

Délestage électrique

AIDE AU CHOIX D'ÉQUIPEMENT PERMETTANT DE
MAINTENIR UNE ACTIVITÉ EN CAS D'INTERRUPTION
DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE



Source : google.

Avant-propos

Face à la situation Belge actuelle en matière de production d'électricité, la probabilité d'être confronté à une pénurie d'électricité pour les hivers prochains n'est pas négligeable. De par cette posture, le besoin des industries de se préparer à des interruptions du réseau, et notamment au risque de délestage/black-out est davantage présent que par le passé.

L'objectif de ce cahier technique est de parcourir l'ensemble des équipements et services existants permettant aux industries de s'organiser et de se préparer à des situations d'interruptions d'approvisionnement électrique et d'en décrire de façon neutre les avantages et les inconvénients.

Dans le cadre de la rédaction de ce document, diverses rencontres avec des fournisseurs d'équipement et des industries étant équipés de ces dispositifs de secours ont été organisées afin de dégager les caractéristiques spécifiques de leurs installations.

Enfin, une enquête auprès des industries a été réalisée dans l'optique d'obtenir des informations sur leur équipement actuel éventuel en groupes électrogènes et/ou UPS. Les résultats de cette enquête sont repris en fin de document.

Introduction

Glossaire

Les termes spécifiques rencontrés dans ce cahier technique sont listés de manière non-exhaustive ci-dessous :

- **Écrêtage** : pratique couramment appliquée avant la libéralisation du marché de l'énergie qui consiste en la gestion de la pointe quart horaire, en supprimant les pics de hautes amplitudes qui pénalisaient la facture énergétique du consommateur.
- **Effacement de la consommation électrique** : réduction/arrêt de la puissance appelée par le consommateur pour faire face à des pénuries d'électricité, ou afin d'éviter un pic de consommation.

Pénurie d'électricité : Rappel du contexte

Lorsque les besoins en énergie électrique ne peuvent plus être couverts par les moyens de production, on parle de pénurie.

Le risque de pénurie d'électricité en Belgique pourrait survenir étant donné le contexte suivant [1] :

- L'Union Européenne (directive 2009/28/EC) fixe l'objectif contraignant d'adopter une part de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale d'ici 2020. D'une part, cette ambition en matière de production d'énergies renouvelables conduit à la fermeture de centrales traditionnelles au gaz, en raison du fait qu'elles sont de moins en moins mises à contribution, et qu'elles ne sont donc plus assez rentables. D'autre part, la production d'électricité à partir du photovoltaïque et de l'éolien conduit à une plus grande variabilité dans l'offre en électricité. Ces énergies renouvelables sont effectivement par nature intermittentes. Etant donné qu'il n'existe actuellement aucun moyen de stocker directement l'énergie électrique à grande échelle, la Belgique a besoin de maintenir une activité annexe (telle que les centrales au gaz) qui doit permettre de répondre au pic de demande et compenser la variabilité du renouvelable. Or, vu que le nombre de centrales diminue, il est plus difficile de maintenir un équilibre entre la production et la consommation d'électricité, ce qui risque de provoquer plus facilement des déséquilibres sur le réseau et pourrait, par conséquent, être à l'origine de délestages voire, dans le pire des cas, d'un black-out.
- Le vieillissement du parc de production existant engendre la fermeture supplémentaire de plusieurs centrales au gaz.
- L'annonce par le gouvernement de la sortie du nucléaire en 2025 risque d'impacter fortement notre production électrique. En effet, en 2014, environ 50% de la production d'électricité Belge se base sur le nucléaire [2].
- La mise à l'arrêt imprévue de réacteurs nucléaires accentue la situation délicate de la Belgique pour ce qui est de la production d'électricité ; comme typiquement le cas des réacteurs nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 qui ont été mis à l'arrêt en 2015 vu la présence de microfissures sur les cuves.



Havelange : centrale nucléaire.
Source : google.

Ces faits récents font de la Belgique un pays vulnérable face au black-out ou à des opérations de délestage. La Belgique risque de devoir dépendre de ses importations, a priori plutôt pendant des périodes hivernales. Mais si une vague de froid touche l'Europe, le besoin en électricité risque d'augmenter partout et particulièrement en France où le chauffage électrique direct est fortement développé. Par conséquent, la disponibilité de la production au-delà de nos frontières va diminuer et les pays limitrophes pourraient ne plus être en mesure d'exporter leur électricité vers notre pays.

Les entreprises belges dépendent évidemment fortement de la fiabilité de l'alimentation électrique. Une coupure de courant peut occasionner des conséquences fortement préjudiciables sur le plan économique. Les data center sont par exemple typiquement des sites qui ne peuvent accepter la moindre coupure de courant. Pour permettre aux entreprises de se protéger face à de telles situations, il existe divers moyens de secours qui permettent alors d'éviter le pire.

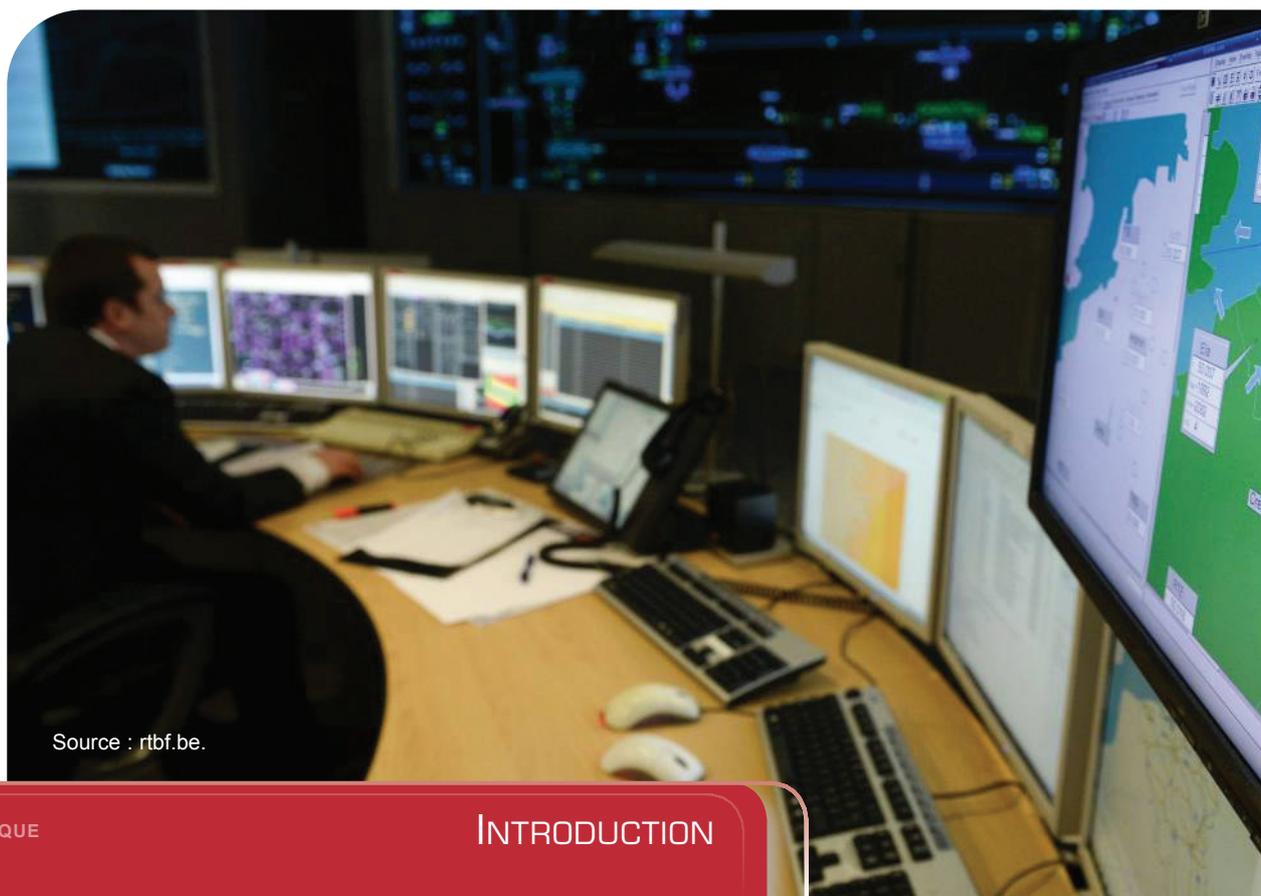
Distinction entre délestage et black-out

Deux conséquences d'une pénurie d'électricité sont à distinguer : le délestage et le black-out.

Le délestage consiste en la déconnexion volontaire d'une partie du réseau. Il est justifié par un manque d'électricité par rapport à la demande, il est donc essentiel de pouvoir délester une partie des consommateurs pour assurer l'équilibre global. Lorsqu'un délestage est prévu, les zones délestables sont prévenues 24h à l'avance, il est donc possible pour une entreprise délestable de se préparer à ce phénomène.

Le black-out concerne un effondrement du réseau électrique qui peut être la conséquence d'une pénurie qui s'est aggravée ou d'un problème technique imprévu. Il s'agit donc ici d'un événement inattendu d'une durée indéterminée qu'il n'est pas possible d'anticiper.

La suite de ce document aura pour intérêt d'identifier les services utiles aux entreprises les plus adaptés à un délestage et à un black-out, et plus généralement pour soutenir son réseau électrique – ou une partie de celui-ci – en cas de coupure de courant.



Source : rtbf.be.



Source : levif.be.

Notions de charges prioritaires/critiques

Les **charges prioritaires** sont les charges qui doivent être reconnectées en priorité sur un générateur de secours dans les plus brefs délais après une coupure de courant (panne réseau).

Les **charges critiques** ne peuvent quant à elles supporter aucune coupure, même brève.

Avant la mise en place d'une solution de secours, il convient de définir au préalable les charges prioritaires (avec leur ordre de priorité ou leur durée maximale d'interruption admise) et celles dites critiques. En effet, lorsqu'un groupe de secours est installé, l'électricien chargé de cette mission doit connaître la puissance à installer ainsi que la cascade d'ordre prioritaire de rallumage des charges (un groupe de secours n'étant pas toujours capable de reprendre instantanément l'ensemble des charges). Les charges critiques doivent quant à elles être installées sur un système d'alimentation sans interruption. Un des objectifs de ce cahier technique est de sensibiliser les entreprises à cette tâche d'identification et d'illustrer des situations concrètes où les charges concernées sont prioritaires ou critiques.

Tout d'abord, il convient d'insister sur le fait qu'en cas de panne du réseau, une industrie cherche rarement à maintenir son niveau de production mais plutôt le maintenir en « stand-by » afin de permettre un redémarrage aisé du procédé lorsque le réseau réapparaît ou tout simplement maintenir la production dans des conditions acceptables.

On parle par exemple souvent de charges critiques dans le domaine pharmaceutique où les procédés de traitement de l'air nécessitent pour la plupart d'être maintenus sous tension à tout instant pour maintenir l'état de stérilité de leurs produits. Il est alors nécessaire d'investir dans une alimentation sans interruption.

Une autre situation critique plus fréquente concerne les data center d'une entreprise. En effet, la moindre coupure de courant n'est pas tolérable sur ces installations ; il s'agit en quelque sorte du cœur de l'entreprise.

Dans le cas de charges prioritaires, il est fréquent de disposer de procédés qui ne peuvent rester longtemps non alimentés, tel que des réactions endo/exothermiques en cours, des matières qui doivent être maintenues en état d'agitation ou encore une partie de l'éclairage. Les installations concernées peuvent être coupées durant un court instant, le temps de mise en service d'une solution de secours (typiquement le démarrage du groupe électrogène), en cas de coupure supérieure à quelques secondes.

Outre l'aspect du maintien d'un équipement de procédé, un point également très important à considérer en cas de pénurie est l'aspect sécurité. Les systèmes en lien direct avec la sécurité du site tels que les systèmes d'alarme incendie ou service de téléphonie disposent la plupart du temps d'une batterie de secours, qui leur garantit un fonctionnement autonome. En revanche, certains systèmes de sécurité tels que les systèmes de vidéosurveillance disposent rarement d'une autonomie intégrée, il n'y a donc pas d'enregistrement en cas de panne de courant [3]. S'il est indispensable que les caméras continuent de fonctionner pendant une coupure de courant, il existe des solutions telles que les alimentations sans interruption (UPS), vu en détail dans la suite dans ce rapport.

Equipements et services existants en la matière



L'acquisition d'un dispositif de secours est la solution efficace pour se protéger de coupures de courant, de situations de délestage et de black-out.

Les équipements et services abordés dans ce document sont décrits ci-dessous :

- Génératrice de secours fonctionnant en îlotage.
- Système d'alimentation sans interruption (ASI/UPS) couplé éventuellement à une génératrice de secours.

Techniquement parlant, les génératrices de secours peuvent être des groupes électrogènes, des groupes de cogénération, ou encore des énergies renouvelables.

Tout d'abord, il y a lieu de décrire les groupes techniquement utilisables comme groupes de secours et décrire leurs spécificités respectives. Ensuite, ce cahier technique décrira le principe de fonctionnement d'une génératrice fonctionnant en îlotage et celui d'une alimentation sans interruption.

Types de génératrices de secours

Les systèmes qui peuvent faire office de groupes de secours sont décrits dans cette section. Il s'agit essentiellement des solutions techniquement envisageables.

Groupe électrogène

Un groupe électrogène est destiné à transformer une énergie primaire (telle que le fioul ou le gaz) en électricité. Pour ce faire, un groupe électrogène est constitué d'un moteur thermique transformant l'énergie primaire en énergie mécanique et d'un alternateur (génératrice) transformant l'énergie mécanique développée par le moteur en énergie électrique.

Moteur gaz ou diesel ?

