions demandées par le système soit à la suite d'essais périodiques, soit à la suite d'alarmes différées liées à des fins de période de fonctionnement (ex : la vidange du GE). Dans ce cas l'action de l'exploitant doit avoir lieu dans les 48 heures qui suivent la génération de l'alarme.

■ Maintenance corrective

Il s'agit d'effectuer les actions de réparation à la suite de la génération d'une alarme.

Tout devra être fait pour que les réparations soient rapides, en effet le taux de 10^{-5} correspond au temps de bon fonctionnement avant la première réparation et procède de la maintenance préventive.

Si par négligence, l'alimentation à haute disponibilité entre dans le système de maintenance corrective, le taux d'indisponibilité va chuter. En effet, le temps de réparation moyen va se rajouter aux 6 mn.

La composition du lot de maintenance et l'efficacité du service de maintenance seront alors déterminants.

5.4 Démontrer la disponibilité spécifiée

Le calcul détaillé est beaucoup trop complexe pour figurer ici. En simplifiant beaucoup et en partant des données de la figure 12 :

- la probabilité d'absence de tension au niveau du disjoncteur général BT est de 450 mn/an soit $ID = 10^{-3}$,
- la probabilité d'absence de tension en aval de l'inverseur de source correspond à la probabilité d'avoir simultanément le secteur absent et :
 - le GE hors d'état de fonctionner après 5 mn, ou
 - l'inverseur de source hors service.

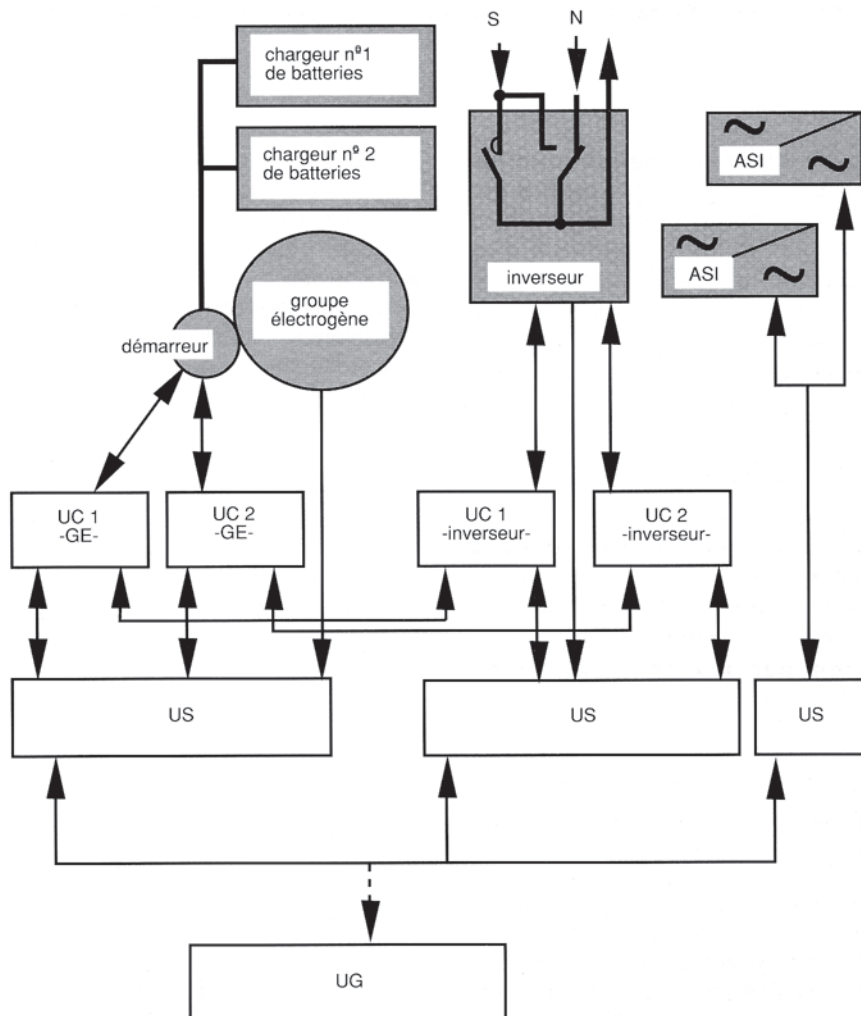
La probabilité est ici très proche du taux de défaillance de l'inverseur qui est un mode

commun (point de passage obligé) soit de l'ordre de 100 mn/an équivalent à $ID = 2.10^{-4}$.

