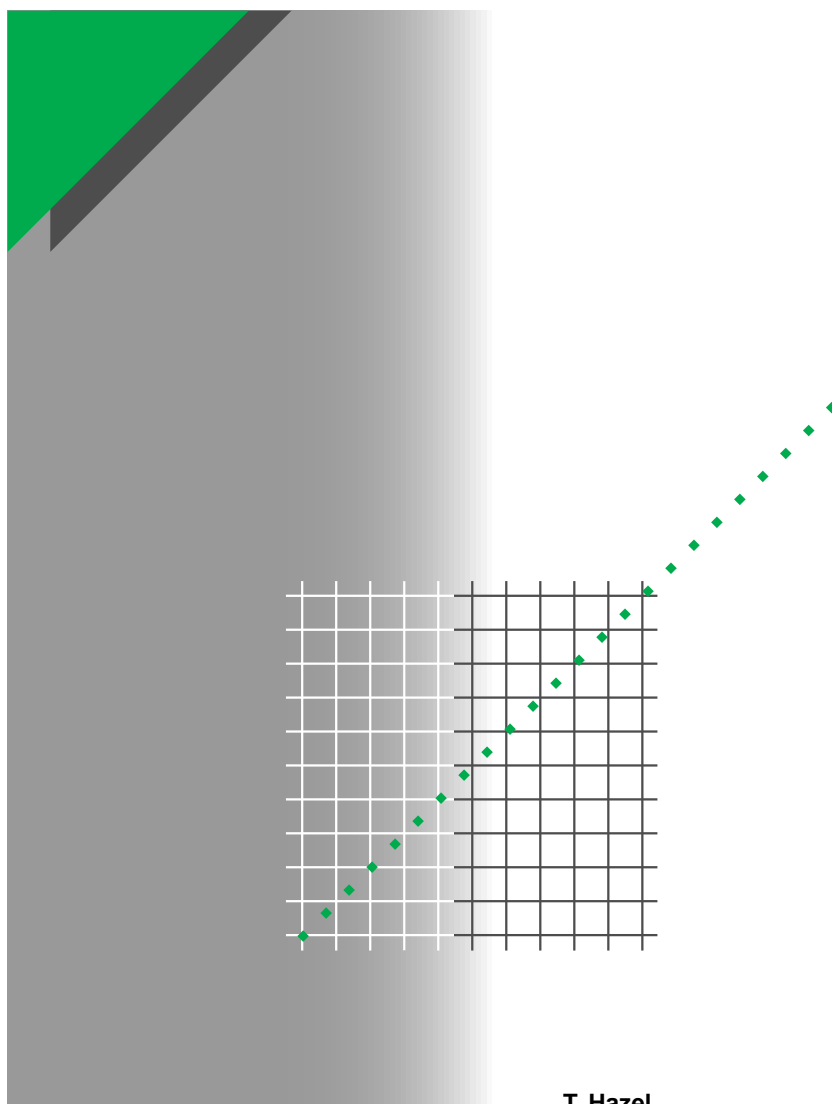


Cahier technique n° 196

Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux



Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

T. Hazel

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

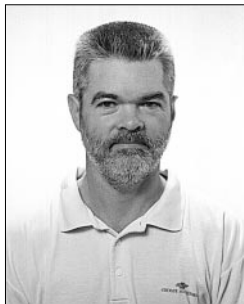
L'auteur dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent ouvrage, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans 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° 196

Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux

Terence HAZEL



Ingénieur diplômé en 1970 de l'Université de Manitoba, Canada, il a travaillé pendant un an à Perth, en Australie, comme ingénieur de coordination de l'énergie, puis à Francfort, Allemagne, comme consultant, avant de rejoindre Merlin Gerin en 1980.

Après avoir été durant 15 ans responsable d'équipes techniques de nombreux projets internationaux dans les domaines de la distribution électrique et du contrôle process, il est à présent dans la section des appels d'offres du département des projets industriels, ce qui implique de fréquentes rencontres avec les clients au stade préliminaire pour la conception et le choix entre divers systèmes de distribution.

En tant que membre actif de IEEE, il rédige des articles et participe aux conférences sur la distribution de l'énergie électrique dans l'industrie.

Lexique

Courbe de tenue: Une courbe de courant en fonction du temps montrant la limite admissible avant préjudice à l'équipement.

Délestage : Déconnexion volontaire de charges non-prioritaires lorsque la puissance totale disponible ne suffit pas pour alimenter la charge totale du site.

Démarrage autonome : La capacité pour un groupe électrogène de démarrer sans alimentation électrique externe.

Distorsion de l'onde de tension : Différence entre la forme de l'onde de tension réelle et celle de l'onde sinusoïdale pure, souvent exprimée en terme de distorsion harmonique totale,

$$THD = \frac{\sqrt{\sum U_h^2}}{U_1}$$

où U_h est la tension harmonique et U_1 est le fondamental de l'onde de tension.

Commutateur statique : Interrupteur rapide habituellement constitué d'un dispositif électronique de puissance pouvant commuter une charge alimentée par un onduleur sur une autre source sans occasionner de retard ni de transitoires inacceptables.

Sous-station d'unité de process : Un poste contenant l'équipement de distribution électrique nécessaire pour l'alimentation des charges d'une unité de production ou d'exploitation. Il contient généralement l'appareillage MT, les transformateurs de puissance et de distribution, et l'appareillage basse tension.

Rapport X/R : L'inductance du réseau par rapport à sa résistance. Ce ratio détermine la constante de temps de la composante continue du courant de court-circuit, qui est un facteur important pour la définition du calibre des disjoncteurs HT.

Mise en service d'un système : Essais et réglages complémentaires sur site d'équipements déjà réceptionnés individuellement, afin de s'assurer du fonctionnement correct de l'ensemble. Un exemple serait de vérifier le fonctionnement en parallèle de plusieurs groupes électrogènes y compris les fonctions telles que synchronisation et délestage.

Mise en service d'un équipement : Déroulement des essais et réglages sur site,

avec mise sous tension de l'équipement. Un exemple serait la mise en service d'un groupe électrogène.

Régulation de vitesse isochrone : Régulation à vitesse stabilisée permettant un écart très faible avec la consigne.

Relais max de courant à retenue de tension : Un relais de protection à maximum de courant avec une entrée de tension opposant la réponse normale du relais à une entrée de courant. On l'utilise pour les alternateurs du fait que ceux-ci délivrent un courant de court-circuit très inférieur à celui du raccordement réseau de puissance équivalente.

Relais synchro-check: Un relais de vérification dont la fonction est d'agir lorsque les vecteurs de deux tensions d'entrées sont à l'intérieur d'une tolérance prédéterminée.

Répartition de charge : Elaboration centrale et envoi des ordres de réglage pour charger chaque groupe électrogène. Il s'agit de répartir la charge entre les groupes en fonction de leur puissances nominales.

Tension résiduelle : Tension du jeu de barres après coupure de la source. Cette tension provient des machines tournantes reliées au jeu de barres.

Réserve tournante : Différence entre la puissance totale de l'ensembles des groupes électrogènes reliés à un réseau et leur débit réel.

Stabilité du réseau : Un réseau est considéré stable si une perturbation limitée à l'entrée donne lieu à une perturbation limitée à la sortie. Si un réseau de distribution électrique est stable, les fluctuations de charges, les défauts, les mises en service et hors service, etc. n'entraîneront pas de fluctuations importantes en tension ou en fréquence.

Statisme de la fréquence: La modification absolue de fréquence entre le régime stabilisé à vide et le régime stabilisé à pleine charge, généralement de 4 %. Une augmentation de la puissance fournie entraîne un baisse de fréquence pour les groupes électrogènes fonctionnant seul dans ce mode.

Synchroscope: Instrument permettant d'indiquer si deux tensions alternatives en amont et en aval d'un disjoncteur ont la même fréquence et sont en phase.

Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux

Pour les sites industriels isolés, les groupes électrogènes à courant alternatif sont souvent utilisés comme source principale d'énergie électrique. Ils sont également très utilisés aussi bien en industrie qu'en tertiaire comme source d'énergie de secours. Ce Cahier Technique évoque la plupart des sujets qui doivent être traités lors de l'installation de groupes électrogènes à courant alternatif, de puissance jusqu'à 20 MW.

Sommaire

1 Types de groupes électrogènes		p. 4
2 Puissance nominale		p. 5
3 Exemples d'applications	3.1 Groupes de secours	p.7
	3.2 Groupes de production	p. 9
4 Fonctionnement des groupes électrogènes	4.1 Démarrage et arrêt des groupes électrogènes	p. 11
	4.2 Fonctionnement isochrone	p. 12
	4.3 Fonctionnement parallèle avec le réseau public	p. 12
	4.4 Fonctionnement parallèle avec d'autres groupes électrogènes	p. 12
5 Schémas de commutation et synchronisation	5.1 Commutation automatique sur perte secteur	p. 14
	5.2 Commutation à l'alimentation normale	p. 14
	5.3 Synchronisation du disjoncteur du groupe de secours	p. 14
	5.4 Synchronisation des disjoncteurs de couplage de jeux de barres ou d'arrivée secteur	p. 15
6 Protection du groupe électrogène	6.1 Principe général de la protection	p. 16
	6.2 Protection électrique	p. 17
	6.3 Protections moteur	p. 18
7 Raccordement des groupes électrogènes au réseau électrique	7.1 Connexion coté ligne	p. 19
	7.2 Connexion coté neutre	p. 19
8 Délestage		p. 20
9 Interfaces entre le groupe électrogène et le réseau	9.1 Répartition usuelle des fournitures entre fabricant du groupe électrogène et celui de l'appareillage électrique général	p. 21
	9.2 Echanges d'informations	p. 21
	9.3 Intégration du groupe au système de contrôle-commande du réseau électrique	p. 22
10 Installation et maintenance des groupes	10.1 Emplacement	p. 23
	10.2 Entrée d'air et échappement	p. 23
	10.3 Conformité avec la réglementation locale	p. 23
	10.4 Outils spéciaux et pièces de rechange	p. 23
11 Conclusion		p. 24
Bibliographie		p. 24