L'entraînement des groupes électrogènes peut se faire par un moteur diesel ou un moteur à gaz. Les moteurs diesel sont toutefois préférés. En effet, les moteurs diesel présentent les avantages suivants sur les moteurs gaz :

- Prix à l'achat moins élevée. Les moteurs diesel sont principalement dérivés des moteurs de camion ou de bateau. Ils bénéficient ainsi d'effets de série très importants. Leur prix est souvent 2 à 3 fois moins élevés que les modèles de puissance équivalente alimentés au gaz ;
- Faible besoin de maintenance (faible coût d'entretien) ;
- Couple de reprise de charges élevé (en moyenne 60 à 70% de reprise de charge en une fois, alors qu'il n'est que de l'ordre de 30% pour les moteurs gaz) ;



Source : gsdmo.com.

Un autre avantage souvent mentionné pour l'utilisation d'un moteur diesel concerne son adéquation, selon certains, plus adapté à une utilisation en secours : le niveau du stock de fuel est effectivement connu, l'autonomie du groupe électrogène est donc connue. Avec un moteur gaz alimenté en gaz naturel par son réseau de distribution, certains constructeurs annoncent qu'en cas de panne d'électricité du réseau, la disponibilité du gaz à ce moment n'est pas nécessairement assurée.

Il ressort cependant de contacts pris avec un opérateur reconnu des réseaux de distribution de gaz naturel en Wallonie que l'alimentation en gaz s'effectue mécaniquement en tout point du réseau. Une panne de courant ne remet pas en cause l'alimentation en gaz. Les seules installations concernées par l'électricité se situent au niveau des stations de détente où l'électricité assure le bon fonctionnement de l'odorisation du gaz naturel, des régulateurs électroniques et de la télétransmission des informations vers le dispatching. Fluxys annonce cependant à ce propos que la grande majorité des installations de détente est équipée de dispositifs de type « no-break » qui garantissent une alimentation électrique lors de coupures de durées limitées.

Cependant, ces dispositifs ne permettent pas d'alimenter les chaudières qui préchauffent le gaz avant détente, et un groupe de secours est alors nécessaire pour garantir le réchauffage du gaz si la canalisation en aval de la station de détente de Fluxys est en polyéthylène (PE), qui est sensible aux basses températures. Les stations de détentes sont donc équipées de groupes de secours supplémentaires.

En cas d'effondrement soudain et imprévisible d'une partie du réseau électrique, avec des périodes d'interruption d'alimentation longues (> 8 heures) et se prolongeant potentiellement durant plusieurs jours sur une partie conséquente du réseau, des soucis d'alimentation en gaz naturel pourraient dès lors survenir progressivement sur le réseau de distribution de gaz.

Toutefois, qu'on soit équipé d'un groupe électrogène constitué d'un moteur à gaz ou diesel, il est rare de pouvoir se protéger contre les périodes d'interruption longues (> 8 heures). En effet, la plupart des entreprises équipées à ce jour de groupes électrogènes diesel compte une réserve de diesel qui leur permet une autonomie variable de 4 à 8 heures. Dans les situations de coupure prolongée, des soucis d'alimentation peuvent donc survenir tant avec les groupes électrogènes fonctionnant au gaz qu'avec ceux fonctionnant au diesel.



Groupe électrogène.
Source : SDMO, Chris Onsia.

Démarrage du groupe électrogène

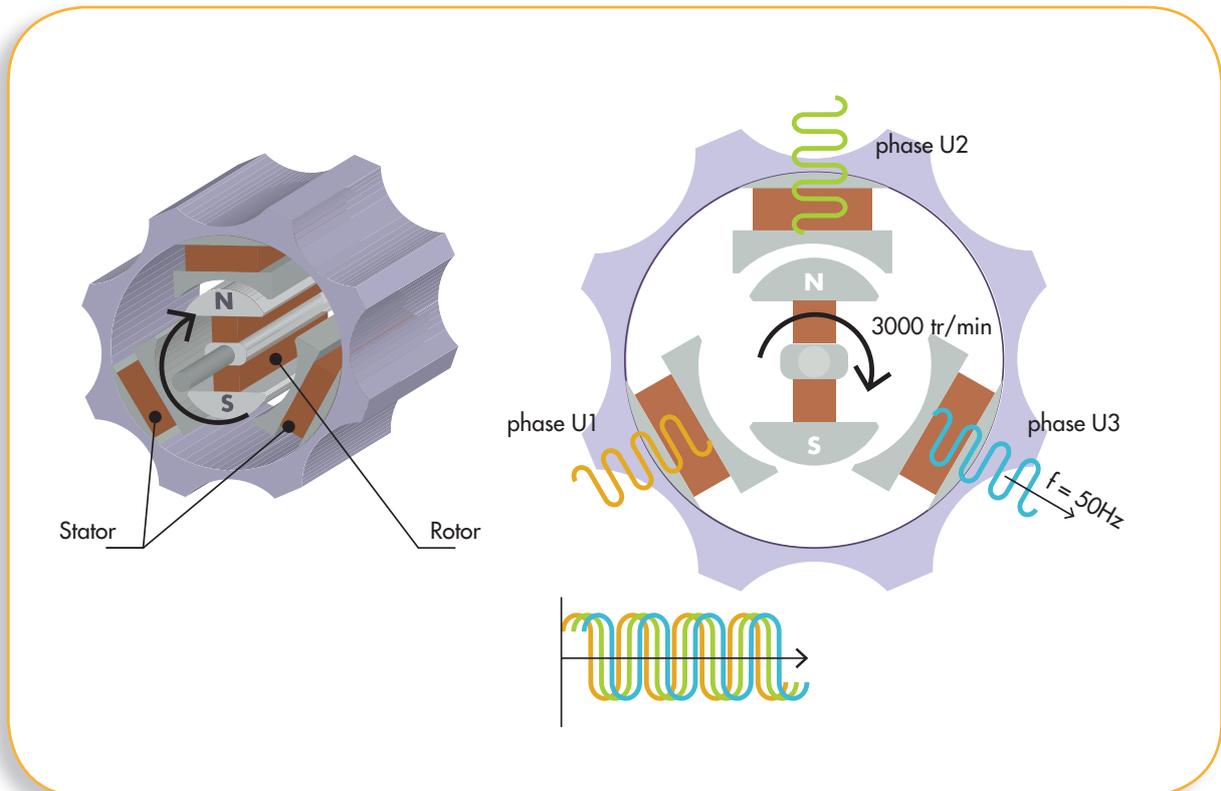
Pour le démarrage du groupe, les deux techniques généralement utilisées sont d'une part un démarrage sur batterie et d'autre part un démarrage à l'air comprimé [4]. La majeure partie des groupes démarrent via une batterie ; le démarrage à l'air comprimé est quant à lui moins fréquent et généralement réservé aux groupes électrogènes de forte puissance.

Certains groupes électrogènes misent sur l'importance d'un second démarrage à l'air comprimé vu la probabilité d'échec au premier démarrage (évalué à 1/200 pour un système batterie). Cette technique de démarrage est effectivement plus fiable et donc utilisée en secours si une défaillance de la batterie devait apparaître.

Fonctionnement en îlotage

Pour les entreprises qui désirent s'équiper d'une génératrice de secours, il y a nécessité d'opter pour un groupe électrogène constitué d'une **génératrice synchrone**. Les machines asynchrones nécessitent une synchronisation avec le réseau électrique pour fonctionner, cette machine ne peut donc pas assurer un secours en cas de panne. A priori, tous les groupes électrogènes fixes utilisés ou commercialisés comme groupe de secours sont constitués d'une génératrice synchrone.

La génératrice synchrone est constituée d'un rotor, appelé inducteur, parcouru par un courant continu. Par la rotation des pôles de l'inducteur à l'intérieur du stator (l'induit), un courant alternatif est créé aux bornes de l'induit. Le courant induit est indépendant du réseau.



Générateur synchrone. Source : Wiki.

Les groupes électrogènes à machine synchrone sont conçus pour fonctionner en mode îloté (isolé du réseau). La fréquence et la tension du circuit alimenté sont respectivement assurées par un régulateur de vitesse et un régulateur de tension du groupe. Il y a toutefois des cas où le fonctionnement en parallèle avec le réseau doit être prévu. Il est donc nécessaire de synchroniser le groupe. **Les intérêts d'une synchronisation sur le réseau sont les suivants :**

- **Éviter la deuxième coupure :**

Lorsqu'un groupe électrogène fonctionne en îlotage et que l'on désire repasser sur le réseau lors du rétablissement de l'approvisionnement après une coupure, les charges doivent généralement subir une nouvelle coupure au moment du changement d'alimentation; ce qu'il est possible d'éviter si le groupe électrogène est synchronisé avec le réseau.

À titre indicatif, le temps de recouvrement minimal entre le groupe de secours et le réseau pour éviter la deuxième coupure est d'environ 100 ms. La fermeture/ouverture d'un disjoncteur dure environ 60 ms.

- **Essais sur charges :**

Un groupe électrogène devrait de préférence être testé en charge. Pour ce faire, il a souvent besoin d'être testé en synchronisme avec le réseau, pour s'assurer qu'il fonctionne en alimentant une charge. À titre indicatif, les constructeurs recommandent souvent de tester les groupes électrogènes 1h/mois minimum. Pour les groupes électrogènes qui ne peuvent pas être synchronisés sur le réseau, ils doivent alors être testés à vide (test non-complet) ou, comme certaines entreprises l'ont déjà expérimenté, en y raccordant de grosses résistances électriques qui font alors office de charges.

- **Soutenir le réseau :**

Un groupe électrogène peut être utilisé pour soutenir le réseau lorsqu'il y a des risques de déséquilibre.

Pour synchroniser le groupe au réseau, il y a nécessité d'égaliser de manière précise sa fréquence et sa tension par rapport aux paramètres du réseau, ainsi que de s'assurer de la concordance des phases. La génératrice synchrone nécessite alors d'un équipement de synchronisation, que l'on appelle le synchroniseur.

Les groupes électrogènes sont généralement maintenus en « stand-by » afin de pouvoir les utiliser plus rapidement en cas de besoin. Il faut garder à l'esprit que le mode « stand-by » consomme de l'énergie afin de maintenir le groupe en température, et ce via une résistance électrique qui maintient le circuit d'eau de refroidissement en température. Cet état s'avère toutefois essentiel pour un démarrage facile et une mise sous charge rapide. On peut à ce propos faire l'analogie avec un véhicule à moteur Diesel qui, à froid, ne peut pas être trop sollicité. Le fait de maintenir le groupe électrogène en température permet une reprise de charge importante dès le démarrage. Dans ces conditions, seulement 10 à 15 secondes sont la plupart du temps nécessaires pour qu'un groupe soit opérationnel. Durant ce laps de temps est compris 1 à 2 secondes d'attente où il convient de s'assurer qu'il ne s'agit pas seulement d'une microcoupure mais bien d'une coupure prolongée du réseau. À ce propos, les groupes électrogènes sont souvent soumis à une durée minimale de fonctionnement pour prévenir les usures anormales. Il convient donc ne pas démarrer le groupe de manière intempestive. Selon un fabricant, la durée minimale de fonctionnement d'un groupe électrogène est d'environ 6 minutes.

La gamme de puissance la plus largement commercialisée en Belgique concerne des groupes électrogènes de 60 à 100kVa. Mais il existe des groupes électrogènes pouvant aller jusqu'à une puissance de 3000 kVa. Pour EURO-DIESEL S.A., leurs systèmes « NO-BREAK KS® » de 2000kVa sont parmi les plus commercialisés. Il arrive plus fréquemment qu'une entreprise soit demandeur de plusieurs groupes électrogènes fonctionnant en parallèle, et ce afin d'assurer une meilleure disponibilité de puissance. La variation importante de la puissance appelée peut effectivement rendre nécessaire la mise en parallèle de groupes électrogènes vu que cette configuration permet de mettre en marche un nombre de groupes adapté à la puissance appelée en évitant ainsi de faire fonctionner un groupe à trop faible puissance ; la charge minimale d'un groupe électrogène étant souvent comprise entre 30 et 35% de la puissance nominale du groupe.

Il est de plus possible de synchroniser les machines entre elles, et pratiquer ce qu'on appelle « load-sharing », soit du partage de charges en français ; pratique exercée dans le but d'atténuer la puissance demandée par un seul groupe, notamment afin d'augmenter leur durée de vie.

Gamme de prix

Ci-dessous est repris un ordre de grandeur de budget pour l'achat d'un groupe électrogène en fonction de sa puissance (capoté, hors TVA et hors installation) :

GAMME DE PUISSANCE (KVA)	BUDGET (EUR)
40	10 000
80	12 000
200	24 000
500	52 000
650	74 000

Sur base de ces prix, il est facile d'en conclure que les groupes électrogènes représentent un certain investissement qui doit être mis en regard avec les conséquences de coupures d'alimentation électrique, d'un éventuel délestage ou d'un blackout. De plus, le coût de l'électricité ainsi produite est de l'ordre de 10 fois plus élevé que le prix « normal » [5]. Cette constatation peut notamment s'expliquer par les faibles rendements des groupes électrogènes, de l'ordre de 40%.





Groupe de cogénération.

Groupe de cogénération

La cogénération est une technique qui permet de produire simultanément de l'énergie électrique et de la chaleur et permet de ce fait aux entreprises de couvrir une partie de leurs besoins afin notamment de minimiser leur dépendance au réseau public d'électricité.

Dans le cas de cogénération de qualité, on a une réduction des coûts énergétiques et des émissions de CO₂ en comparaison avec une production indépendante d'énergie et de chaleur car les rendements énergétiques sont supérieurs à une production séparée équivalente d'électricité et de chaleur. Les prix de cette électricité et de la chaleur produite – qui doit être utilisée – est avantageux. Ce sont des raisons pour lesquelles les entreprises décident d'investir dans tel type d'installation. De plus, un tel investissement permet l'obtention de certificats verts qui apportent des gains financiers supplémentaires. Pour augmenter la rentabilité d'une unité de cogénération, il importe de la faire fonctionner un maximum d'heures par an. Cependant, le dimensionnement d'une cogénération s'effectue sur base des besoins de chaleur et non sur base des besoins d'électricité. Traditionnellement, la cogénération fonctionne donc aussi longtemps qu'il y aura des besoins de chaleur ; l'électricité produite constitue alors un appoint au réseau.