Le doublement de l'inverseur par un contacteur amène à $0,5.10^{-4}$.

La probabilité d'absence de tension au niveau de l'utilisation est portée à 10^{-5} avec l'ASI et son contacteur statique qui évitent les micro-coupures, doublés d'un contacteur électromagnétique.

Si l'on se réfère au tableau de la figure 8, cette solution correspond au MTTF de 261 000 h en tenant compte des temps de réparation. Pour l'ensemble de l'installation, le MTBF est donc de l'ordre de 100 000 h soit une indisponibilité de 6 minutes par an en moyenne.



- - - Réseau Téléphonique Commuté

Fig. 14 : contrôle-commande correspondant à une disponibilité de 10^{-5} (6 mn/an).

6 Conclusion

La généralisation de la gestion technique des process, des utilitaires du bâtiment et de la distribution de l'électricité implique l'alimentation permanente de ces systèmes en énergie électrique, ceci au niveau du contrôle-commande et de plus en plus au niveau de la puissance.

Maîtriser la disponibilité de l'énergie est aujourd'hui une nécessité pour l'électricien.

Ce cahier technique montre que cet objectif peut être atteint, à condition d'avoir :

■ une démarche globale qui passe par la définition :

- des objectifs (besoins),
- des critères de fonctionnement,
- des conditions d'exploitation (formation, surveillance, maintenance) ;

■ et une action sur :

- la fiabilité des composants,
- la tolérance aux défauts,

□ la redondance des composants, et, bien sûr,

□ sur le traitement de l'information, en d'autres termes : sur l'intelligence du contrôle-commande.

Pour améliorer la disponibilité, nous avons vu qu'il convient de faire porter les efforts essentiellement sur :

- les sources de secours proches de l'utilisation,
- les circuits appareillage de mode commun (chemin obligé),
- la maintenance préventive.

Il est aujourd'hui possible d'obtenir des taux d'indisponibilité de 10^{-6} (moins d'une minute par an) grâce en particulier aux ASI ; ceci pour des puissances pouvant atteindre plusieurs centaines de kW.

Avec les ASI de puissance, on assiste à la naissance de la notion de secteur propre et sûr.

Bibliographie

Cahiers Techniques Schneider Electric

- Notions de base en sûreté.
P. BONNEFOI, Cahier Technique n° 144.
- La sélectivité des protections.
F. SAUTRIAU, Cahier Technique n° 13.
- Approche industrielle de la sûreté de fonctionnement.
H. KROTOFF, Cahier Technique n° 134.
- Sélectivités des protections en Basse Tension : Le système SELLIM.
C. ALBERTIN, Cahier Technique n° 126.

Autres publications

- Un nouveau système d'alimentation à haute disponibilité.
C. FRANCON et R. DELOOZE
Schneider Electric.
Congrès SEE.
- He decentralized power DC unit in the energy system for telecommunications equipments.
J.P. LEBLANC et D. MARQUET CNET,
G. GATINE Schneider Electric.
Congrès INTELLEC 1987.
- The operation of GEODE energy system.
J.P. LEBLANC et D. MARQUET CNET,
J.M. ROLLET Schneider Electric.
Congrès INTELLEC 1986.
- A new material and data processing design for availability target : the GEODE system.
J.C. CHIGOLET CNET, M.J. GERARD SERI
Renault, C. FRANCO Merlin Gerin.
Congrès INTELLEC 1985.

Schneider Electric

Direction Scientifique et Technique,
Service Communication Technique
F-38050 Grenoble cedex 9
Télécopie : 33 (0)4 76 57 98 60
E-mail : fr-tech-com@mail.schneider.fr

Réalisation : AXESS - Valence (26).
Edition : Schneider Electric
- 20 € -