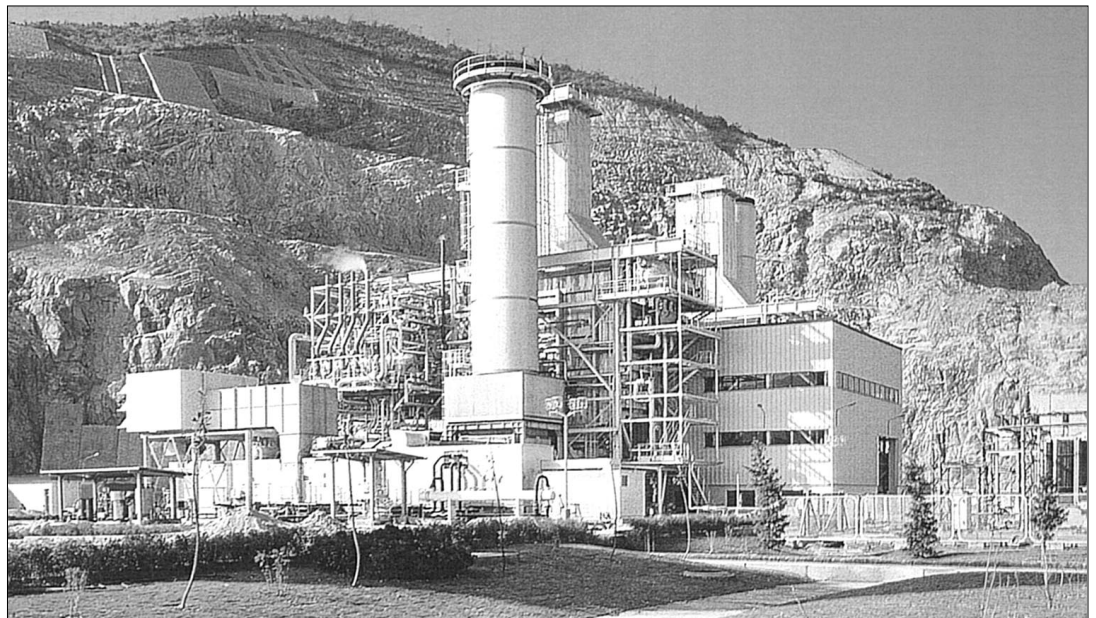
1 Types de groupes électrogènes

L'entraînement des groupes électrogènes utilisés pour les applications industrielles ou tertiaires est généralement assuré par un moteur diesel, une turbine à gaz ou une turbine à vapeur. Les turbines sont principalement utilisées pour les groupes des centrales électriques de production, alors que les moteurs diesel sont utilisés aussi bien en production qu'en secours.

Les sujets traités dans ce Cahier Technique ne dépendent pas du type de moteur utilisé.

Nous utiliserons donc le terme général de groupe électrogène sans distinction du moteur. Le choix du moteur est déterminé par des éléments tels que la disponibilité et les conditions d'approvisionnement d'un type de fuel, considérations sortant du cadre de ce Cahier Technique.

Cependant, du fait que l'utilisation du moteur diesel soit très fréquente, quelques renseignements spécifiques sur les groupes diesel seront données.



Ci-dessus, un exemple d'un complexe de traitement d'huile et de centrale électrique. Il inclut deux groupes propulsés par turbine à gaz, produisant environ 100 MW.

(Photo GE Energy Products France S.A.).

Cependant, dans la plupart des installations industrielles l'objet principal n'est pas la production d'énergie électrique. L'installation pourrait avoir un ou plusieurs groupes électrogènes produisant l'énergie électrique nécessaire en secours et, occasionnellement, pour une consommation locale. La photo ci-contre est l'exemple d'un groupe Diesel de 1 MW.

(Photo Houvenaghel/Hennequin S.A.).



Fig. 1 : différents moyens de production locale d'électricité.

2 Puissance nominale

La puissance utile d'un groupe électrogène est probablement le critère le plus important à définir. La puissance obtenue d'un groupe

électrogène est généralement déduite à partir du diagramme des puissances actives/réactives représenté par la **figure 2**.

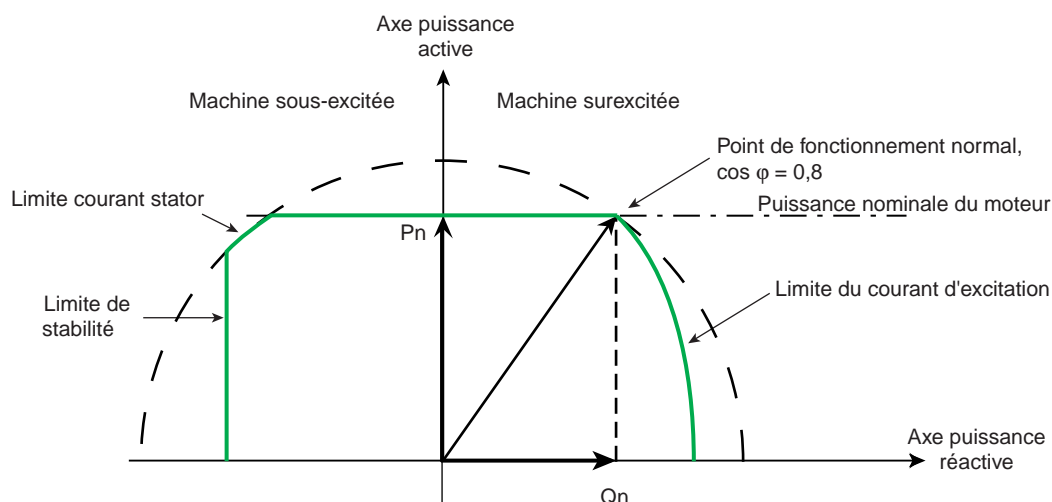


Fig. 2 : diagramme des puissances actives/réactives montrant les limites de fonctionnement.

La puissance active délivrée dépend du type de fuel utilisé et des conditions du site, y compris la température ambiante, la température du fluide de refroidissement, l'altitude et l'humidité relative. Cela dépend également des caractéristiques de la charge telles que les possibilités de surcharge et les variations de charge dans le temps. La norme ISO 3046-1 pour les moteurs diesel indique trois variantes pour la définition de la puissance nominale et précise la définition des capacités de surcharge.

La notion de puissance se définit donc par :

- la puissance continue : Le moteur peut fournir 100 % de sa puissance nominale pendant une durée non limitée. C'est la notion utilisée pour un groupe de production.
- la puissance principale (PRP) : Le moteur peut fournir une puissance de base pendant une durée non limitée et 100 % de la puissance nominale pendant une certaine durée. Cette durée, ainsi que la puissance de base, n'est pas la même pour tous les constructeurs. Un exemple typique serait une puissance de base de 70 % de la puissance nominale et 100 % de la charge nominale pendant 500 heures par an.

■ la puissance de secours : C'est la puissance maximale que la machine peut délivrer, durant une période limitée, généralement moins de 500 heures par an. Cette définition ne doit être appliquée que pour les groupes électrogènes travaillant exclusivement en secours. Du fait que le moteur n'est pas en mesure de fournir une puissance supérieure, il convient d'appliquer un facteur de sécurité d'au moins 10 % pour la détermination de la puissance de secours nécessaire.

La capacité de surcharge se définit par 10 % de puissance supplémentaire pendant 1 heure dans une période de 12 heures de fonctionnement. Si la puissance nominale est déterminée par la puissance de secours, il ne reste plus de marge pour une surcharge.

La plupart des fabricants admettent une surcharge normale par rapport à la puissance continue et la puissance principale, mais en raison d'exceptions il est recommandé de toujours préciser la capacité de surcharge nécessaire et de préciser la définition de la puissance nominale. Par exemple, un même groupe diesel peut être défini par : une puissance continue de 1550 kW, une PRP de 1760 kW, et une puissance de secours de 1880 kW.

Lorsqu'un groupe électrogène est utilisé comme source principale d'énergie électrique, il convient de tenir compte des éléments suivants :

- pouvoir fonctionner en parallèle avec d'autres groupes et/ou avec le réseau,
- prévoir de longues périodes de maintenance,
- assurer le démarrage autonome,
- tenir compte de la vitesse : une vitesse lente augmente la longévité du groupe (d'où la limite de 750 tpm pour les moteurs diesel).

Et s'il est utilisé en groupe de secours :

- assurer la rapidité et la fiabilité du démarrage et de la prise en charge,
- réaliser un système fiable de délestage pour éviter la surcharge ou le décrochage,
- permettre des tests périodiques en charge,
- assurer le fonctionnement en parallèle avec le réseau si le groupe doit être utilisable pour passer les périodes de pointe,
- fournir si nécessaire le courant magnétisant pour les transformateurs de distribution.

Une application courante des groupes électrogènes est d'alimenter les onduleurs (également nommés UPS ou ASI) durant les

coups de réseau public. L'impédance relativement élevée du groupe en comparaison à celle du réseau peut entraîner des perturbations dans la forme de tension en raison des courants harmoniques délivrés par l'onduleur. Les fabricants de groupes déclassent généralement leurs machines jusqu'à à 60% afin d'assurer une forme de tension correcte lorsque la charge consiste d'onduleurs non équipés de filtrage harmonique. La puissance nécessaire est donnée par la formule :

$$P = \frac{P_{\text{UPS}}(\text{kW}) + P_{\text{rech.batt.}}(\text{kW})}{\text{Rendement}_{\text{UPS}}} + \text{charges auxil.}$$

Pour une détermination préliminaire du groupe électrogène en l'absence de caractéristiques détaillées sur l'onduleur, la puissance en kW du chargeur de batterie pourra être estimée à 25 % de la puissance en kW délivrée par l'onduleur. Le rendement de l'onduleur peut être estimé à 90 %.

Les caractéristiques définitives du groupe seront choisies en fonction de spécifications fixant les limites acceptables de distorsion de tension et les caractéristiques réelles de l'onduleur, telles que son rendement et les courants harmoniques.

3 Exemples d'applications

3.1 Groupes de secours

Un exemple typique d'alimentation de charges prioritaires pour un immeuble commercial, un petit site industriel, ou pour l'alimentation de secours dans une sous-station de process d'un site industriel important est représenté par le schéma de principe de la **figure 3**.