Dans le cadre de ce cahier technique, l'intérêt est de voir dans quelle mesure une cogénération peut – ou non – être utilisée comme génératrice de secours.

Technologies

Plusieurs familles de cogénération sont à distinguer : les moteurs à gaz ou diesel, les turbines à gaz et les turbines à vapeur. Les cogénérations constituées d'un moteur à gaz ou diesel présentent l'avantage de pouvoir servir d'appoint en cas de panne du réseau avec un rendement électrique plus important que les turbines à gaz ou à vapeur. La chaleur dégagée par l'unité peut être valorisée, comme par exemple pour le maintien à température des éléments de process, ou doit être évacuée si cette chaleur n'a pas d'utilité au moment de l'utilisation en secours.

La technologie des turbines gaz et à vapeur nécessite un fonctionnement quasi-continu et ne supporte pas les démarrages intempestifs. Leur utilisation en secours ne peut donc pas être considérée. Cette technologie de cogénération ne sera pas étudiée plus en détail par la suite.

Comme pour les groupes électrogènes, la production électrique se fait via un alternateur (génératrice) transformant l'énergie mécanique développée par le moteur en énergie électrique. Il convient dès lors de distinguer à nouveau les alternateurs asynchrones des synchrones. Ces dernières étant plus adaptées au fonctionnement de secours. Au regard de diverses fiches techniques de constructeur, les alternateurs synchrone sont les plus couramment rencontrés. Les modules de cogénération à alternateur asynchrone peuvent toutefois exister, mais uniquement pour les plus petites puissances (< 50kW).

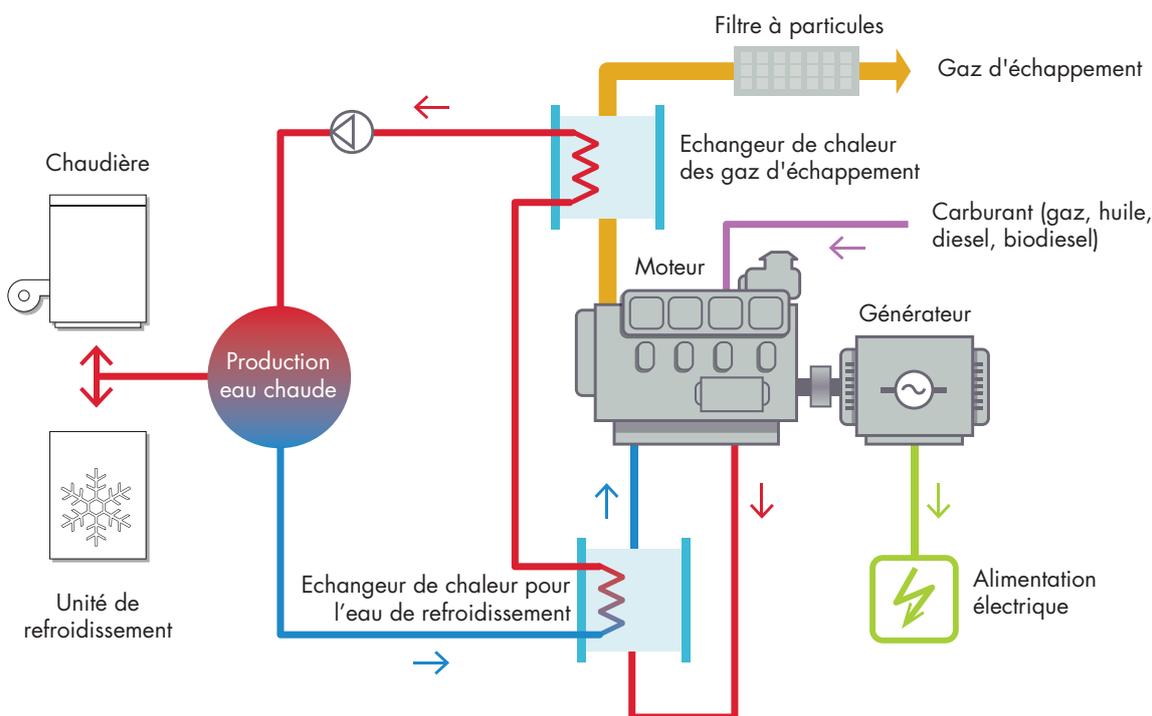


Figure 1 : Principe de fonctionnement d'une cogénération par moteur thermique [6].

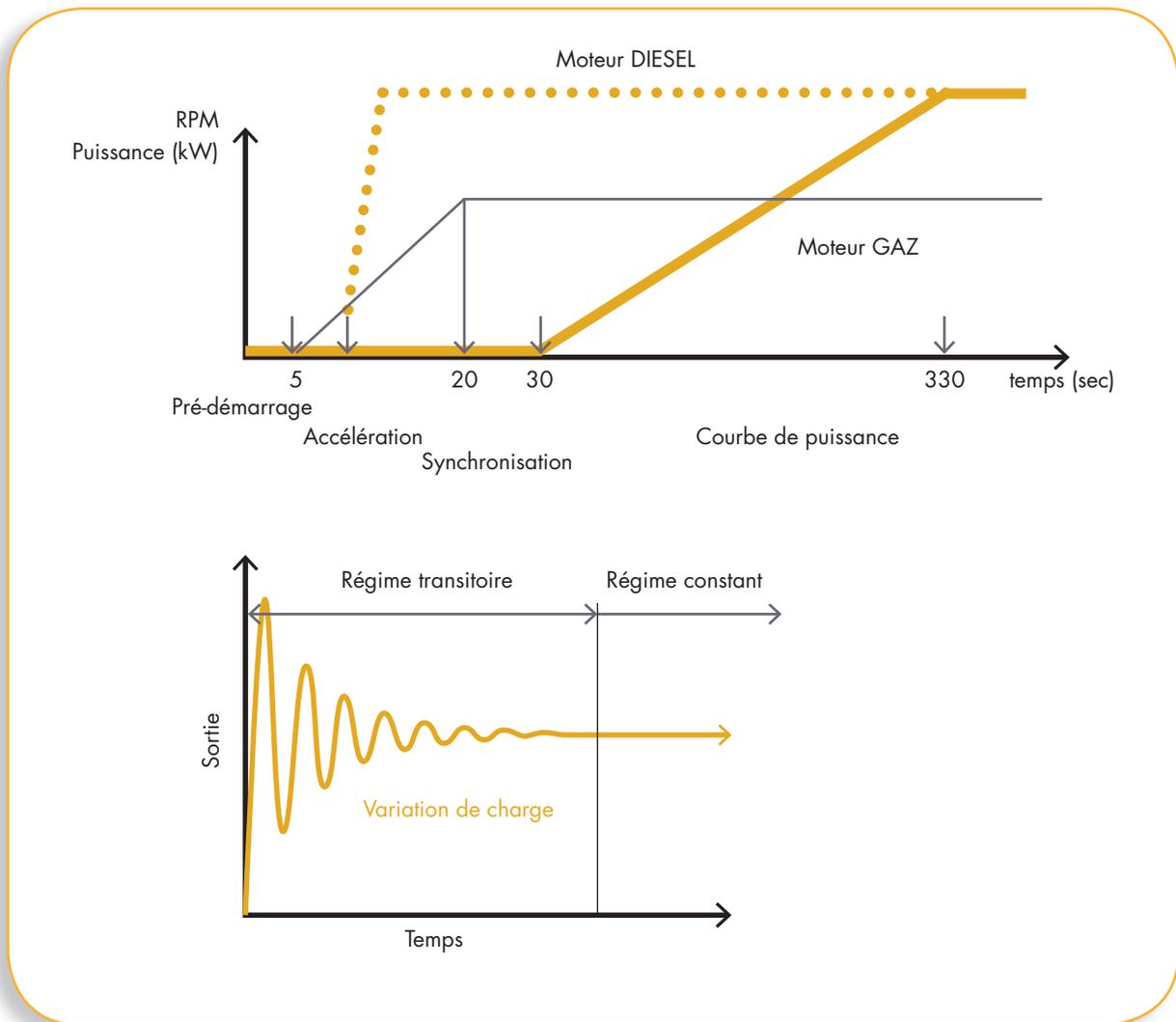


Figure 2 (en haut) : Temps de synchronisation d'un moteur gaz et diesel.

Figure 3 : Représentation d'une variation de charge autour de l'équilibre de base.

Moteur gaz ou diesel ?

Bien que rarement rencontrés dans le cas de cogénération, les moteurs diesel sont plus adaptés à une utilisation en secours que les moteurs gaz. En effet, un moteur gaz est nettement moins réactif au démarrage qu'un moteur diesel. Ce manque de réactivité, justifié par le faible couple de démarrage d'un moteur gaz, induit dès lors de faibles possibilités de reprise de charges élevée dans un délai suffisant.

Ce manque de réactivité est défavorable tant pour le démarrage en îlotage d'une cogénération que pour le couplage au réseau (synchronisation). La Figure 2 ci-dessus permet de rendre compte que le temps de synchronisation d'un moteur gaz sur le réseau est relativement long en comparaison au moteur diesel.

De plus, les moteurs gaz rencontrent également certaines difficultés face aux variations de charge. En effet, un des problèmes majeur des moteurs gaz est la gestion de la marche en régime transitoire. La réponse transitoire d'un moteur gaz, défini comme étant la réponse d'un système face à une variation de charges, est dès lors plus longue que pour un moteur diesel.

À titre illustratif, voici quelques résultats disponibles :

MODULE DIESEL (CG32)		MODULE GAZ (CG170)	
Load change [%]	Recovery Time [s]	Load change [%]	Recovery Time [s]
0-25	< 3	0-27	15
0-50	< 3	27-45	15
0-75	< 3	45-60	15
0-100	3,7	60-70	15
		70-80	15
		80-90	15
		90-100	15

On remarque dès lors sur base de ces valeurs que le temps de redressement, suite à une variation de la charge, d'un moteur gaz est largement supérieur à ceux d'un moteur diesel, de même puissance.

Tant de désavantages qui font que les cogénérations à moteur gaz sont peu adaptées en fonctionnement de secours. La technologie d'un moteur gaz est bien évidemment la cause d'un tel résultat. En guise d'illustration, les Figures 4 et 5 montrent les schémas respectifs du fonctionnement d'un moteur diesel et d'un moteur gaz dans une cogénération. Dans un moteur diesel, l'injection se fait directement au niveau de la chambre de combustion tandis que pour un moteur gaz, le mélange gaz/air a lieu en amont de la chambre de combustion.

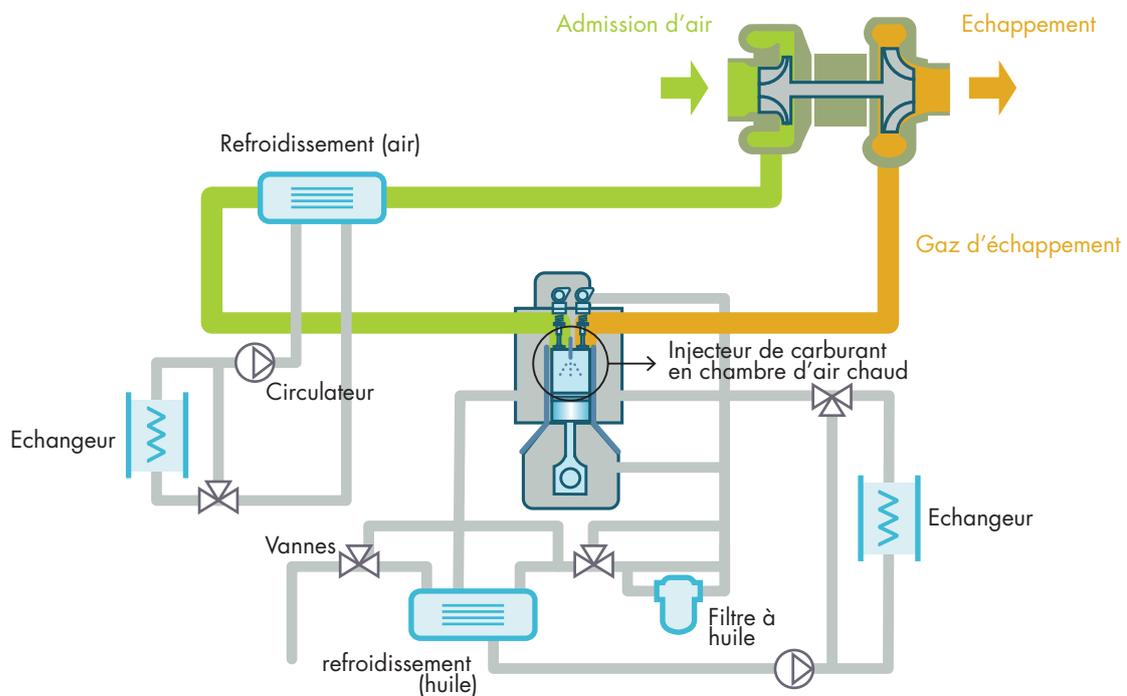


Figure 4 : principe d'injection de diesel dans un moteur diesel. Source : Eneria.