En temps normal les charges prioritaires, comme les autres charges, sont alimentées à partir du réseau. Lors d'une coupure de ce réseau, le disjoncteur de couplage Q3 s'ouvre, le groupe électrogène démarre, puis le disjoncteur Q2 de l'alternateur se ferme et la charge est alimentée par le groupe de secours.

Les charges critiques ne pouvant supporter aucune coupure, même brève, sont alimentées en permanence par l'onduleur.

L'onduleur est équipé d'un interrupteur statique dont le rôle (de by-pass) est de connecter la charge directement à l'alimentation s'il apparaît un défaut de fonctionnement à l'intérieur même de l'onduleur.

Pour ce type d'applications la puissance des groupes électrogènes est généralement entre 250 kVA et 800 kVA.

L'avantage d'un tel schéma est sa clarté et sa simplicité. Toutes les charges prioritaires sont reliées au même jeu de barres que le groupe électrogène, ce qui évite la nécessité de délestage. Pour ce qui concerne l'autonomie de l'onduleur, elle peut être limitée à 10 minutes puisque son alimentation sera assurée par le groupe électrogène. Il est recommandé que

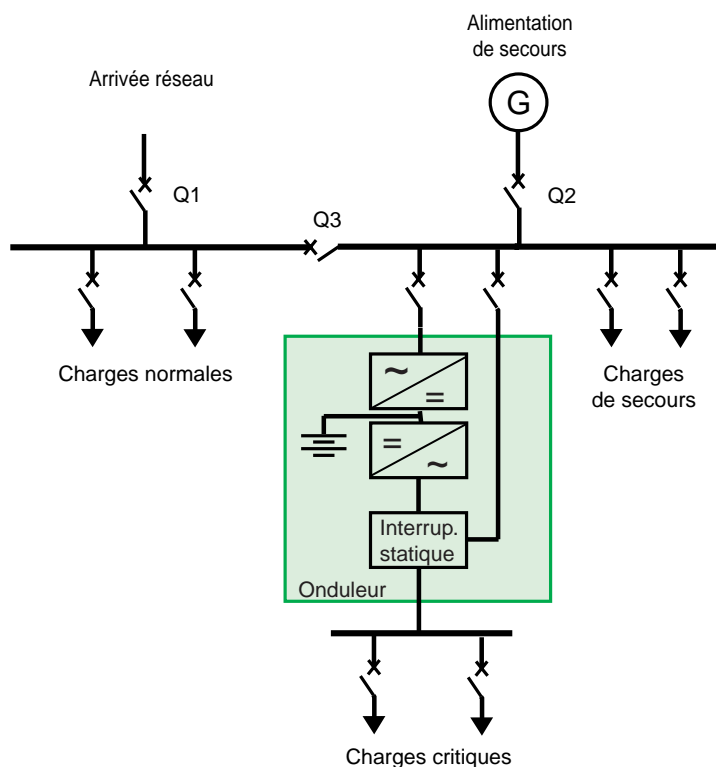
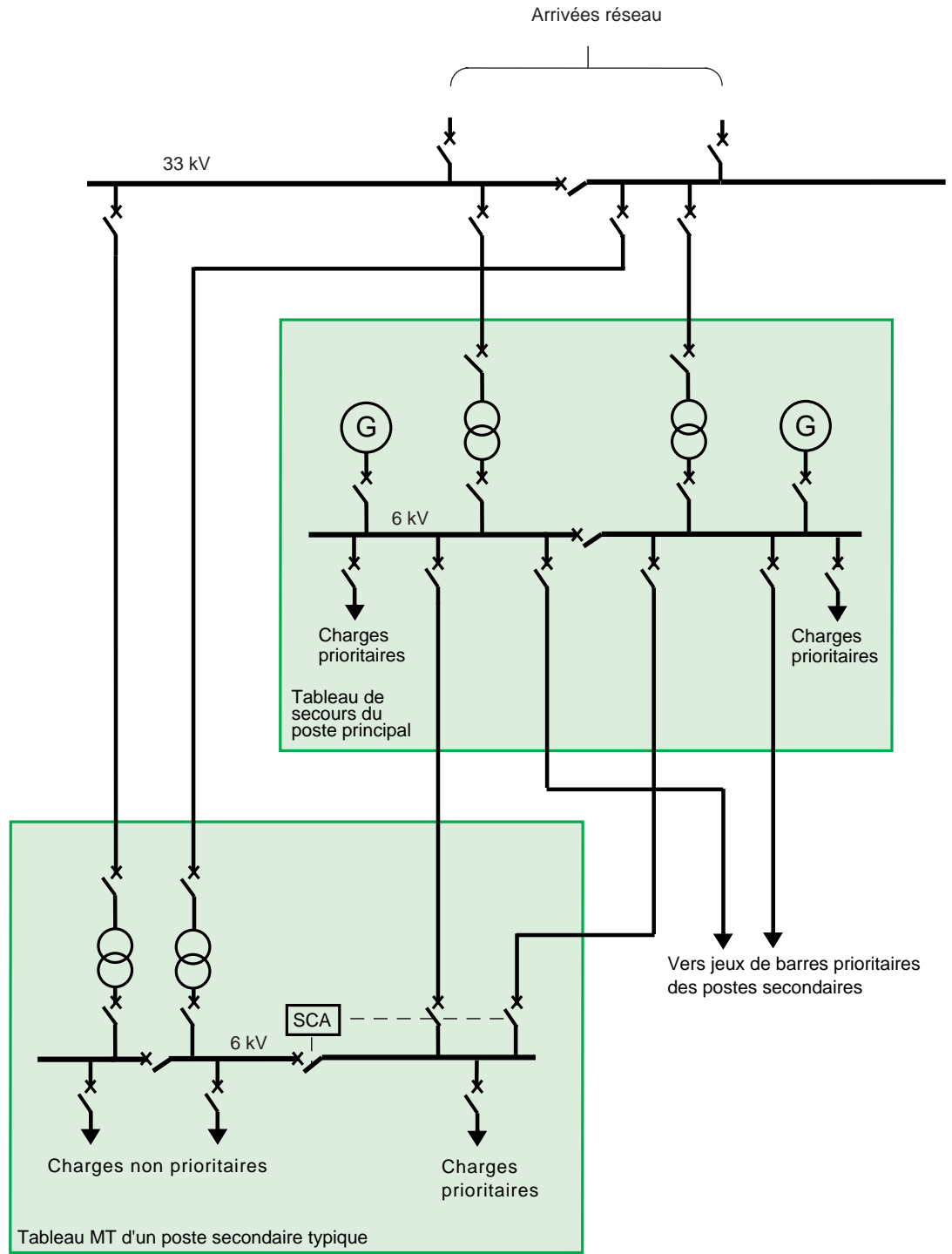


Fig. 3 : schéma typique de réseau d'alimentation électrique d'un petit site industriel.

l'onduleur et le circuit by-pass soient alimentés par le jeu de barres prioritaire.
 Dans un site industriel important, il est d'usage d'avoir un système d'alimentation de secours centralisé, comme dans **figure 4**.

Le tableau de secours principal est normalement alimenté par le réseau public, bien que sur certains sites on puisse faire fonctionner un des groupes électrogènes en permanence. Le tableau de secours est conçu de manière à



(SCA: Système de commutation automatique)

Fig. 4 : exemple de système d'alimentation de secours dans une installation industrielle importante.

permettre aux groupes de fonctionner en parallèle et également être raccordés au réseau public.

La commutation automatique de l'alimentation normale vers l'alimentation de secours se fait au niveau de chaque sous-station. Le tableau de secours étant normalement alimenté, il est possible de commuter rapidement sans perte d'alimentation (selon la description qui sera donnée à la section 5.1).

L'utilisation d'une alimentation de secours centralisée apporte les avantages suivants :

- moins de groupes électrogènes sur le site (généralement deux suffisent),
- le système de secours alimenté en permanence permet l'utilisation de schémas de transfert rapide,
- disponibilité de l'alimentation de secours même durant les opérations de maintenance sur un groupe.

Les groupes électrogènes utilisés pour de telles installations sont généralement dans la gamme de 1 à 4 MW.

3.2 Groupes de production

Pour les sites isolés, non raccordés au réseau public, l'alimentation en énergie électrique provient d'un certain nombre de groupes électrogènes, comme dans le schéma de principe de la **figure 5**. Le nombre de groupes N dépendra de la puissance nécessaire, mais du fait qu'un groupe électrogène nécessite périodiquement des opérations de maintenance, l'énergie nécessaire devra pouvoir être assurée par N - 1 groupes sans nécessité de délestage. La puissance des groupes électrogènes doit être choisie de manière à ce qu'ils

fonctionnent au moins à 50 % de leur charge nominale. Un taux de charge moins élevé est préjudiciable pour le groupe. Par exemple, un groupe diesel chargé à moins de 30 % tournera à froid, entraînant une dégradation rapide de l'huile de lubrification.

Il convient d'examiner également les conditions de fonctionnement à N - 2, ce qui pourrait être le cas en cas de panne sur une groupe alors que l'un des groupes est déjà en maintenance.

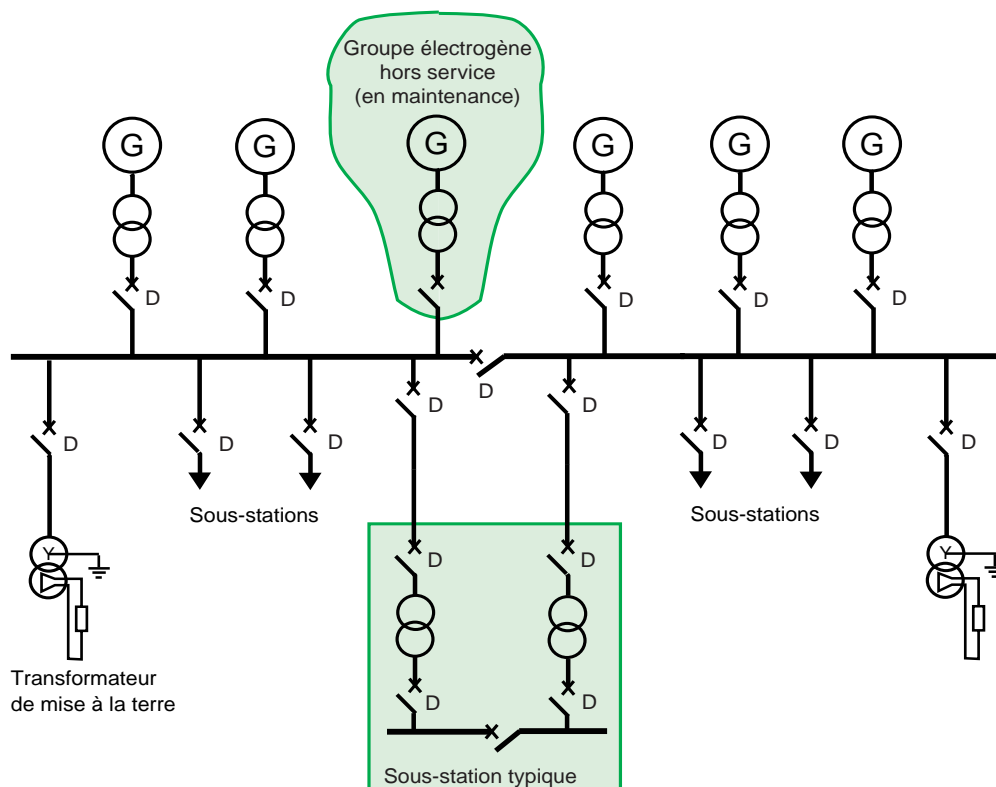


Fig. 5 : site industriel sans raccordement au réseau. Tous les disjoncteurs repérés «D» sont normalement fermés.

Le facteur de charge initial F le plus élevé pouvant être utilisé avec N groupes électrogènes installés de manière à ne pas nécessiter de délestage lorsque N - 2 groupes fonctionnent peut être déduit de l'expression :

$$F = \frac{N - 2}{N - 1}$$

Ainsi, par exemple, le facteur de charge le plus élevé pour N = 6 sera de 80 %.

Les disjoncteurs de couplage de jeux de barres facilitent les opérations de maintenance. Généralement, pendant le fonctionnement normal, tous ces disjoncteurs sont fermés. Les calculs des courants de court-circuit doivent toujours tenir compte de N groupes électrogènes car il doit être possible de mettre en parallèle un groupe de réserve avant d'arrêter un autre groupe pour maintenance.

Une alimentation électrique produite localement est généralement beaucoup moins puissante qu'une alimentation par réseau public. De ce fait, si l'on veut conserver la stabilité du système durant les conditions de défaut, il est très probable qu'un délestage soit nécessaire.

Pour déterminer la part de la charge à délester, il convient de faire une simulation dynamique du réseau dans différentes conditions de défaut, par

exemple en cas de court-circuit ou de perte d'un groupe électrogène. Il faut déterminer par avance quelles sont les configurations d'exploitation à prendre en compte. L'étude de délestage avec et sans la fermeture des disjoncteurs de couplages augmenterait la complexité, sachant qu'il faudrait définir des critères spécifiques à chaque cas. Pour la plupart des installations, la simulation dynamique et la définition de la politique de délestage peut se limiter au cas de la configuration habituelle.

La figure 5 montre schématiquement chaque groupe électrogène alimentant en parallèle le réseau industriel à travers un transformateur et un disjoncteur de raccordement. A l'instant donné, tous ces disjoncteurs de raccordement sont fermés sauf celui du groupe en cours de maintenance. Un tel schéma a les avantages suivants :

- flexibilité dans le choix de la tension de l'alternateur,
- réduction du courant de court-circuit maximum au tableau principal,
- possibilité de mise à la terre de l'alternateur par impédance élevée (réduisant les risques d'endommager l'alternateur).

4 Fonctionnement des groupes électrogènes

4.1 Démarrage et arrêt des groupes électrogènes

L'utilisation courante du groupe électrogène étant la fourniture d'énergie en secours, il est important de prendre certaines précautions pour s'assurer de l'entrée en service rapide et correcte en cas de nécessité.

Un exemple des précautions à prendre est la lubrification, ainsi que le maintien à une température constante de l'eau de refroidissement lorsque le groupe est à l'arrêt. Le fabricant du groupe doit fournir une liste de ces précautions et la conception de l'installation doit tenir compte de la disponibilité de toutes les alimentations auxiliaires nécessaires durant les périodes où le groupe est à l'arrêt.

Le fabricant peut garantir un temps de démarrage de 15 secondes depuis l'ordre de démarrage jusqu'à la fermeture du disjoncteur du groupe. Il faut éviter de spécifier un temps plus court car cela augmenterait sensiblement le coût du groupe sans apporter un gain de temps appréciable. Dans tous les cas les charges essentielles doivent être alimentées par un onduleur.

Pour le démarrage du groupe deux techniques sont généralement utilisées : la batterie ou l'air comprimée, cette dernière étant plus fréquemment utilisée pour les groupes de forte puissance. L'équipement de démarrage doit être conçu pour un minimum de trois démarrages consécutifs. Il doit également être surveillé afin de permettre une maintenance préventive pour éviter une défaillance au moment du démarrage. Le problème de démarrage le plus courant est un défaut de batterie. Dans certains cas cela pourrait constituer une raison de choisir le démarrage par air comprimé.

Lorsqu'un groupe électrogène doit fonctionner en parallèle avec une autre source, il faudra synchroniser le groupe (selon la description donnée en section 5.3 ci-après), et le charger progressivement.

Pour un groupe fonctionnant en solitaire, la mise en charge du groupe sera faite en un ou plusieurs paliers. Les variations de fréquence et de tension dépendront de l'importance des charges appliquées à chaque palier. Ainsi, un chargement à 90 % peut être appliqué à un groupe diesel sans que la fréquence varie de plus de 10 %, et la tension de plus de 15 %.

Cependant, il est possible de spécifier d'autres limites concernant les variations de fréquence et de tension, en précisant le type de charge qui

sera à alimenter. On précisera aussi les caractéristiques de démarrage des moteurs, telles que le courant de démarrage et le type de démarrage (direct ou étoile-triangle, etc..). Il est parfois nécessaire de prévoir plusieurs paliers lorsque la tolérance sur les fluctuations de la fréquence et de la tension est faible.

Avant d'arrêter un groupe électrogène, il faut réduire son débit à zéro en transférant la charge sur d'autres sources, puis ouvrir le disjoncteur. Le groupe devra tourner quelques minutes à vide pour permettre son refroidissement avant son arrêt. Dans certains cas il est nécessaire de continuer le système de refroidissement après l'arrêt afin d'éliminer la chaleur latente de la machine. Il faudra suivre les recommandations indiquées par le fabricant pour la mise hors service du groupe.

Les opérations nécessaires pour une mise en service et hors service correcte du groupe devraient être assurées par l'équipement de contrôle-commande du groupe.

Il est nécessaire de faire fonctionner un groupe électrogène périodiquement. Pour une installation pouvant supporter une coupure brève, l'ouverture du disjoncteur d'alimentation normale démarre automatiquement le groupe électrogène qui prend alors en charge l'alimentation de secours. Après un temps de fonctionnement déterminé, on peut ouvrir le disjoncteur d'alimentation de secours et fermer le disjoncteur "normal".

Dans les installations où toute interruption d'alimentation pourrait entraîner une perte d'exploitation inacceptable, il faut avoir la possibilité de procéder occasionnellement à un test de fonctionnement complet du groupe électrogène sans coupure préalable de l'alimentation électrique. Pour cela, il est nécessaire d'utiliser un équipement de synchronisation afin que le groupe, après démarrage, puisse, lorsqu'il est prêt, assurer l'alimentation de l'installation (voir section 5.3 ci-après). Le disjoncteur de l'alternateur (ou le disjoncteur de couplage des jeux de barres, selon le schéma) sera alors fermé et le groupe sera mis en parallèle avec l'alimentation principale. Cela entraînera l'ouverture du disjoncteur d'arrivée et les charges seront alimentées par le groupe électrogène.

Le transfert à nouveau à l'alimentation normale se fera de la même manière, sans coupure.

Puisque la mise en parallèle ne dure que quelques centaines de millisecondes, il n'est pas nécessaire de surcalibrer le tableau pour la puissance de court-circuit cumulée des alimentations normale + secours.

Lorsque l'équipement est prévu pour un fonctionnement parallèle en permanence,

il n'y a évidemment pas nécessité d'ouvrir le circuit d'alimentation normale après la prise en charge par le groupe électrogène.

Dans ce cas, par contre, il est nécessaire de prévoir le tableau pour une puissance de court-circuit totale (alimentation normale + secours).

4.2 Fonctionnement isochrone

Les groupes électrogènes sont souvent conçus pour fonctionner en mode isolé (appelé également mode isochrone, ou îloté). Dans ce cas la fréquence sera contrôlée par le régulateur de vitesse du groupe. Les surcharges dépassant la puissance maximale du groupe électrogène (puissance de secours telle que définie dans la section 2) entraîneraient une baisse de fréquence, ce qui pourrait déclencher un programme de délestage.

Le régulateur de tension du groupe assurera la stabilité de la tension du circuit alimenté.

Un groupe électrogène est généralement prévu pour fonctionner avec un facteur de puissance de 0,8 et peut, par conséquent, alimenter la plupart des charges industrielles sans ajouter un équipement de compensation de puissance réactive.

4.3 Fonctionnement parallèle avec le réseau public

Comme indiqué précédemment, il y a des cas où le fonctionnement en parallèle doit être prévu. Le réseau public ayant une puissance très supérieure, sa fréquence et sa tension vont s'imposer. Le régulateur de vitesse contrôlera la puissance active délivrée par le groupe électrogène et le régulateur de tension la puissance réactive. L'équipement du groupe électrogène doit être programmé en fonction de

la configuration pour pouvoir activer les régulateurs de vitesse et de tension afin de contrôler la vitesse et la tension dans le cas d'un fonctionnement isolé (isochrone) ou de contrôler la puissance active et réactive dans le cas d'un fonctionnement parallèle. Les informations nécessaires à cela proviennent des contacts auxiliaires du tableau général et sont relayées au groupe.