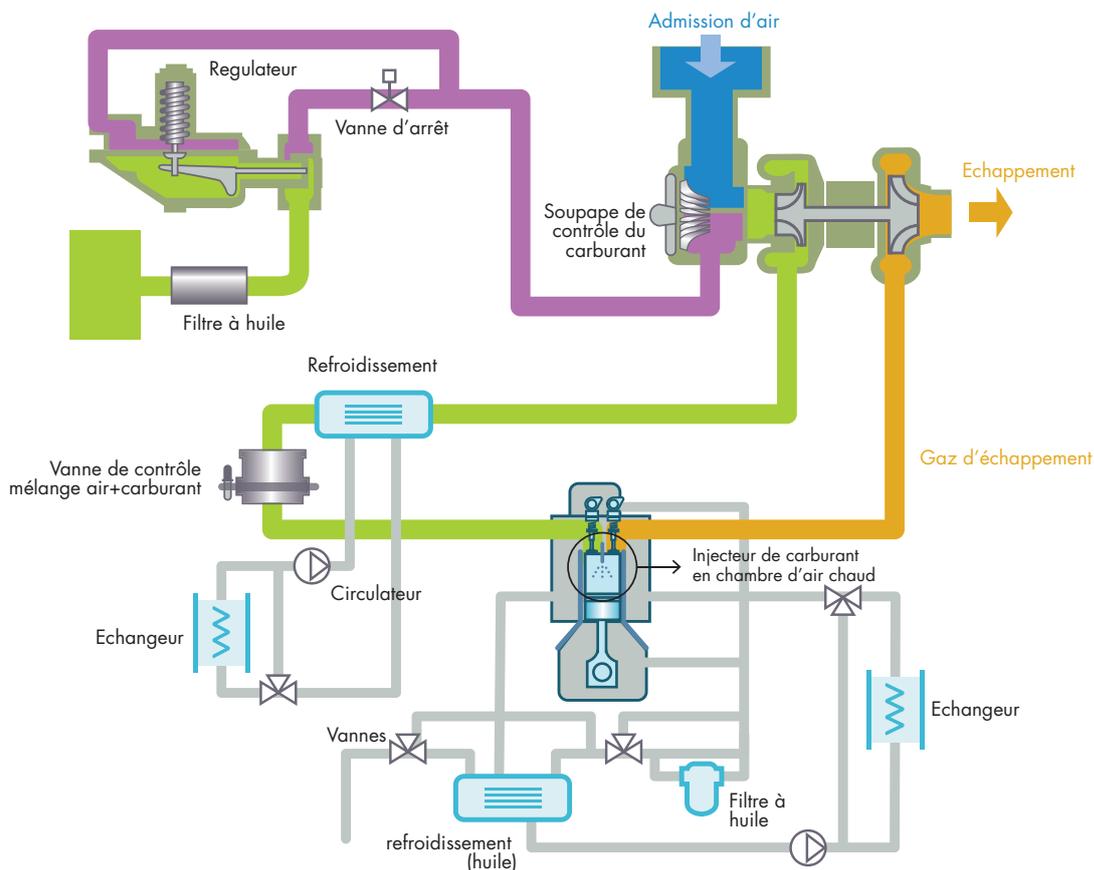


Figure 5 : principe d'injection du mélange air/gaz dans la chambre de combustion pour un moteur gaz. Source : Eneria.

Pour pallier le manque de réactivité rencontré dans un moteur gaz, des fabricants travaillent actuellement sur des adaptations. Comme illustré à la Figure 6, une des pistes d'amélioration est d'injecter directement le gaz dans la chambre de combustion, notamment à haute pression.

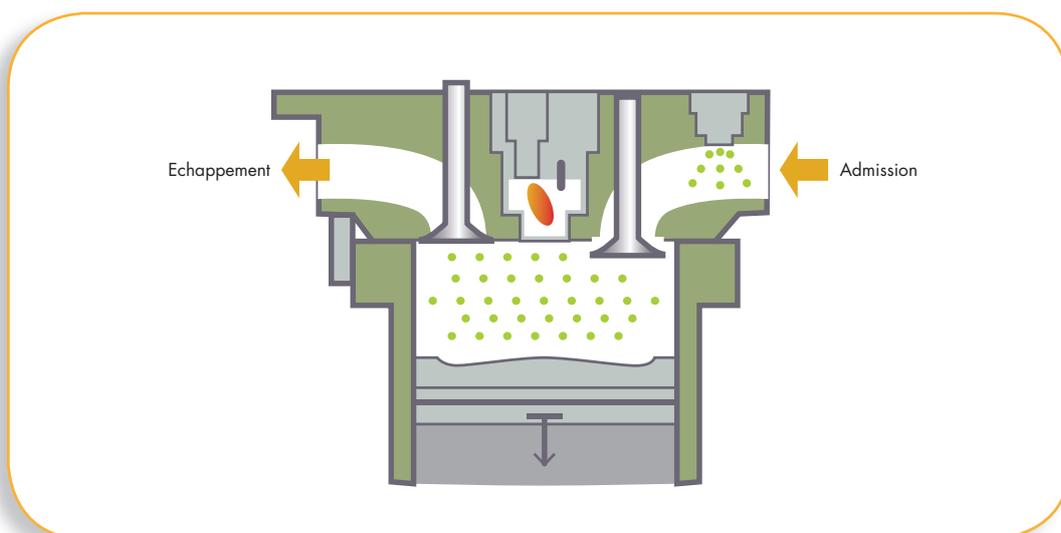


Figure 6 : projet visant à l'injection directe de gaz à haute pression dans la chambre de combustion. Source : Jacob Klimstra Consultancy.



Fonctionnement en îlotage

En cas de pénurie d'électricité, certaines configurations de la cogénération permettent de travailler en mode îloté pour subvenir au besoin d'alimentation des charges prioritaires/critiques. Cette aptitude nécessite toute une série de dispositifs de coupure et de protections qui engendrent un coût plus important d'installation. L'installation doit en outre être dimensionnée en tenant compte de la puissance des charges à secourir. Un système automatisé de gestion d'énergie est également nécessaire sur les installations de cogénération fonctionnant en îlotage (contrôle de la consommation de combustible en fonction des besoins de la charge électrique).

Outre un coût d'installation plus élevé, les surcoûts liées à l'utilisation d'une cogénération fonctionnant en îlotage nécessitent aussi d'être pris en compte. Notamment, par un entretien particulièrement suivi du module de cogénération.

De ce fait, l'utilisation d'une cogénération en îlotage à des fins de secours est très rarement envisagée car le surcoût est non négligeable du fait de la complexité technique et réglementaire. En outre, la majeure partie des cogénérations étant équipées d'un moteur gaz, celles-ci ont une faible aptitude à reprendre des variations de charge électrique.

Enfin, il ne faut pas perdre de vue que les périodes les plus probables de délestage ou de blackout sont en période hivernale ; période durant laquelle une unité de cogénération est plus propice à fonctionner intensivement. Dès lors, on peut rarement tabler sur celles-ci pour venir en appoint au réseau.

Il existe cependant quelques cogénérations qui peuvent fonctionner en îlotage. En guise de cas pratique, le VITO (Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek - Institut flamand pour la recherche technologique) dispose d'une cogénération conçue et ayant déjà fonctionné en îlotage. Il s'agit d'une cogénération à moteur gaz. Leur expérience démontre que la cogénération est capable d'alimenter des charges pour autant que la variation de charge soit faible. Lorsque la variation de charge est trop importante, il y a un risque d'arrêt de la cogénération, ce qui est particulièrement gênant pour un dispositif de secours.

Un autre exemple existe à Gosselies dans le Centre Minerve. La cogénération (à moteur gaz également) sert de groupe de secours et a pour but essentiellement de soutenir de l'HVAC. Le système est conçu de façon à gérer les variations de charge et à enclencher les charges reprises progressivement, en fonction de la capacité de la cogénération.

Enfin, il est important de signaler qu'en cas d'utilisation d'une cogénération en groupe de secours, on privilégiera des machines robustes et fiables qui, généralement, ont des rendements moins favorables. La rentabilité d'une cogénération jouant le rôle de groupe de secours sera par conséquent moindre qu'une installation de cogénération classique.

Concluons par dire que la cogénération comme groupe secours est bel et bien possible mais pour autant qu'il s'agisse d'un secours « de confort » pour lequel les charges à secourir sont assez flexibles et où le risque de variation de charge est limité. Les charges prioritaires « délicates » doivent dès lors plutôt être secourues par un groupe de secours traditionnel, alors que la cogénération assurera plutôt la reprise de charges moins prioritaires.

Démarrage d'un module de cogénération

Traditionnellement, une cogénération est toujours couplée au réseau et son démarrage est assuré par le réseau. La phase de démarrage d'une cogénération est plus complexe que celle d'un groupe électrogène classique car des équipements annexes doivent également être alimentés (pompes, ventilateurs, ...). À titre indicatif, la consommation des auxiliaires représente 2 à 4% de la puissance développée par la cogénération [7]. Le fonctionnement en îlotage d'une cogénération nécessite dès lors qu'un UPS ou groupe de secours soit présent pour le démarrage afin de fournir la puissance nécessaire aux auxiliaires.

Gamme de prix

Ci-dessous est repris un ordre de grandeur de prix pour l'achat d'une cogénération en fonction de sa puissance, prix d'installation compris :

PUISSANCE		GAMME DE PRIX
Jusque 50 kWél	→	2 500 €/kWél
Entre 50 et 150 kWél	→	2 100 €/kWél
Entre 150 et 500 kWél	→	1 400 €/kWél
Entre 500 et 750 kWél	→	1 100 €/kWél
Entre 750 et 1200 kWél	→	950 €/kWél

Sur base de ces prix, il est clair que les cogénérations représentent un coût à l'investissement plus important que l'acquisition d'un groupe électrogène. Il n'est toutefois pas judicieux de comparer ces deux technologies en raison de leur utilité respective. Avant tout, la cogénération permet de produire simultanément de l'énergie électrique et de la chaleur de façon économique et écologique, pour autant que la cogénération soit de qualité.

Energie Renouvelable (solaire et éolien)

Les panneaux solaires et les éoliennes sont des générateurs d'électricité renouvelable. En cas de pénurie du réseau, leur utilisation en mode îloté pourrait permettre aux entreprises d'approvisionner leurs charges critiques.

Actuellement, au même titre que la cogénération, il ne s'agit pas d'une solution économiquement viable pour une entreprise. Il n'y a pas de temps de retour sur investissement suffisant qui pourrait justifier un tel investissement. De plus, lorsqu'une situation de black-out/délestage est rencontrée, il est fort probable qu'il n'y ait pas assez de production renouvelable sur le réseau. Il y a donc de fortes chances que les panneaux solaires ou éoliennes du site ne permettent pas de fournir une puissance suffisante.



Problématique actuelle des groupes de secours

Auparavant, sur le marché de l'électricité non libéralisé, une manière pour les industries de réduire leur facture d'électricité était de pratiquer l'écrêtage. Pour ce faire, une technique couramment utilisée consistait à investir dans un groupe électrogène et de le faire fonctionner lorsque la puissance quart-horaire dépassait ou risquait de dépasser un seuil limite de puissance fixé. Par cette pratique, le groupe électrogène fournissait le supplément d'électricité et n'était donc pas prélevé du réseau, ce qui permettait une nette réduction de la facture d'électricité du consommateur, en évitant ce surcoût lié à une pointe quart horaire élevée.

Aujourd'hui, suite à la libération du marché de l'électricité, la pointe quart-horaire est nettement moins pénalisante et cette pratique n'est plus aussi rentable.

De ce fait, de moins en moins d'entreprises ont installé un groupe de soutien. À l'heure actuelle, le temps de retour sur investissement par réduction de la pointe quart horaire n'est plus un critère de rentabilité. L'intérêt économique qui justifie le placement d'un groupe de secours est actuellement plutôt l'impact financier d'une panne de courant. Concernant les cogénérations et énergies renouvelables, les industriels préfèrent coupler ces installations au réseau sans possibilité de fonctionnement en îlotage pour ainsi minimiser le coût et donc le temps de retour sur investissement de ces équipements. À noter que les systèmes de cogénérations non spécifiquement conçus pour fonctionner en îlotage, les éoliennes et les panneaux solaires se déconnectent automatiquement en cas de panne réseau, et ce afin de garantir la sécurité sur la ligne.

Ainsi, la technique la plus courante pour se prémunir d'une panne réseau consiste en l'installation d'un groupe électrogène classique alimenté par un moteur diesel.

Modes de fonctionnement

Les modes de fonctionnement des dispositifs de secours envisageables sont décrits dans cette section.

Fonctionnement en îlotage

L'îlotage correspond à un régime de fonctionnement d'une génératrice produisant de l'électricité, isolé du réseau public, c'est-à-dire lorsque le réseau de l'entreprise n'est plus connecté au réseau de distribution. Un tel fonctionnement permet de disposer d'un plan de secours destiné à maintenir l'alimentation électrique des processus prioritaires/critiques d'une entreprise lors d'une panne du réseau.

La Figure 7 reprend les symboles électriques normalisés utiles à connaître pour faciliter la lecture des schémas présentés ci-après.

Dans les sites industriels de grande taille, il est généralement utile de disposer d'un système d'alimentation de secours centralisé ou de plusieurs systèmes décentralisés. La Figure 8 illustre un système type envisageable dans une installation industrielle. Toutes les charges prioritaires sont reliées au tableau de secours. En cas de panne du réseau, ces charges peuvent être maintenues sous tension grâce à des génératrices de secours.

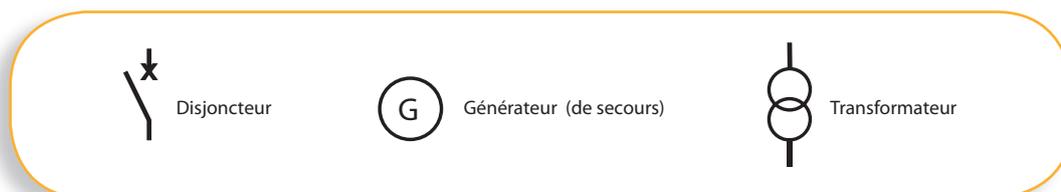


Figure 7 : symboles électriques normalisés.