4.4 Fonctionnement parallèle avec d'autres groupes électrogènes

Le fonctionnement en parallèle se fait généralement avec d'autres groupes électrogènes de puissances voisines. Trois schémas de base sont utilisés :

a) Tous les groupes, sauf un, ont un réglage du débit de puissance active et réactive fixes. Un des groupes est en mode isochrone et fournira les puissances active et réactive nécessaires pour maintenir la fréquence et la tension du système dans les limites admissibles. Tout ordre de modification de fréquence ou de tension sera envoyé au groupe électrogène en mode isochrone. Toutes les fluctuations de puissance seront absorbées par ce groupe électrogène seul, par conséquent un tel schéma est

difficilement utilisable lorsque les variations de charge sont importantes.

b) Tous les groupes sont en mode « statisme ». Les puissances active et réactive sont réparties de manière égale entre les différents groupes électrogènes ou proportionnellement à leur puissance nominale dans le cas de groupes de puissances différentes. Les fluctuations de charge entraînent des variations de tension et de vitesse selon une droite caractéristique à pente négative, perdant en général 4 % lors d'une variation de charge de zéro à 100 %. Sachant que la synchronisation des groupes avec une autre source ne peut se faire que par réglage de cette droite caractéristique, ce schéma n'est

généralement pas utilisé lorsqu'un fonctionnement parallèle avec une autre source est nécessaire.

c) Tous les groupes électrogènes sont connectés à des répartiteurs de manière à partager les puissances active et réactive. La **figure 6** indique un exemple de la manière de réaliser cela. Le régulateur de vitesse de chaque groupe reçoit la consigne de réglage de la puissance

active du répartiteur de la puissance active, qui assure également la régulation de fréquence.

De même, chacun des régulateurs d'excitation reçoit la consigne de réglage de la puissance réactive du répartiteur de puissance réactive, assurant également la régulation de tension. Ce schéma permet une grande variation de charge sans changement de fréquence et de tension.

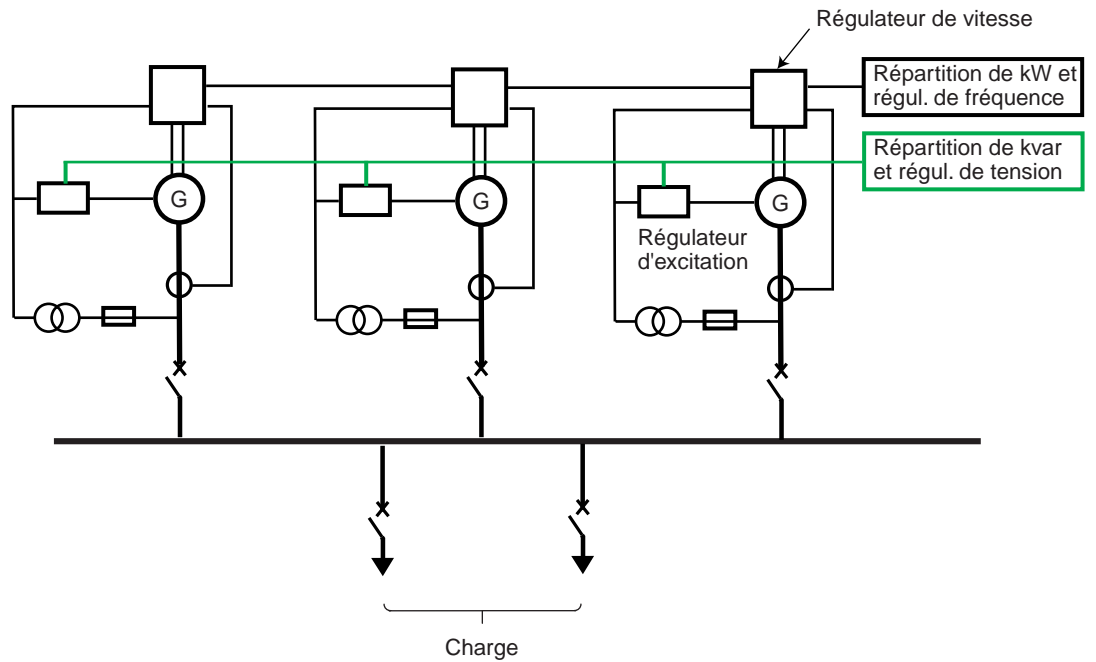


Fig. 6 : fonctionnement parallèle utilisant un répartiteur de charge.

5 Schémas de commutation et synchronisation

5.1 Commutation automatique sur perte secteur

Une commutation automatique est généralement utilisée lorsqu'il est nécessaire d'alimenter la charge par un système de secours dans les plus brefs délais en cas de perte de l'alimentation normale. La commutation doit être empêchée lorsque la perte de l'alimentation est due à un défaut sur le jeu de barres; car en présence d'un tel défaut la fermeture du disjoncteur d'alimentation de secours entraînerait aussi la perte de l'alimentation de secours et pourrait endommager le matériel.

Deux techniques de commutation sont généralement utilisées, selon que l'installation peut supporter ou non une brève interruption de l'alimentation.

Commutation à tension résiduelle

C'est le schéma de commutation le plus utilisé et comprend les étapes suivantes :

- ouvrir le disjoncteur principal afin d'isoler la charge de l'alimentation,
- démarrer le groupe électrogène,
- délester les charges que le groupe électrogène ne pourra pas alimenter,
- fermer le disjoncteur du groupe électrogène lorsque celui-ci est en mesure d'alimenter la charge, et que la tension résiduelle sur le jeu de barres est inférieure à 30 %.

Commutation rapide

Un schéma de permutation rapide est utilisé lorsque le système ne peut tolérer les coupures d'alimentation.

Dans un tel cas, il est nécessaire de maintenir disponible une alimentation de secours capable de prendre en charge la fourniture nécessaire avant que les moteurs aient eu le temps de ralentir. L'intervalle de temps permis pour une telle commutation est d'environ 150 ms.

Pour éviter les contraintes mécaniques et les surintensités lors de couplages non synchronisés, il est nécessaire de donner l'ordre de fermeture du disjoncteur d'alimentation de secours à un moment tel que la tension délivrée par les moteurs en décélération est presque en phase avec la tension de secours au moment de la fermeture du disjoncteur.

L'appareillage utilisé pour la commutation doit tenir compte du temps de fermeture du disjoncteur afin de prévoir le moment approprié pour établir la connexion. Si celle-ci ne se fait pas dans l'intervalle des 150 ms, la commutation rapide doit être empêchée et remplacée par une commutation à tension résiduelle avec délestage, si nécessaire.

5.2 Commutation à l'alimentation normale

Lorsque l'alimentation normale est rétablie, il faudra commuter la charge de l'alimentation secours vers l'alimentation normale. Ceci est

généralement une opération initiée manuellement, selon la description faite à la fin de la section 4.1.

5.3 Synchronisation du disjoncteur du groupe de secours

Lorsqu'un groupe électrogène doit fonctionner en parallèle, il est nécessaire de pouvoir le synchroniser avec le réseau. La synchronisation consiste essentiellement à régler la fréquence et la tension du groupe électrogène à des valeurs proches de celles du réseau. La fréquence et la tension du réseau pouvant fluctuer de quelques pourcent, il est impératif pour la synchronisation de pouvoir régler aussi bien la vitesse du moteur que la tension de l'alternateur.

La vitesse du moteur et la tension de l'alternateur sont ajustées par la fermeture momentanée des contacts connectés au régulateur de vitesse et au régulateur de tension. Lorsque la tension de l'alternateur est pratiquement en phase avec la tension du réseau, le disjoncteur du groupe électrogène reçoit un ordre de fermeture.

En général, la synchronisation est automatique, à l'aide de relais qui mesurent les tensions,

fréquences et déphasage du groupe et du réseau. Le relais de synchronisation règle automatiquement la vitesse et la tension du groupe électrogène et ferme le disjoncteur lorsque le déphasage entre la tension du groupe et celle du réseau est suffisamment faible.

Un seul équipement de synchronisation automatique peut être utilisé pour plusieurs groupes électrogènes à condition de sélectionner les transformateurs de tension concernés et d'aiguiller les ordres de réglage de tension et de vitesse, ainsi que l'ordre de fermeture, au disjoncteur concerné.

Une synchronisation manuelle doit être prévue dans tous les cas, soit pour dépannage du système de synchronisation automatique, soit pour les utilisations où la synchronisation ne se

produirait que rarement. Pour la synchronisation manuelle l'opérateur utilise des boutons-poussoirs pour les ordres de réglage de tension et de vitesse.

Un synchronoscope permettra à l'opérateur de savoir lorsque les tensions du réseau et du groupe sont suffisamment en phase pour fermer le disjoncteur. Pour une synchronisation manuelle il est recommandé d'utiliser un relais de protection synchro-check qui interdit la fermeture du disjoncteur si l'ensemble des conditions de fréquence, de tension et de déphasage n'est pas réuni.

La synchronisation du disjoncteur du groupe électrogène est souvent une fonction incluse dans l'équipement de contrôle du groupe.

5.4 Synchronisation des disjoncteurs de couplage de jeux de barres ou d'arrivée secteur

Lorsqu'on utilise plusieurs groupes, il est souvent d'usage de les relier à des jeux de barres différents afin de faciliter les opérations de maintenance. Dans ce cas, il est possible d'avoir, par moments, des groupes électrogènes alimentant des charges sur jeux de barres distincts, non reliés. Pour relier les jeux de barres, lorsque cela est nécessaire, il faudra procéder à la synchronisation des groupes de part et d'autre des disjoncteurs de couplage.

Dans ce cas, il est normalement nécessaire d'avoir un appareil de synchronisation spécifique, car l'équipement du groupe électrogène permet en général de synchroniser uniquement l'amont et l'aval de son disjoncteur.

Une situation semblable peut se produire lorsque la charge de l'installation étant alimentée par des groupes électrogènes il devient nécessaire de connecter la charge au réseau de distribution public. La synchronisation devra être assurée pour fermer le disjoncteur de connexion au réseau.

La synchronisation nécessite un réglage de tension et de vitesse. Comme cela a été décrit en section 4.4, la synchronisation d'un ensemble de groupes électrogènes est possible lorsque l'un des groupes est en mode isochrone, ou bien lorsqu'un répartiteur de charge est utilisé,

pouvant modifier la puissance délivrée (donc la vitesse) de tous les groupes.