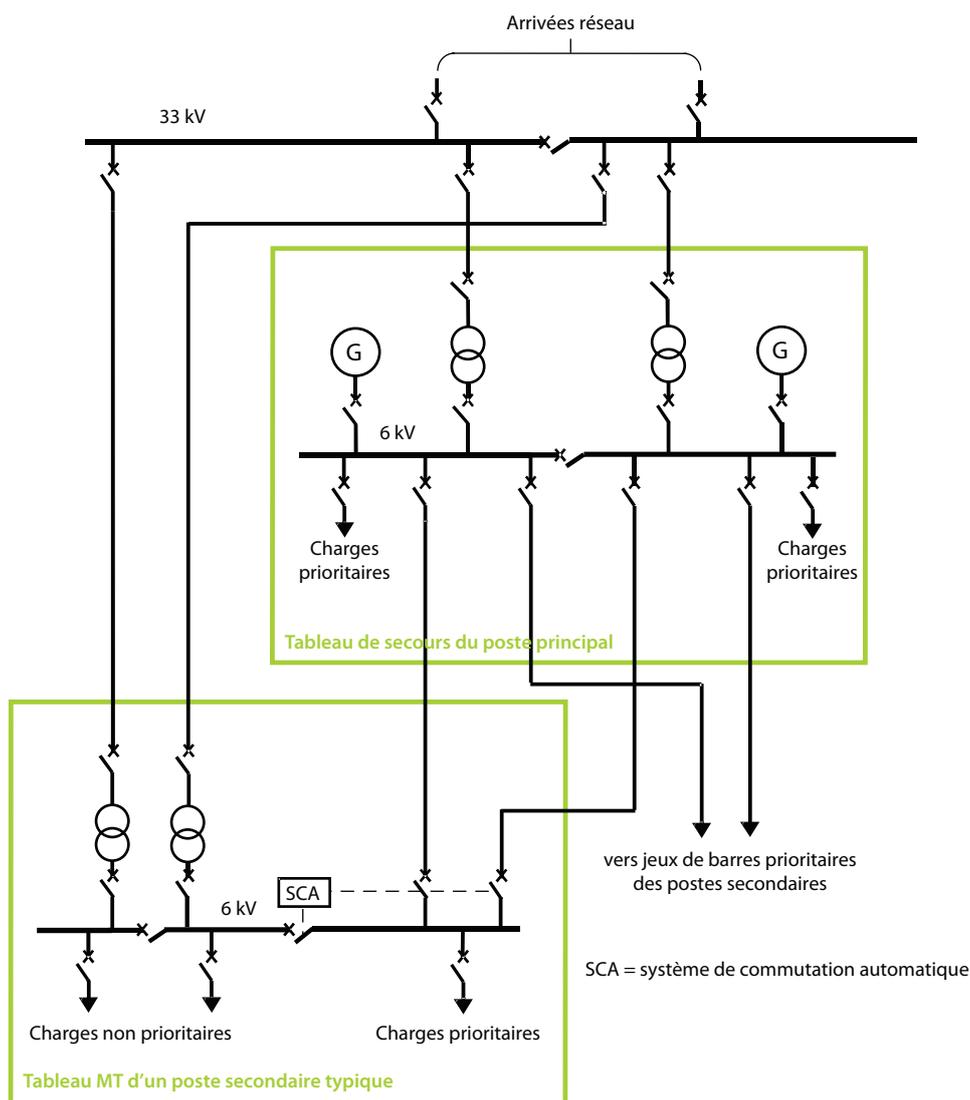


Figure 8 : Illustration d'un système d'alimentation de secours dans une installation industrielle [4].

Le schéma de la Figure 8 ci-dessus montre que dans des conditions normales, la totalité des charges (prioritaires ou non) est alimentée à partir du réseau public. Lorsqu'une situation de coupure de courant apparaît, les disjoncteurs d'arrivées réseau s'ouvrent et ceux reliant les génératrices de secours aux charges prioritaires se ferment, permettant dès lors de maintenir l'alimentation des charges connectées à ces génératrices. À la fermeture des disjoncteurs reliés aux charges prioritaires, un système de commutation automatique ouvre automatiquement en conséquence les charges qui sont jugées non-prioritaires.

En pratique, les grands sites industriels belges disposent généralement de plusieurs systèmes décentralisés, où chaque système est alors secouru par un ou plusieurs groupes de secours. La délocalisation des groupes de secours comporte un avantage incontestable : elle permet une longueur de câble moins importante et en conséquence, des impédances moindres.

En raison des coûts relatifs à l'acquisition d'un groupe de secours, il est plus fréquent de rencontrer des systèmes décentralisés secourus uniquement par un seul groupe de secours. Un tel plan de secours est relativement fébrile en raison du fait qu'il ne dépend que de l'opérationnalité d'un seul groupe de secours. Pour pallier cet éventuel défaut, il faut :

- Soit investir dans un deuxième groupe de secours pour augmenter la disponibilité en cas de défaut ou besoin de maintenance sur un des deux groupes.
- Soit procéder à une centralisation des groupes de secours ; groupes qui peuvent alors secourir l'ensemble des sous-systèmes. Il convient dès lors de prévoir un léger surdimensionnement du « bassin » de groupe de secours, sans la nécessité cette fois de devoir disposer de deux groupes de secours par sous-systèmes. Dès lors, la défaillance ou la mise en maintenance d'un groupe pourra toujours être compensée par l'opérationnalité d'un autre (comme illustré à la Figure 9). On pourra alors pratiquer le « load-sharing » qui, comme dit précédemment, permet d'atténuer la puissance demandée par un seul groupe et ainsi augmenter la durée de vie des groupes de secours.

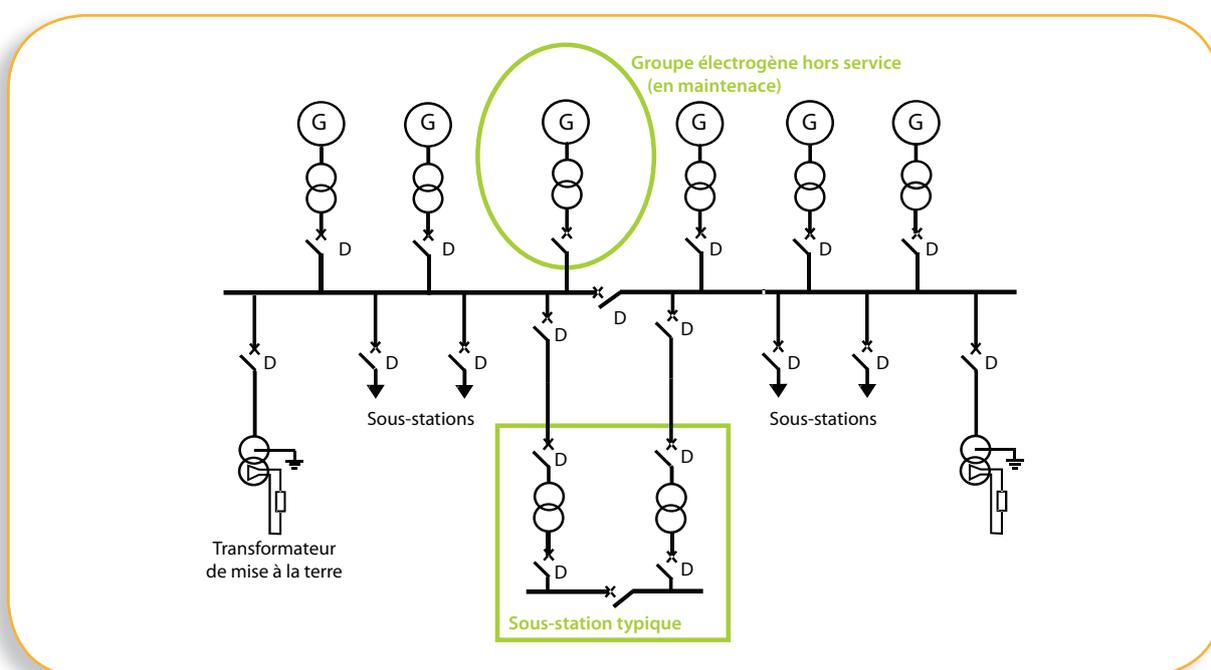


Figure 9 : système d'alimentation de secours centralisé [4]

Diverses situations (conditions normales, délestage ou black-out/coupure imprévue) d'utilisation d'un groupe de secours sont décrites ci-dessous :

Dans les conditions normales :

Dans les conditions normales, le tableau de secours du poste principal, comme celui représenté à la Figure 8, est alimenté par le réseau public. Il est également possible de faire fonctionner les génératrices de secours, en synchronisme avec le réseau public, en tant que soutien. Ce type de fonctionnement permet à l'entreprise d'agir comme auto-producteur.

Cependant, afin de pouvoir raccorder son installation îlotable au réseau, il convient de satisfaire à la réglementation Synergrid C10/11 qui nous informe des prescriptions techniques spécifiques des installations de production décentralisées fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution (réglementation Synergrid C2/112 s'il s'agit du réseau de distribution haute tension).



D'une manière générale, le bon fonctionnement d'une génératrice de secours en parallèle avec le réseau nécessite de pouvoir les synchroniser. Comme décrit auparavant, cette étape consiste à régler la fréquence et la tension du groupe électrogène à des valeurs proches de celles du réseau. Le disjoncteur de la génératrice de secours reçoit un ordre de fermeture (accouplement) lorsque la fréquence et la tension de la génératrice de secours sont en phases avec le réseau (moyennant de faibles écarts).

Le règlement Synergrid prévoit d'équiper les installations de production décentralisées (les groupes de secours dans le cadre de cette étude) fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution et susceptible de fonctionner en îlotage avec une série de dispositifs de coupure et de protections.

Selon les fabricants de groupe électrogène, cette réglementation apparaît extrêmement stricte et complexe à mettre en œuvre. La plupart des industries investissant dans une unité de production décentralisée préfère ne pas considérer l'éventualité d'un fonctionnement en soutien du réseau afin d'éviter de devoir se confronter à ce type de règlement. Cette situation est regrettable car ces groupes de secours pourraient efficacement venir en appont au réseau en cas de perturbation ou fonctionner afin de reprendre une partie des charges de l'entreprise, sans se déconnecter du réseau.

En situation de délestage :

En situation de délestage, l'entreprise est généralement prévenue 24h à l'avance. Elle a donc la possibilité de se prémunir face à ce genre de situation pour permettre une alimentation continue ou non des charges prioritaires (voire critiques) grâce au fonctionnement en îlotage de groupes de secours.

En cas de délestage, il est proposé de procéder comme suit :

- Démarrage de la génératrice de secours en îlotage.
- Piloter l'inverseur de source pour alimenter les charges prioritaires par la génératrice de secours et déconnecter ces charges du réseau.

La commutation sur l'inverseur de source peut s'effectuer rapidement sans perte d'alimentation [4]. Dans ce cas, il est nécessaire de procéder comme suit :

- Démarrage de la génératrice de secours en synchronisme avec le réseau.
- Piloter l'inverseur de source pour alimenter les charges prioritaires/critiques par la génératrice de secours (transfert de puissance du réseau vers le groupe).
- Activer le fonctionnement en îlotage de la génératrice de secours (ouverture du disjoncteur réseau).

Pour information, la commutation du réseau vers la génératrice de secours sans perte d'alimentation peut généralement se faire avec un temps de recouvrement de l'ordre de 100 ms.

Le dispositif de synchronisation d'un groupe avec le réseau peut s'avérer assez coûteux et n'est donc pas intéressant sur les groupes de faible puissance (inférieur à 250 kVA). Une alimentation continue des charges prioritaires et critiques n'est donc que très rarement envisagée avec un groupe de secours de faible puissance.

En situation d'interruption imprévue du réseau (dont le Black-out) :

Pour les charges prioritaires dont une brève coupure de courant est tolérable. Il est proposé de procéder comme suit pour le rallumage de ces charges :

- S'assurer que le disjoncteur général de la génératrice de secours soit ouvert, afin d'être isolé du réseau (veiller à le laisser ouvert durant l'utilisation de la génératrice de secours en îlotage).
- Démarrage de la génératrice de secours indépendamment du réseau.
- Raccorder la génératrice de secours aux charges prioritaires uniquement (s'assurer qu'elle soit suffisamment puissante que pour alimenter l'ensemble de ces charges).

Ces opérations peuvent être effectuées automatiquement en moins de 15 secondes grâce à des automatismes prévus.

Concernant les charges critiques, la simple utilisation d'un groupe de secours fonctionnant en îlotage ne suffit donc pas pour se prémunir d'une interruption imprévue de l'alimentation par le réseau. Une brève interruption des charges en cas de black-out est dès lors inévitable. En effet, toutes génératrices non-conçues pour travailler en îlotage montées en parallèle sur le réseau seront, au moment de la coupure, interrompues par mesure de sécurité. En contrepartie, toutes génératrices conçues pour travailler en îlotage (un groupe de secours ou une cogénération conçue comme tel) montées en parallèle sur le réseau et en état de marche au moment de la coupure peuvent reprendre les charges critiques pour autant que cette génératrice soit capable de reprendre les charges.

Un système d'alimentation sans interruption, présenté en détail dans la suite de ce cahier, permet de faire face d'une manière efficace aux situations d'interruption imprévue du réseau.

Alimentation sans interruption (ASI)

Une solution de qualité pour faire face aux situations de pannes de courant inattendues est d'alimenter en permanence les charges critiques par un système qu'on appelle alimentation sans interruption (ASI) ou onduleur (par abus de langage) ou encore Uninterruptible Power Supply (UPS) en anglais. Ce dispositif permet de fournir un courant alternatif stable.

On distingue deux grandes familles d'ASI :

- **Les alimentations statiques**, qui sont équipés d'un onduleur auquel est généralement associée une batterie ;
- **Les alimentations dynamiques**, qui sont le plus souvent des volants inertiels alimentant une génératrice, durant les quelques secondes nécessaire au démarrage d'un groupe de secours, afin que ce dernier puisse reprendre les charges.



De gauche à droite, unités d'alimentation statique et dynamique, Sources : APC, eclplaza.net.

Alimentation statique sans interruption

Constitution

La Figure 10 donne le schéma de principe d'une alimentation statique sans interruption (ASI) [8], dont la configuration en « double-conversion » est la plus répandue actuellement sur le marché. D'autres types de configurations envisageables seront introduits par la suite.

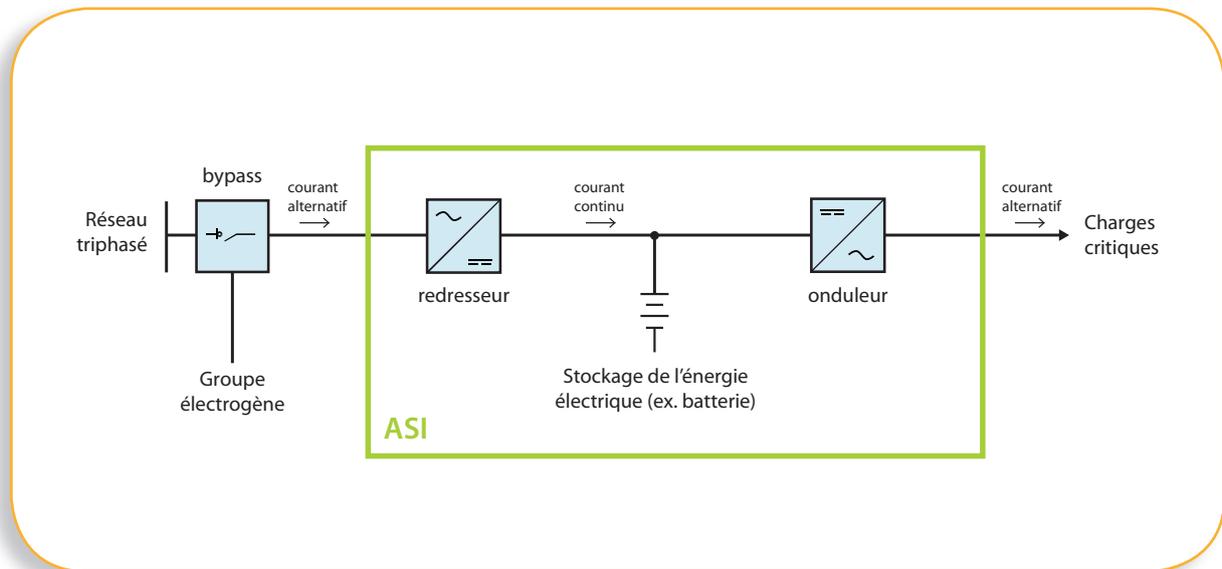


Figure 10 : Schéma de principe d'une alimentation statique sans interruption en double conversion (ASI)

Le système est constitué des éléments suivants [9] :

- Un redresseur destiné à convertir le courant alternatif (provenant du réseau) en courant continu (pour charger des batteries).
- Un dispositif pour stocker l'énergie électrique (batterie d'accumulateur, volant d'inertie, supercondensateur).
- Un onduleur destiné à convertir le courant continu en courant alternatif et capable de réguler précisément la fréquence de sortie.



De gauche à droite, dispositifs de stockage : volant d'inertie, batterie, supercondensateurs.
Sources : Flybrid, ACP, Skeleton Technologies.

Concernant les dispositifs de stockage de l'énergie dans les ASI, il s'agit généralement de batteries dont l'énergie stockée est disponible instantanément sous forme électrique (en cas de panne de courant). Ces systèmes ASI avec des batteries sont le plus couramment rencontrés pour des petites et moyennes puissances, inférieures à 400 kVA. Cependant, les fabricants de ces systèmes ont une gamme de puissance large, jusqu'à environ 4 MVA.

Les batteries des systèmes ASI statiques sont d'une autonomie minimale de quelques minutes. Les plus couramment rencontrées sont celles d'une autonomie de 10 et 30 minutes. Comme annoncé précédemment dans ce rapport, un groupe électrogène pré-chauffé ne prend qu'une dizaine de secondes à être opérationnel. Une batterie d'autonomie minimum égale à 5 min est toutefois nécessaire.

L'illustration d'une courbe type de décharge d'une batterie dans un système ASI est représentée à la Figure 11. Les batteries ne sont généralement pas adaptées à descendre sous une certaine tension U_{\min} (généralement environ 50% de la tension nominale). Une utilisation au-delà de cette valeur risque d'abîmer prématurément la batterie. Le temps durant lequel la batterie passe de sa tension nominale U_{DC} à U_{\min} correspond à ce qu'on appelle l'autonomie de la batterie. Dans le cas d'un système UPS, lorsqu'une panne de courant apparaît, la batterie doit répondre instantanément à cette panne en fournissant de l'énergie électrique. Dans la courbe de décharge de la batterie ; représentant la tension en fonction du temps, il y a apparition d'un « deep » (creux instantané) au moment précis où la batterie est mise à contribution et reprend immédiatement après le cours de sa courbe traditionnelle. Ce « deep » ne peut en aucun cas descendre sous la limite U_{\min} , au risque d'une détérioration prématurée de la batterie. C'est la raison pour laquelle une autonomie plus longue que ce qu'on a réellement besoin est préférée. Ce « deep » aura tendance à se creuser avec la puissance des charges à secourir, la température, et l'âge de la batterie.

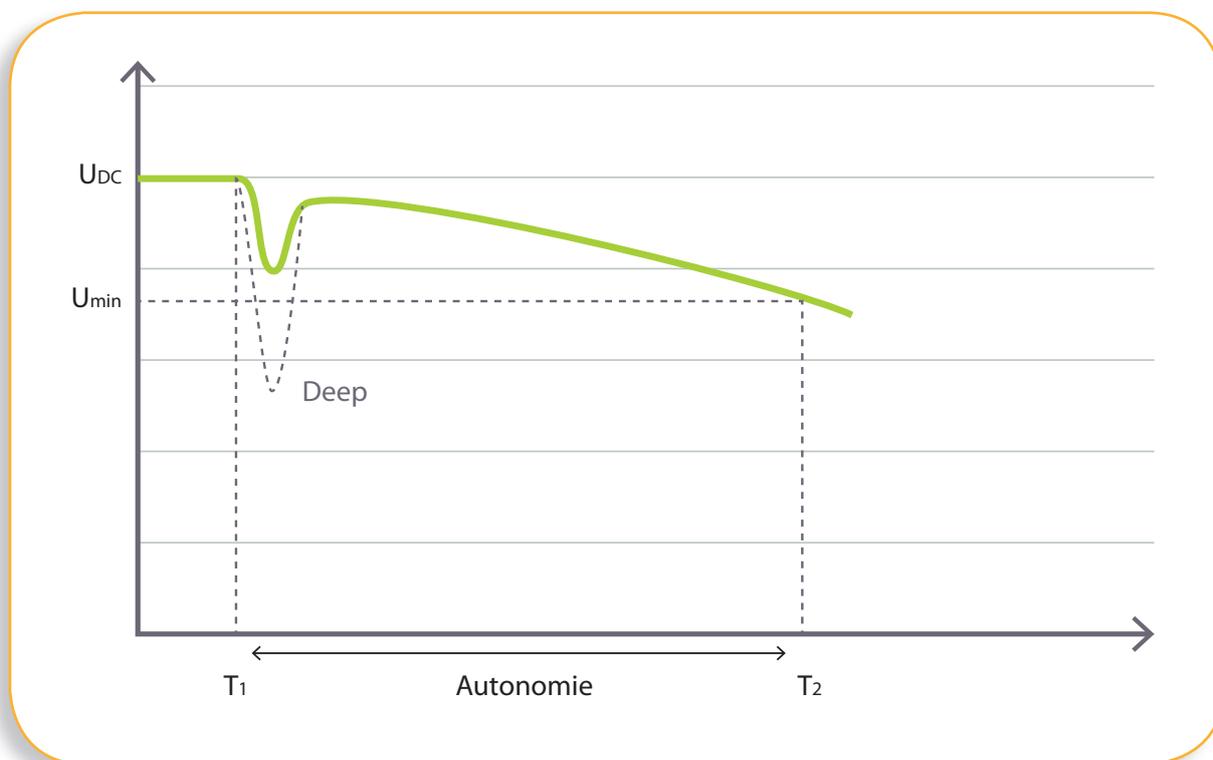


Figure 11 : courbe type de décharge d'une batterie dans un système UPS

Dans le choix des batteries, il convient de différencier les batteries étanches (scellées) aux batteries ouvertes. Les batteries étanches ne nécessitent pas d'entretien et permettent un nombre de cycles importants mais elles sont plus chères et plus fragiles (supportent moins les gros ampérages et les chaleurs excessives). D'un point de vue sécurité, les batteries ouvertes ne peuvent pas être utilisées dans un milieu non ventilé en raison des dégagements gazeux (explosifs) induit par leur utilisation.

Un des désavantages marqués des systèmes UPS avec batteries concerne leur durée de vie. Selon un fabricant, la durée de vie moyenne des petites batteries est de 6 ans et 10 ans pour des plus grosses installations. L'acidité de l'électrolyte dans la batterie est généralement ce qui détermine la durée de vie d'une batterie. En effet, la corrosion au niveau de la cathode ($Pb \rightarrow PbO_x$) change les propriétés courant/tension de la batterie.

De façon générale, il est vivement recommandé de tester les batteries en situation de décharge de façon régulière (mensuellement par exemple) afin de s'assurer de leur bon fonctionnement ; il est souvent possible de programmer automatiquement une telle décharge.

Topologies d'ASI

En ce qui concerne la configuration/architecture d'un système d'alimentation sans interruption sur batterie, il existe trois topologies différentes : en double conversion (en anglais, « on-line »), en attente passive (en anglais, « off-line » ou « passive standby »), et en interaction avec le réseau (en anglais, « line-interactive »). Ces configurations sont brièvement décrites ci-dessus (source : Eaton (anciennement MGE) [10]). Avant d'aborder le détail de chacune des configurations, notons que, quelle que soit la topologie utilisée, le principe de fonctionnement reste identique : lorsque la tension du réseau est en dehors des tolérances spécifiées de l'ASI, ou lors d'une défaillance du réseau, l'ASI se met en mode autonomie.

- Fonctionnement double conversion (« on-line »)

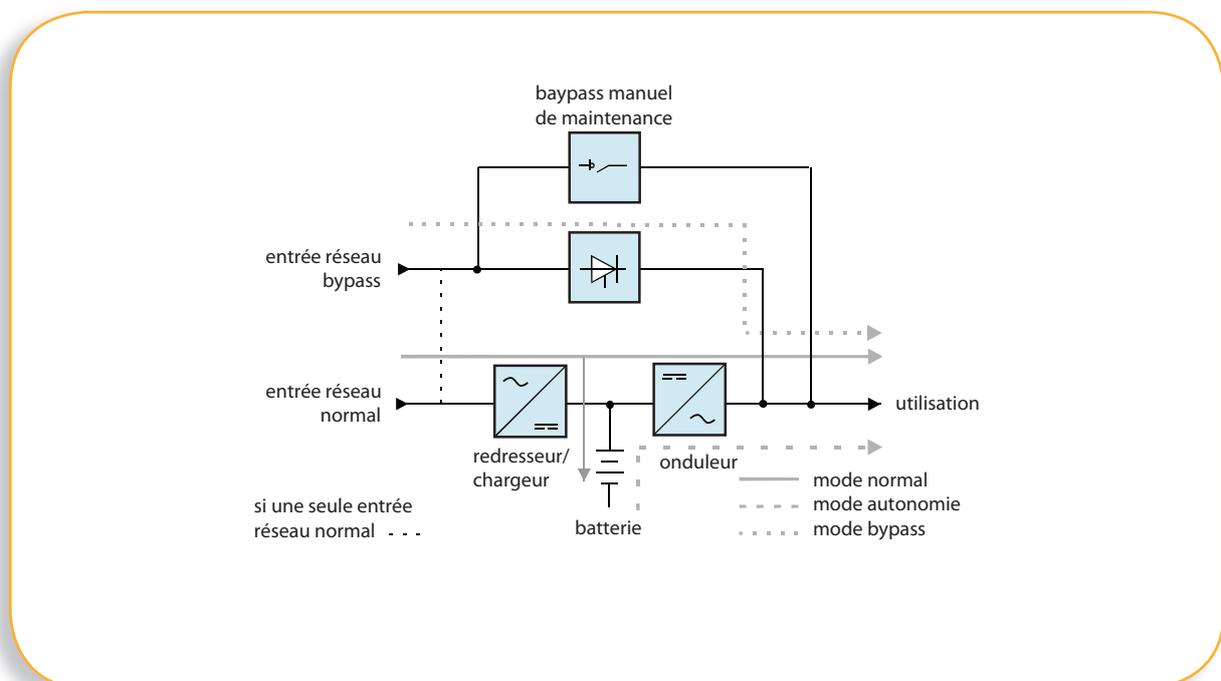


Figure 12 : Schéma de principe d'une ASI en double-conversion

Dans cette configuration, l'onduleur est placé en série entre le réseau électrique et les charges critiques. Tant en mode normal (alimenté par le réseau public) qu'en mode autonomie, le passage du courant qui alimente les charges critiques se fait en permanence par la chaîne de double conversion redresseur/chargeur et onduleur (double conversion alternatif – continu – alternatif). Ce passage procure une énergie électrique de qualité et isole les charges des perturbations du réseau ou du groupe de secours [11]. Cependant, ce passage obligé n'est pas effectué gratuitement énergétiquement parlant. En effet, le rendement de la chaîne de conversion est typiquement situé entre 92 et 94%, et dans des cas exceptionnel, il peut atteindre 98%. Ceci signifie donc qu'un dégagement de chaleur, significatif pour les moyennes à grosses puissances, est à prévoir dans les locaux où sont installés ces ASI.