Lorsqu'un groupe est en mode isochrone, les ordres de réglage de tension et de vitesse sont transmis à ce groupe, et les autres groupes suivront selon leurs caractéristiques de statisme. Lorsqu'un répartiteur de charge est utilisé, les signaux de fréquence \pm seront envoyés au répartiteur de charge qui à son tour envoie les signaux appropriés aux régulateurs individuels des groupes électrogènes.

Les régulateurs de tension utilisés dans ce cas sont parfois reliés au transformateur de tension du jeu de barres avec lesquels la synchronisation devra être assurée et peuvent ainsi régler leur excitation en conséquence sans recevoir un ordre séparé pour le réglage de la tension.

Dans les deux cas de figures, lorsque la fréquence, la tension et le déphasage sont corrects on peut alors fermer le disjoncteur.

Certains fabricants de répartiteur de charge offrent également la possibilité de régler la tension en plus du réglage de la vitesse. En spécifiant l'équipement de synchronisation, il faut donc clairement préciser tous les besoins fonctionnels, permettant ainsi aux fournisseurs de proposer la meilleure solution.

6 Protection du groupe électrogène

6.1 Principe général de la protection

Le groupe électrogène étant une source d'énergie électrique, les relais de protection à maximum de courant doivent être reliés à des transformateurs de courant sur le neutre des enroulements stator pour prévenir les défauts dans les enroulements des alternateurs.

Pour le fonctionnement en parallèle avec d'autres groupes ou avec le réseau public, des relais de protection complémentaires sont nécessaires au niveau du disjoncteur du groupe électrogène pour les défauts coté réseau du groupe. Pour ces relais de protection, on installe des transformateurs de courant au

niveau du disjoncteur du groupe électrogène protégeant ainsi la connexion globale du groupe.

Comme le montre la **figure 7**, des relais directionnels de puissance active et réactive sont généralement connectés au transformateur de courant sur le neutre de l'alternateur. Ils peuvent également être connectés aux transformateurs de courant associés au disjoncteur.

L'emplacement dépendra de la répartition des tâches conformément à la description donnée au chapitre 9.1.

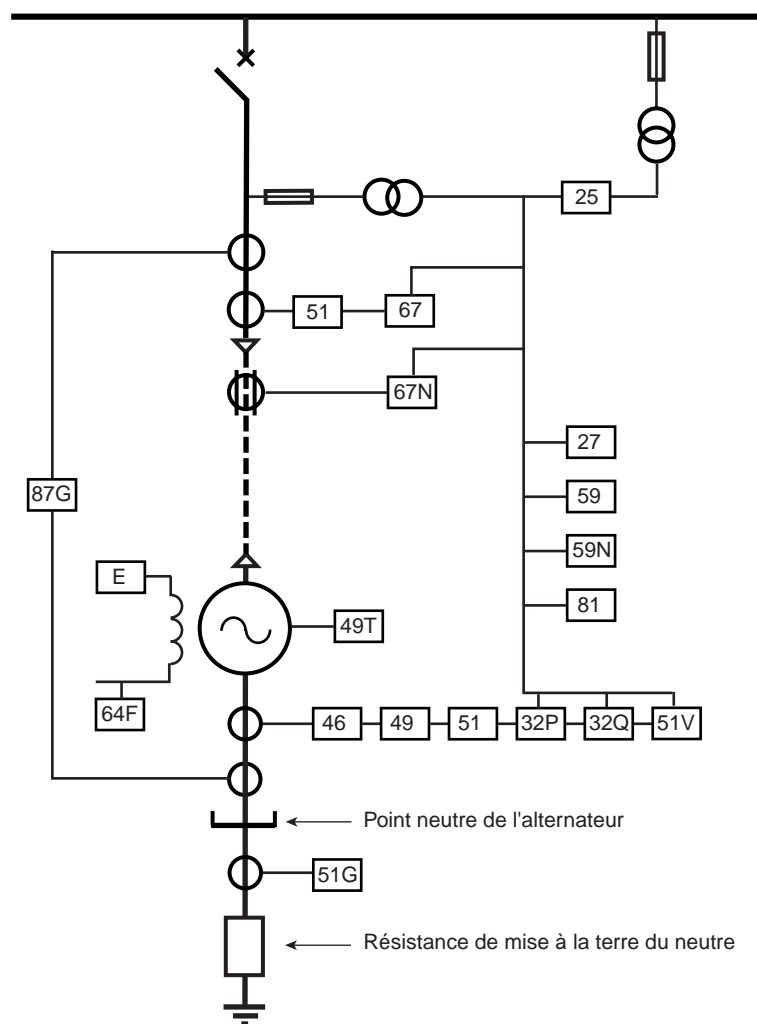


Fig. 7 : protections recommandées pour un groupe électrogène.

6.2 Protection électrique

La figure 7 montre les protections recommandées qui sont les suivantes, énumérées avec leurs codes conventionnels :

- protections reliées au transformateur de courant du neutre de l'alternateur :
 - 32P : directionnelle de puissance active
 - 32Q : directionnelle de puissance réactive pour perte d'excitation (pour groupes > 1 MVA)
 - 46 : composante inverse (pour groupes > 1 MVA)
 - 49 : image thermique
 - 51 : max de courant
 - 51G : défaut terre
 - 51V : max de courant à retenue de tension
 - 87G : protection différentielle alternateur (pour groupes > 2 MVA)

(Nota: 46,49, 32P et 32Q peuvent aussi être reliés aux transformateurs de courant des phases).

- protections reliées aux transformateurs de tension :
 - 25 : synchro-check (uniquement pour fonctionnement parallèle)
 - 27 : manque de tension
 - 59 : surtension

- 81 : max et mini de fréquence
- protections reliées aux transformateurs de courant coté ligne (seulement pour fonctionnement parallèle) :
 - 67 : max de courant directionnelle (non nécessaire si 87G est utilisée)
 - 67N : max de courant directionnelle homopolaire (sur T1 tore, pour une meilleure sensibilité)
- protections mécaniques générales du groupe, reliées à des détecteurs :
 - 49T : température stator (recommandée pour alternateurs au-dessus de 2 MVA)
 - 49T : température paliers (recommandée pour alternateurs au-dessus de 8 MVA)
 - 64F : protection terre du rotor

Le tableau ci-après (voir **fig. 8**) donne des exemples de réglages types pour chacune des protections et indique l'action qui s'en suit. Cette information doit être vérifiée auprès du fabricant du groupe électrogène pour chaque application. Un arrêt général signifie l'ouverture et le blocage du disjoncteur du groupe, coupure de l'excitation et l'arrêt d'arrivée fuel au moteur.

Protection	Réglage type	Action
27	0,75 Un, T ≈ 3 s T > temps des 51, 51V et 67	Arrêt général
32P	1-5 % si turbine, 5-20 % si Diesel, T = 2 s	Arrêt général
32Q	0,3 Sn, T = 2 s	Arrêt général
46	0,15 In, courbe temps inverse	Arrêt général
49	80% capacité thermique = alarme 120% capacité thermique = décl. constante de temps 20 min fonction constante de temps 40 min arrêt	Déclenchement du disjoncteur seul, la surcharge pourrait être temporaire
51	1,5 In, 2 s	Arrêt général
51G	10 A, 1 s	Arrêt général
51V	1,5 In, T= 2,5 s	Arrêt général
59	1,1 Un, 2 s	Arrêt général
81	Max de fréquence : 1,05 Fn, 2 s Mini de fréquence : 0,95 Fn, 2 s	Arrêt général
87G	5 % In	Arrêt général
67	In, 0,5 s	Arrêt général
67N	Is0 ≈ 10 % du courant de défaut terre, 0,5 s	Arrêt général
25	Fréquence < ±1 Hz, Tension < ±5 %, Angle déphasage < 10°	Empêcher la fermeture durant la synchronisation
49T	120 °C	Déclenchement du disjoncteur seul, la surcharge pourrait être temporaire
64F	10 A, 0,1 s	Arrêt général
Protection mécanique		Arrêt général sans blocage

Fig. 8 : réglage recommandé des relais et action.

Particularités des courants de court-circuit avec les groupes électrogènes

Selon le tableau précédent, le disjoncteur du groupe doit intervenir pour isoler efficacement le groupe du réseau. En raison des faibles valeurs des courants de court-circuits transitoires et permanents il convient d'être particulièrement attentif au choix des relais de protection et de leur réglage. Par ailleurs, afin que les pertes dans l'alternateur soient réduites, le fabricant s'efforce d'avoir une résistance statorique faible. Il en résulte une forte valeur du rapport X/R, par conséquent la composante continue du courant de court-circuit a une longue constante de temps.

La norme CEI 60056 définit des conditions d'essais pour les disjoncteurs moyenne tension. Elles sont déterminées pour un courant de court-circuit ayant une composante continue avec une constante de temps de 45 ms. Or, du fait que le courant de court-circuit d'un groupe peut largement dépasser cette valeur, le fabricant

du disjoncteur doit choisir le disjoncteur adéquat et démontrer qu'il convient à l'application.

Retard possible du disjoncteur

Le courant de court-circuit d'un groupe peut avoir en plus d'une composante continue significative, la particularité de ne traverser l'axe de niveau zéro qu'après plusieurs périodes, ce qui entraîne une difficulté pour couper le courant de court-circuit (voir **figure 9**). Ceci est dû au fait que la composante alternative décroît beaucoup plus rapidement que la composante continue.

Pour une interruption correcte, les disjoncteurs MT nécessitent le croisement naturel de l'axe zéro par le courant de court-circuit. On doit donc, dans certains cas, retarder l'ouverture du disjoncteur du temps nécessaire à ce croisement. Un tel retard doit être pris en compte dans l'étude de coordination des relais de protection, et pourrait aussi réduire la stabilité du système.

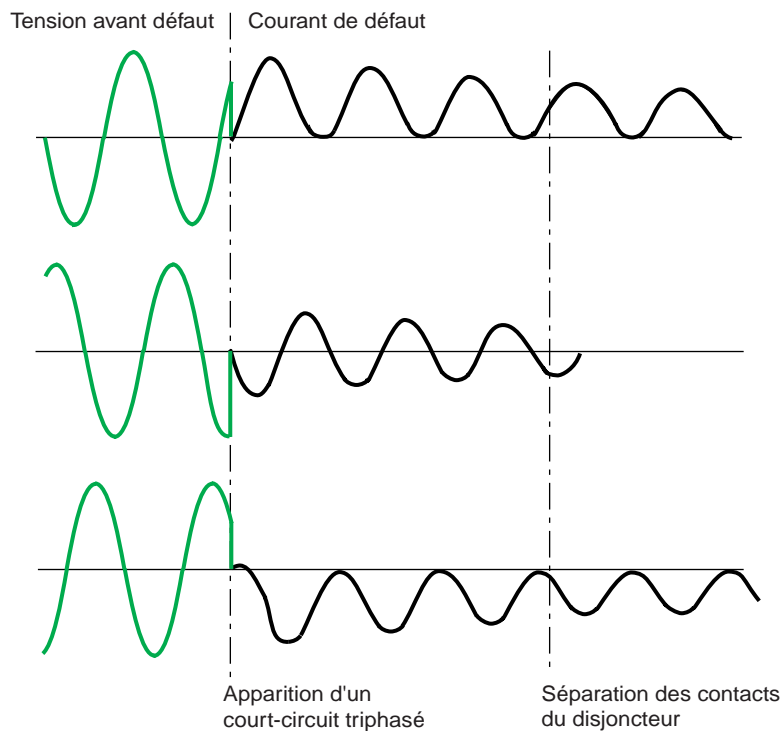


Fig. 9 : courant de court-circuit du groupe électrogène, croisement tardif de l'axe zéro sur les phases 1 et 3 (phase 2 s'interrompt correctement du fait que le court-circuit s'est produit ici lorsque la tension était au maximum sur cette phase, d'où un courant de court-circuit, déphasé de 90°, commençant à zéro, sans composante continue).

6.3 Protections moteur

Le groupe électrogène doit également avoir des protections relatives au moteur. Il s'agit essentiellement du niveau et de la température d'huile, niveau et température d'eau, température d'échappement. La protection du défaut terre du

rotor est souvent intégrée dans ces protections du fait de la nécessité d'injecter du courant continu dans le rotor. Lorsqu'une protection mécanique nécessite l'arrêt, un ordre devra ouvrir le disjoncteur, sans entraîner son verrouillage.

7 Raccordement des groupes électrogènes au réseau électrique

7.1 Connexion coté ligne

Les groupes électrogènes ont une capacité limitée de supporter des surtensions. Lorsque le fonctionnement parallèle des groupes MT est prévu avec le réseau, il faut prévoir aux bornes du groupe une protection contre les chocs de foudre.

Cela consiste généralement à raccorder des condensateurs de surtension (normalement de 0,3 μ F) et des parafoudres phase-terre dans le coffret de raccordement du groupe. De telles précautions ne sont pas nécessaires pour les groupes électrogènes BT car ceux-ci sont protégés des chocs de foudre du fait des transformateurs abaisseurs amonts.

Lorsque la protection contre les surtensions est prévue dans le coffret de raccordement du

groupe électrogène, il est recommandé d'installer les transformateurs de tension également dans ce coffret. Si la place disponible dans le coffret est insuffisante, on pourra facilement intégrer les transformateurs de tension dans l'équipement du circuit aval.

Les transformateurs de courant doivent être installés dans la boîte de raccordement du point neutre de l'alternateur. Si la protection différentielle du groupe exclut le câble (ou gaines à barres) de raccordement côté ligne, les transformateurs de courant sont installés dans la boîte de raccordement côté ligne de l'alternateur. Si la protection différentielle du groupe inclut le câble (ou gaines à barres) de raccordement côté ligne, les transformateurs de courant sont installés dans le tableau aval.

7.2 Connexion coté neutre

Groupe autonome

Un groupe électrogène qui ne fonctionne pas en parallèle avec une autre source doit être mis à la terre à travers une résistance reliée entre le point neutre et la terre. Le fabricant du groupe électrogène peut fournir une courbe de tenue indiquant le courant de défaut permissible en fonction du temps. La résistance de mise à la terre et les réglages des relais de protection doivent être fonction de cette courbe. En général le courant de défaut d'un groupe MT doit être maintenu inférieur à 30 A afin d'éviter tout préjudice au stator lui-même.

Fonctionnement parallèle avec réseau public ou avec d'autres groupes

Lorsque plusieurs groupes fonctionnent en parallèle, ou avec le réseau, il est difficile de maintenir le courant de défaut terre dans des limites acceptables.

Le courant maximum de défaut terre sera la somme du courant de défaut terre de toutes les sources, ce qui pourrait facilement dépasser la valeur donnée sur la courbe de tenue déjà mentionnée. Réduire cette valeur maximale en limitant le courant de défaut terre à une valeur faible pour chacune des sources aurait pour résultat de rendre trop faible le courant de défaut

terre de chaque source lorsque seul un ou deux groupes sont en service. Il est alors conseillé de ne pas mettre à la terre les points neutres, mais d'utiliser des transformateurs de mise à la terre sur chaque jeu de barres, comme indiqué dans la figure 5.

En fonctionnement avec le disjoncteur de couplage des jeux de barres fermé, un seul transformateur de mise à la terre doit être raccordé. Lorsque les disjoncteurs de couplage des jeux de barres sont ouverts, un transformateur de mise à la terre devra être connecté à chaque jeu de barres. Ceci permet d'avoir une valeur constante du courant de défaut terre indépendamment du type et du nombre de sources utilisés, tout en simplifiant considérablement le système de protection terre.

Si un défaut terre se produit dans le transformateur de mise à la terre, il faut l'isoler, mais le fonctionnement des groupes électrogènes reliés au jeu de barres devra être maintenu. Il n'y a pas de danger immédiat pour les groupes fonctionnant provisoirement dans un système non mis à la terre.

Il appartiendra au personnel de maintenance de déterminer le fonctionnement ultérieur du système.

8 Délestage

Le délestage est souvent nécessaire afin d'assurer que les éléments essentiels d'un process restent alimentés en énergie durant les pointes de consommation ou lors de perturbations du réseau électrique.

Dans un système de distribution électrique, la seule énergie additionnelle disponible est celle fournie par la réserve tournante des machines. Par conséquent, les sites alimentés uniquement par des groupes électrogènes ont peu de réserves et sont très susceptibles à l'instabilité résultant d'une perturbation telle qu'un défaut dans le système de distribution électrique.

Le délestage est à considérer dans trois cas différents :

- augmentation progressive de la charge,
- perte d'un groupe électrogène,
- défauts électriques.

Pour une alimentation électrique fiable d'un équipement de process, le délestage dans chacun des cas ci-dessus doit être étudié. En général, le système de délestage doit vérifier en permanence l'équilibre entre la charge et la puissance disponible afin de délester les charges non essentielles et maintenir ainsi la stabilité du système. On trouvera ci-après la description des effets et des remèdes dans chacun des cas.

Augmentation progressive de la charge

Il est possible qu'à certaines périodes la charge excède la puissance nominale des groupes électrogènes. Le fait que les groupes électrogènes de production soient prévus pour une surcharge de 10 % pendant une heure, lors d'une évolution progressive de la charge, le système de délestage peut effectuer en temps réel tous les calculs et donner les ordres de délestage aux charges non essentielles. L'opérateur peut reconnecter les charges non essentielles après la période de pointe.

Perte d'un groupe électrogène

La perte d'un groupe peut brusquement entraîner une réduction considérable de la

puissance disponible par rapport aux besoins de la charge. Le délestage immédiat des charges non essentielles est alors nécessaire afin d'assurer la stabilité du réseau de distribution. Sans délestage, il y aura déclenchement par surcharge, baisse de tension, ou baisse de fréquence, conduisant à la perte probable de la totalité de l'alimentation électrique.

Le système de délestage doit être programmé pour envoyer immédiatement les ordres de déclenchement nécessaires. Le délestage peut se faire en moins de 200 ms, ce qui est généralement suffisant pour empêcher de perdre la stabilité du système, et pourrait éventuellement conduire à une panne totale du réseau de distribution interne.

Défauts électriques

Les défauts électriques sont détectés par les relais de protection, provoquant le déclenchement des disjoncteurs et isolant ainsi l'équipement défectueux. Durant le temps d'élimination du défaut, la tension dans la zone du défaut peut tomber pratiquement à zéro, ce qui peut entraîner le ralentissement de tous les moteurs de l'installation.

A l'élimination du défaut, les moteurs absorberont un courant supplémentaire pour retrouver leur vitesse normale. Cela pourrait accentuer la chute de tension dans certaines zones de l'installation, avec un effet «boule de neige» jusqu'au déclenchement des disjoncteurs alimentant les parties saines de l'installation. Pour empêcher une telle perte de stabilité, il est nécessaire d'avoir un système de délestage agissant sur baisse de tension et/ou baisse de fréquence.

Pour déterminer les charges à éliminer par délestage, ainsi que les niveaux de tension et de fréquence devant provoquer le délestage, il est nécessaire d'effectuer une étude de stabilité du réseau. Cette étude modélise la réponse dynamique du système lors de perturbations et permet de préparer une stratégie de délestage.

9 Interfaces entre le groupe électrogène et le réseau

9.1 Répartition usuelle des fournitures entre le fabricant du groupe électrogène et celui de l'appareillage électrique général

Il arrive très couramment que le groupe électrogène soit fourni par une entreprise différente du fournisseur du tableau électrique auquel il est relié. Il est donc utile de limiter le plus possible les interfaces entre ces deux éléments. Avant de finaliser la conception de l'installation, il est important que les deux fournisseurs tiennent une réunion de coordination. Durant cette réunion seront déterminés la répartition du travail, les interfaces, les renseignements à échanger, et un planning sera établi. Ces renseignements devraient permettre à chacun des fournisseurs de mener l'étude, la fabrication, le montage, les essais et la réception sur site de façon indépendante. La réception d'ensemble sera ensuite effectuée conjointement après réalisation de toutes les interfaces. En s'efforçant d'avoir des interfaces simples, il est facile de définir clairement les responsabilités de chacun.