Il convient par ailleurs de rester prudent vis-à-vis des données fournies par certains constructeurs d'ASI statique à batterie qui annonce des rendements de 98%. En effet, il arrive fréquemment que ces rendements soient calculés sur le mode by-pass statique (contacteur statique), où seule une perte au niveau des thyristors intervient. Ces rendements ne tiennent dès lors pas compte du chargement des batteries. En tenant compte de ce dernier, et des pertes induites aux refroidissements (air conditionné), le rendement moyen d'un ASI statique à batterie se situe aux alentours de 89%.

Comme illustré sur le schéma de la Figure 12 ci-avant, ce type d'ASI comporte un bypass statique (aussi appelé contacteur statique), utilisé dans les cas suivants : puissance demandée par la charge est trop importante (surcharge), fin d'autonomie de la batterie, ou défaillance de l'ASI. De plus, il y a également un by-pass manuel, qui peut être activé pour besoin de maintenance.

La Figure 13 illustre le caractère utile du passage permanent du courant par la chaîne de double conversion :

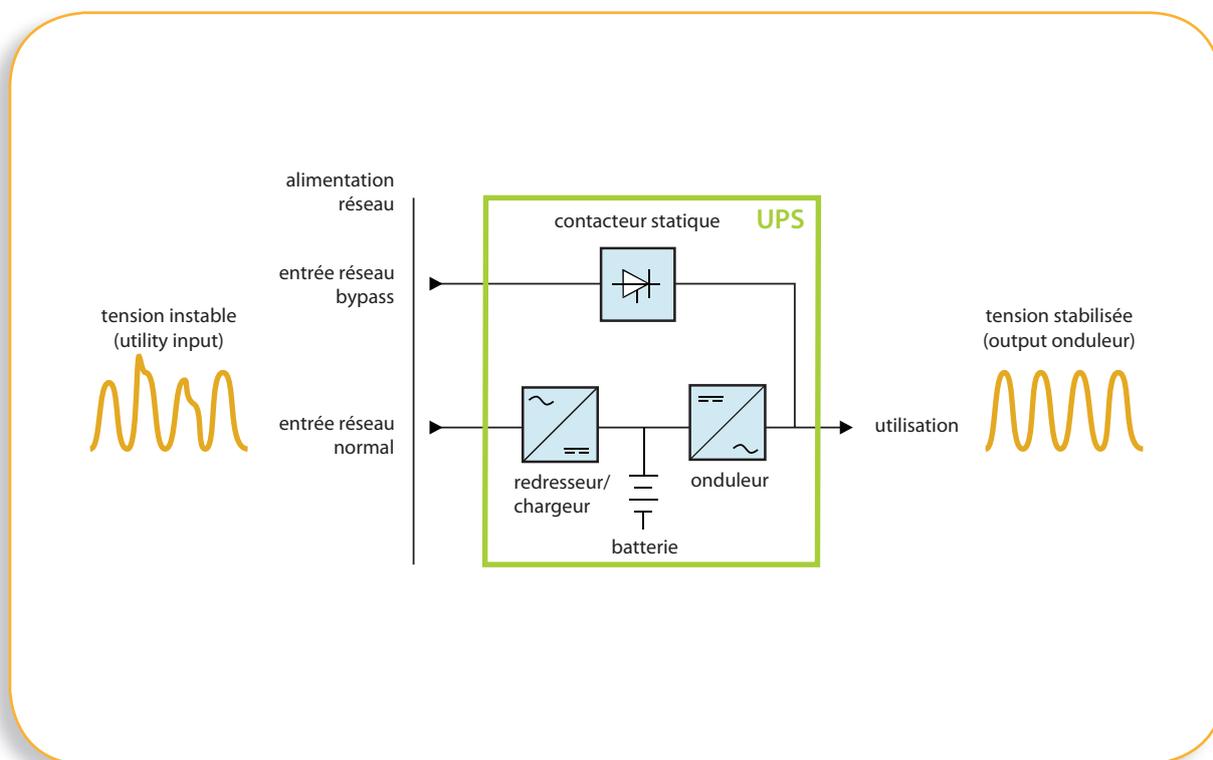


Figure 13 : ASI statiques de type « double conversion » (Schneider Electric, 2012)



Source : Socomec.com

La configuration en double conversion est la plus coûteuse, mais s'avère être la plus complète en terme de protection de charges critiques. En pratique, il s'agit dans 95% des cas de la configuration utilisée pour protéger les charges critiques dont la puissance est de l'ordre de quelques kVa et dans 98% des cas pour les moyennes et fortes puissances (≥ 10 kVa) [10].

○ Fonctionnement « passive standby »

Dans cette configuration, l'onduleur est placé en parallèle avec le réseau, et est en attente passive.

- En mode normal, la charge est alimentée par le réseau électrique sans passer par l'onduleur. Des dispositifs additionnels peuvent être incorporés comme par exemple un filtre/conditionneur qui élimine certaines perturbations et peut réaliser une régulation de la tension.
- En cas d'une défaillance sur le réseau, la batterie est capable d'alimenter la charge sans interruption après un temps de permutation très court (généralement < 10 ms). Ce temps de basculement s'avère parfois incompatible avec les performances requises par des ensembles plus complexes et sensibles comme des gros centres informatiques.

En pratique, ce type d'ASI n'est souvent pas utilisable avec des puissances supérieures à 2 kVA.

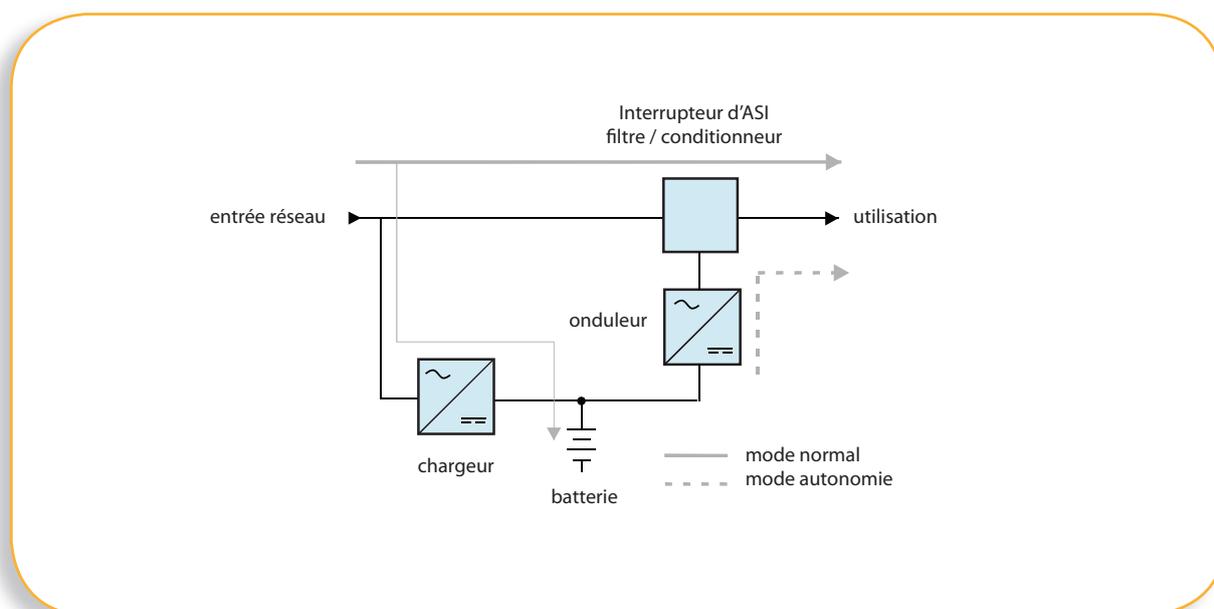


Figure 14 : Schéma de principe d'une ASI en attente passive

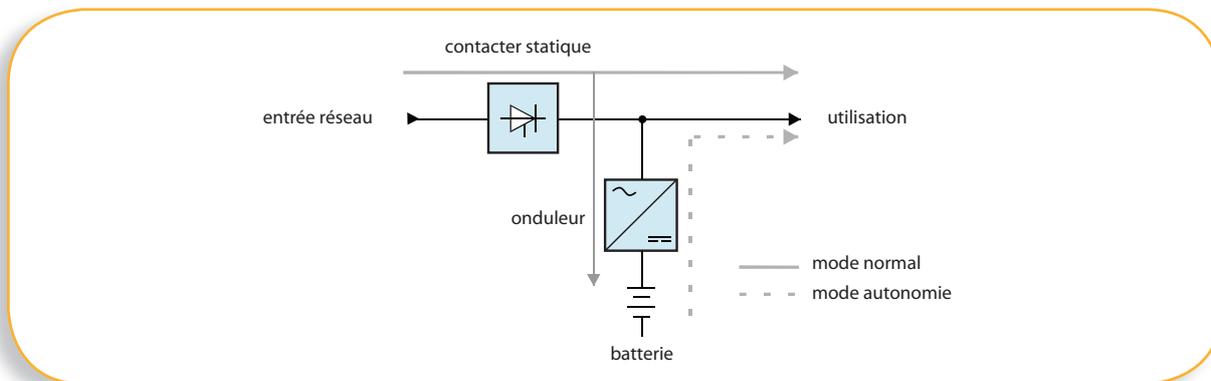


Figure 15 : Schéma de principe d'une ASI en interaction avec le réseau

o Fonctionnement « line-interactive »

Dans cette configuration l'onduleur agit en parallèle et en secours du réseau. Par ailleurs, cette configuration assure également la charge de la batterie. L'onduleur interagit avec le réseau par un fonctionnement réversible et permet une certaine régulation de la tension de sortie (Automatic Voltage Regulation – AVR). Ce type d'ASI reste toutefois moins efficace que celle de l'ASI à double conversion.

Au niveau des désavantages, ce type d'ASI ne fournit malheureusement toujours pas une véritable isolation entre la charge et le réseau électrique. La fréquence de sortie est effectivement dépendante de la fréquence du réseau, ce qui le rend mal adaptée à la régulation de charge sensible en moyenne et forte puissance.

Utilisation

La Figure 16 illustre le principe d'utilisation d'une alimentation sans interruption en secours. Dans des conditions normales, la totalité des charges est alimentée à partir du réseau public. Lorsqu'une situation de coupure de courant apparaît, le disjoncteur du couplage Q3 s'ouvre, le groupe électrogène démarre, puis le disjoncteur Q2 se ferme et la charge est alors alimentée par le groupe de secours. Comme indiqué précédemment dans ce rapport, les charges critiques ne peuvent supporter aucune coupure de courant quelle que soit la durée. Elles sont donc alimentées en permanence par l'alimentation sans interruption (onduleur alimenté par les batteries). Afin d'augmenter la disponibilité des systèmes de secours, plusieurs systèmes ASI sont généralement mis en parallèle.

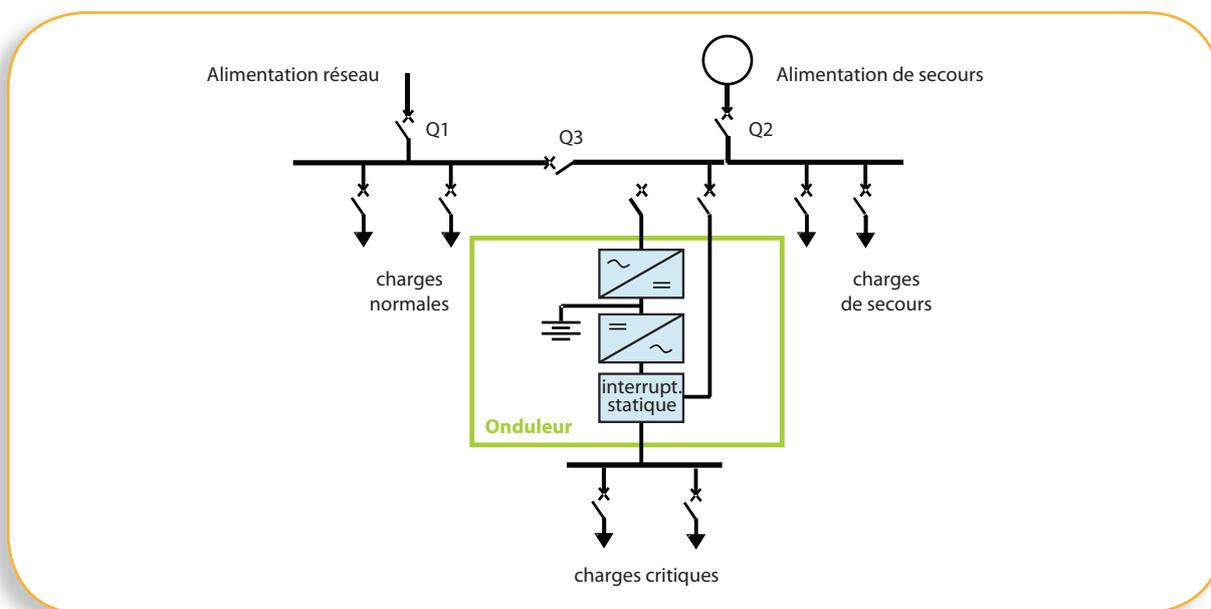


Figure 16 : Schéma typique de réseau d'alimentation électrique d'un petit site industriel [4]

Applications

Au niveau des applications pratiques, la majorité des systèmes ASI statiques servent à protéger des systèmes informatiques. En industrie, ces systèmes protègent également des équipements de procédés industriels (automates,...) pour lesquels une brève coupure de courant n'est pas tolérable.

Gamme de prix

Au niveau du prix d'un système ASI, plusieurs valeurs indicatives fournies par Schneider Electric sont reprises ci-dessous :

PUISSANCE		GAMME DE PRIX
UPS 10 kVa avec 10 minutes d'autonomie	→	5000€
UPS 200 kVa avec 10 minutes d'autonomie	→	30 à 35 000€

Il faut compter environ 10% en moins pour une batterie d'une autonomie de 5 minutes et 20% de plus pour une batterie d'une autonomie de 30 minutes.