Chaque fournisseur doit être responsable de la totalité du matériel qu'il fournit. Il faut éviter qu'un matériel fourni par un des fournisseurs soit installé dans l'équipement de l'autre fournisseur. Un exemple classique est le module d'excitation du groupe électrogène ; il doit être dans un panneau fourni par le fabricant du groupe et non pas dans le tableau électrique.

Lorsqu'un groupe électrogène peut fonctionner en parallèle, il est nécessaire d'installer dans l'appareillage le relayage de protection

permettant d'éliminer les défauts se produisant entre l'alternateur et le tableau électrique. Cette protection doit figurer dans les fournitures qui incombent au fabricant du tableau. Les appareils de protection de l'alternateur peuvent être fournis aussi bien par le fabricant du groupe électrogène que celui du tableau. Les deux solutions sont acceptables et nécessitent dans les deux cas un échange d'informations puisque les consignes de réglage des relais seront données par le fabricant du groupe, alors que les consignes de protection générale de l'installation viendront du fabricant du tableau.

Pour une protection différentielle d'un groupe, il est assez fréquent que le transformateur de courant coté ligne soit installé dans le tableau et celui du neutre dans le boîtier de raccordement du neutre de l'alternateur. Les caractéristiques de ces transformateurs de courant doivent être définies par le fabricant du relais de protection différentielle et chacun des fabricants doit fournir le transformateur de courant à installer dans son équipement. Il n'est ni nécessaire, ni recommandé pour les raisons déjà indiquées, que l'un des fabricants fournissent les transformateurs de courant à installer dans l'équipement d'un autre fournisseur.

Les alimentations auxiliaires du groupe doivent être indépendantes de celles du tableau. Le groupe devrait avoir sa propre alimentation courant continu secourue par batterie.

9.2 Echanges d'information

Les échanges d'informations nécessaires entre le groupe électrogène et le tableau électrique doivent être réduits autant que possible. Les échanges se feront par contacts sans potentiel et des signaux analogiques 4-20 mA.

La signification de chaque signal (p. ex. fermer pour action, fermé pour disjoncteur en position "ouvert") et la durée minimale de chaque signal (p. ex. durée du signal de fermeture : 500 ms) doit être clairement indiquée dans la documentation concernant l'interface.

Des circuits de sécurité positive devraient être utilisés. Dans de tels circuits, on utilise des

contacts qui ferment pour action, et des contacts normalement ouverts qui sont fermés pour donner une autorisation. Ces circuits sont dits de sécurité positive puisque la rupture d'un fil n'entraînera pas une action ou autorisation non voulue.

La tension à appliquer aux contacts sans potentiel ainsi que la charge des contacts doivent être précisés afin de s'assurer que les appareils adéquats ont été choisis.

Avec ce type d'interfaces chaque fournisseur peut concevoir, fabriquer et essayer son équipement de façon indépendante. Les échanges directs d'information par des liens série doivent être évités en raison des difficultés de définition, de mise en service et de réparation. Le nombre d'informations à échanger ne justifie pas ce type d'interface.

Les informations généralement échangées sont :

- les informations du groupe électrogène :
 - prêt à démarrer (information)
 - prêt à charger (information)

- ordre de déclencher sur défaut
- alarme générale (information)
- tension alternateur (du transformateur de tension, pour synchronisation)
- Les informations vers le groupe électrogène :
 - ordre de démarrage
 - état du disjoncteur, 0/1 (information)
 - tension jeu de barres (du transformateur de tension, pour synchronisation)
 - fonctionnement en îloté, ou en parallèle (information)
 - type de défaut (information)

9.3 Intégration du groupe au système de contrôle-commande du réseau électrique

Afin d'éviter une perte de l'alimentation électrique, une maintenance préventive est nécessaire.

La maintenance préventive peut être très efficace à condition d'avoir l'information nécessaire à son exécution, le but étant de s'assurer que la maintenance sera effectuée avant qu'un défaut ne se produise.

L'information nécessaire peut être recueillie et transmise à l'opérateur par un système de contrôle-commande du réseau électrique. L'information peut inclure la durée de fonctionnement des groupes électrogènes,

les mesures de température des enroulements de l'alternateur et des paliers, ainsi que la consommation de charges particulières.

Le système de contrôle-commande peut également fournir l'information nécessaire pour le délestage décrit en section 8 ci-dessus pour effectuer les calculs de bilan des charges.

Le système de contrôle-commande permet également à l'opérateur de reconfigurer son réseau interne de distribution, ce qui est très utile pour effectuer les redémarrages après un incident.

10 Installation et maintenance des groupes électrogènes

L'installation de groupes électrogènes exige une collaboration étroite entre plusieurs disciplines telles que électrique, bâtiment,

process et mécanique. Les considérations suivantes doivent être prises en compte lors de l'étude de l'installation des groupes.

10.1 Emplacement

Il convient de choisir un emplacement proche du centre de la charge afin de réduire les chutes de tension et les pertes dans les câbles.

L'encombrement important du groupe doit être pris en compte lors des études de transport et d'installation. Dans le bâtiment recevant l'équipement, il faut prévoir l'espace nécessaire à l'entretien, y compris le démontage complet, et disposer du matériel de levage adéquat au dessus du groupe. Le fabricant du groupe devra

indiquer tous les renseignements concernant les besoins d'espace et d'accessibilité sur les plans guides de génie civil.

Souvent, l'émission de bruit posera problème. La solution est d'insonoriser le groupe ou le bâtiment, ou les deux à la fois. L'insonorisation a une incidence significative sur le coût et par conséquent, doit être définie avant de commander l'équipement. On veillera aussi à ce que le socle du groupe ne propage pas le bruit.

10.2 Entrée d'air et échappement

En définissant la puissance d'un groupe électrogène il est important de prendre en considération les conduits d'arrivée d'air et d'échappement. Dans certains cas, le lieu d'installation sera tel qu'il sera nécessaire d'utiliser de longs conduits, et cela aura une incidence sur la définition de la puissance nominale du moteur.

S'assurer également que l'entrée d'air est loin de l'échappement.

Les groupes électrogènes de secours doivent être capables de fonctionner dans diverses conditions. Dans certaines régions où les tempêtes de sable sont fréquentes, l'entrée d'air doit alors être équipée de filtres à sable, ce qui augmente le prix du groupe.

10.3 Conformité avec la réglementation locale

Il existe dans beaucoup de pays une réglementation locale particulière. En plus des exigences relatives aux émissions, les exigences environnementales dicteront la conception du système relatif au carburant, y compris la capacité maximale du réservoir journalier et le type de réservoir enfoui (double parois, etc.).

Il faut également respecter la réglementation locale concernant la détection et la protection incendie. Des détecteurs d'incendie doivent être installés dans tous les locaux abritant des groupes électrogènes. La protection contre le feu devrait être automatique là où cela est possible.

La lutte contre le feu consiste généralement à inonder le bâtiment de gaz inerte. Cela doit être associé à une fermeture automatique des ouvertures de ventilation, d'entrées d'air et des portes. La réglementation locale comprend des mesures telles que le nombre et emplacement des panneaux locaux, l'emplacement du tableau de commande anti-incendie, ainsi que le type de gaz inerte utilisable. L'assistance d'une entreprise locale familiarisée avec de tels règlements afin d'avoir toutes les autorisations nécessaires est très utile, voire même indispensable.

10.4 Outils spéciaux et pièces de rechange

Les groupes électrogènes nécessitent de la maintenance périodique, et après quelques années d'utilisation une révision générale. Dans les deux cas, des outils spéciaux sont nécessaires. Ceux-ci doivent être définis lors de la commande du groupe, puis vérifiés à la

livraison et comparés aux listes données par les manuels de maintenance. Les pièces de rechange nécessaires pour la première révision générale doivent être fournies en plus de celles nécessaires pour le fonctionnement normal.

11 Conclusion

Les groupes électrogènes constitués d'un moteur + alternateur sont souvent installés dans les sites industriels et bâtiments commerciaux, soit en tant que principal fournisseur de l'énergie électrique, ou bien pour assurer l'alimentation des charges essentielles lors d'une défaillance du réseau de distribution publique.

Il est important de bien comprendre les caractéristiques électriques et mécaniques des groupes électrogènes et connaître les normes qui les définissent afin de choisir correctement l'équipement.

L'intégration du groupe électrogène dans le système de la distribution électrique a une conséquence sur le choix de la plupart des équipements électriques. Par exemple, pour la puissance de court-circuit totale à considérer pour la détermination de l'appareillage électrique

il faudra prendre en compte la contribution des groupes électrogènes.

Le système de protection électrique de l'installation doit tenir compte des particularités des groupes électrogènes afin d'assurer une protection correcte des personnes et des biens, tout en évitant les déclenchements intempestifs entraînant une indisponibilité de l'énergie électrique. Le système de contrôle-commande doit permettre l'exploitation du réseau de distribution de différentes manières pour assurer une alimentation électrique fiable.

L'ingénieur responsable de la conception du système global de la distribution électrique doit résoudre de nombreux problèmes. Un premier pas pour assurer que le réseau conçu sera conforme aux exigences est d'être conscient des problèmes et des solutions possibles.

Bibliographie

Normes

- IEC 60056: Disjoncteurs à courant alternatifs haute-tension.
- IEC 60255: Relais électriques.
- IEC 60298: Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV.
- IEC 60439-1: Ensembles d'appareillage à basse tension - Ensembles de série ou dérivés de série.
- ISO 3046: Moteurs alternatifs à combustion interne.
- ISO 8528: Groupes électrogènes à courant alternatif entraînés par moteurs alternatifs à combustion interne.

Cahiers Techniques Schneider Electric

- Les perturbations électriques en BT
Cahier Technique n° 141
R. CALVAS
- Harmoniques : convertisseurs propres et compensateurs actifs
Cahier Technique n° 183
E. BETTEGA, J-N. FIORINA
- Disjoncteurs au SF6 Fluarc et protection des moteurs MT
Cahier Technique n° 143
J. HENNEBERT et D. GIBBS

Schneider Electric

Direction Scientifique et Technique,
Service Communication Technique
F-38050 Grenoble cedex 9
Fax : (33) 04 76 57 98 60

Real.: AK
Edition: Schneider Electric
Printing: Imprimerie du Pont de Claix - Claix - France - 1000
- 100 FF -