Alimentation Dynamique sans interruption

Constitution

Les alimentations dynamiques sans interruption sont principalement utilisées lorsque la puissance à secourir est supérieure à 100 kVA. Les entreprises belges concernées par ce type d'installation sont les data center et celles possédant des charges critiques de moyenne et de grosse puissance tels que : hôpitaux, aéroports, industries « haute technologie », tunnels, etc.

Comme illustré sur le schéma de principe de la Figure 17 ci-dessous, un système dynamique d'alimentation sans interruption est généralement constitué d'un volant inertiel alimentant une génératrice.

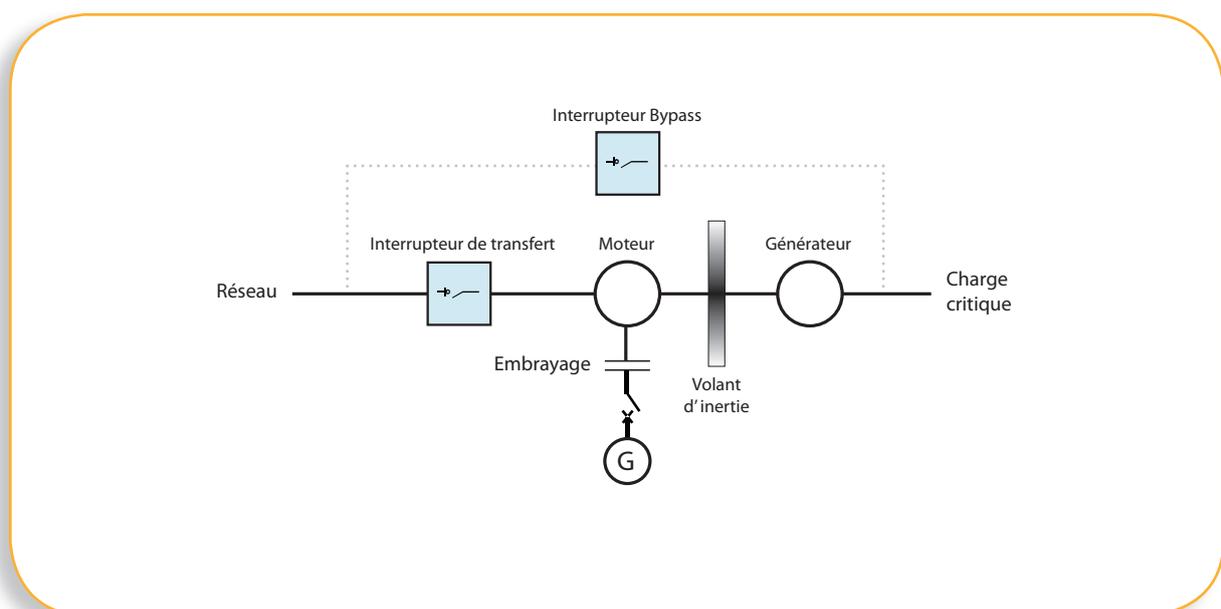


Figure 17 : Schéma de principe d'une alimentation dynamique sans interruption

Un système dynamique présente l'avantage d'être purement mécanique et donc moins polluant mais ne dispose que d'une autonomie très limitée, de l'ordre d'une dizaine de secondes, juste suffisant pour permettre le démarrage d'un groupe électrogène préchauffé, mais ce pour un prix à l'achat élevé. Par ailleurs, il ne nécessite que très peu d'entretien et leur durée de vie est longue d'au moins 25 ans grâce à leur construction simple et robuste. Un autre intérêt des ASI dynamiques est leur liaison à la terre, ce qui ne serait a priori pas le cas des UPS statiques. Or, un système qui n'est pas relié à la terre court le risque de voir sa tension dériver fortement par rapport à celle-ci.

En guise de comparaison avec les systèmes d'ASI statique, les systèmes dynamiques n'utilisent généralement pas d'électronique de puissance (dépourvu donc des inconvénients qui s'y associent) dans le sens où la forme d'onde générée par le système pour l'alimentation des charges est générée naturellement par la machine synchrone et non par un redresseur et onduleur électronique comme pour un UPS statique.

De manière générale, les systèmes de secours dynamiques s'avèrent coûteux, particulièrement pour des petites puissances ; leur rentabilité est donc affectée par rapport à des UPS statiques.

Dans cette catégorie d'ASI se retrouve la technologie de secours no break fonctionnant également via un volant inertiel. Un système de ce type couramment rencontré, et décrit ci-après, est le système « NO-BREAK KS® » d'EURO-DIESEL S.A. Il est constitué d'un moteur Diesel couplé par un embrayage électromagnétique à un Stato-Alternateur. Le Stato-Alternateur est une combinaison d'une machine synchrone et d'un accumulateur d'énergie cinétique qui comporte deux éléments en rotation, un rotor extérieur (le volant d'inertie) qui tourne librement autour d'un rotor intérieur. Le rotor intérieur est pourvu de deux bobinages distincts, l'un triphasé et l'autre continu [12].

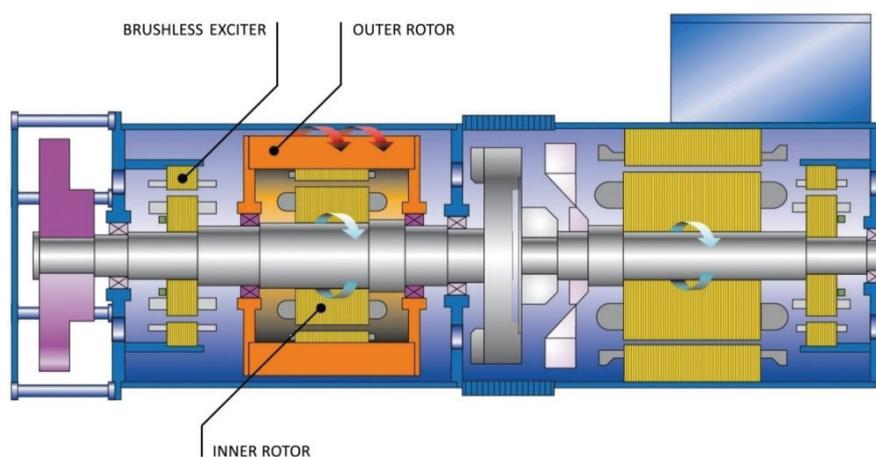


Figure 18 : Coupe transversale du Stato-Alternateur (Source :EURO-DIESEL, Corporate Presentation, Power-Point, Yves Jansen)

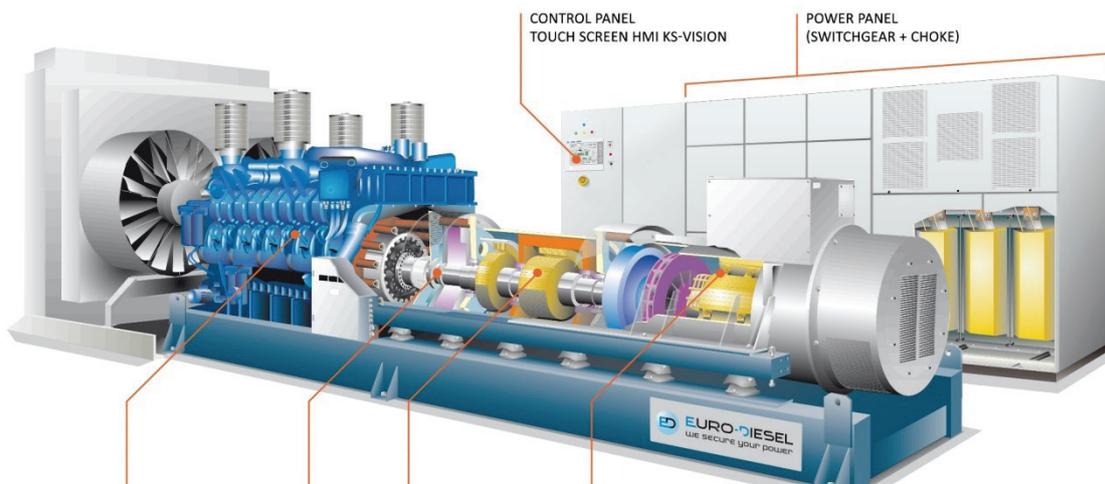


Figure 19 : Principe de fonctionnement du système NO-BREAK KS® d'EURO-DIESEL (Source : EURO-DIESEL, Corporate Presentation, Power-Point, Yves Jansen)

Fonctionnement

Sur le système NO-BREAK KS®, la machine synchrone du Stato-Alternateur fonctionne tant en moteur qu'en alternateur. En situation normale, la machine synchrone fonctionne en moteur. Dans ce cas, le courant alternatif du réseau (50 Hz) alimente le stator de la machine synchrone qui induit dès lors la rotation de son rotor à 1500 tours/minute. L'arbre central du Stato-Alternateur est dès lors en rotation, ce qui engendre la rotation du rotor intérieur de l'accumulateur d'énergie cinétique à 1500 tours/minutes également. Celui-ci, constitué d'un bobinage alternatif, est alimenté pour générer un champ magnétique qui entraîne la rotation d'un rotor externe à maximum 3000 tours/minute.

En mode indépendant, c'est-à-dire en cas de disparition du réseau, l'énergie cinétique emmagasinée est ainsi transférée au Stato-Alternateur et la machine synchrone passe aussitôt en alternateur, ce qui permet de maintenir l'alimentation du circuit en électricité grâce au courant alternatif produit aux bornes du stator de la machine synchrone. Au-delà d'un certain délai, le moteur diesel démarre et est accouplé au Stato-Alternateur suite à la fermeture de l'embrayage électromagnétique. L'énergie est dès lors fournie par le moteur diesel à la machine synchrone, puis à la charge. Ce processus se déroule sans la moindre interruption de charge.

Particularité du système

Une des particularités du système concerne la garantie du démarrage du moteur diesel. En effet, si une panne intervient sur le système de démarrage du moteur diesel, la fermeture de l'embrayage électromagnétique entre le moteur diesel et le Stato-Alternateur est prévu dans un délai suffisant qui permet à l'accumulateur de démarrer le moteur diesel grâce à son énergie cinétique.

En mode indépendant, le système permet au moteur diesel de reprendre l'intégralité des charges critiques d'une seule traite. Pour rappel, un moteur diesel utilisé classiquement en secours n'est quant à lui capable de reprendre que 60 à 70% de la charge.

Applications

La majorité des systèmes ASI dynamiques ont un pouvoir de court-circuit très important pouvant atteindre jusqu'à 20 fois le courant nominal. Cette caractéristique permet l'intégration aisée de ces ASI et l'obtention d'une sélectivité optimum du système global qui est l'installation électrique.

Cette caractéristique de pouvoir de court-circuit important permet également aux systèmes ASI dynamiques de protéger les installations électriques demandant des longueurs de câbles importantes ; configuration qu'un UPS statique (ayant typiquement un pouvoir de court-circuit pouvant atteindre maximum deux fois le courant nominal) ne peut a priori pas se permettre de protéger.

C'est dès lors la raison pour laquelle on rencontre par exemple des systèmes d'UPS dynamiques dans les tunnels pour assurer l'alimentation électrique des charges tels que la signalisation, l'éclairage et la ventilation, mais également dans les aéroports, les hôpitaux, l'industrie.

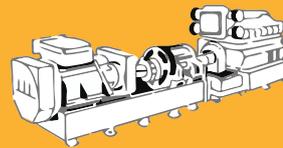
Avantages/désavantages des ASI statiques / dynamiques

Le tableau ci-dessous résume les principaux avantages et inconvénient des systèmes d'ASI statiques et dynamiques.

ASI STATIQUES



ASI DYNAMIQUES



Caractéristiques principales

+	Pour des installations de puissances inférieures à 400 kVA, faible coût de l'équipement par rapport aux systèmes dynamiques	+	Longue durée de vie (> 20 ans)
+	Bonne autonomie comprise entre 5 et 30 min	+	Robustesse
+	Large gamme de puissance disponible	+	Maintenance réduite et simplifiée
-	Coûts opérationnels importants (maintenance, consommation électrique, remplacement des batteries et des condensateurs...)	+	Respect de l'environnement
-	Pouvoir de courant de Court-Circuit faible	+	Pouvoir de courant de Court-Circuit important, intégration et sélectivité optimum de l'installation électrique
-	Recyclage des batteries et des condensateurs	+	Surface au sol réduite
-	Nécessite équipements annexes tel qu'un système d'air conditionné dans les salles batteries	-	Pour des installations de puissances inférieures à 400 kVA, coût élevé de l'équipement par rapport aux systèmes statiques
-	Faible durée de vie (< 10 ans)	-	Autonomie < 10 secondes, illimitée selon l'autonomie en Diesel
-	Surface au sol importante : groupe électrogène, UPS, Batteries, système d'air conditionné	-	Adapté pour des installations de puissances élevées (> 100kVa)

Identification des fournisseurs d'équipements en Belgique

Fournisseur/Intégrateur de groupe électrogène

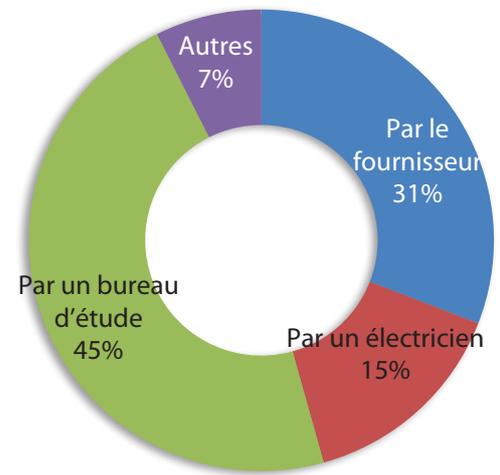
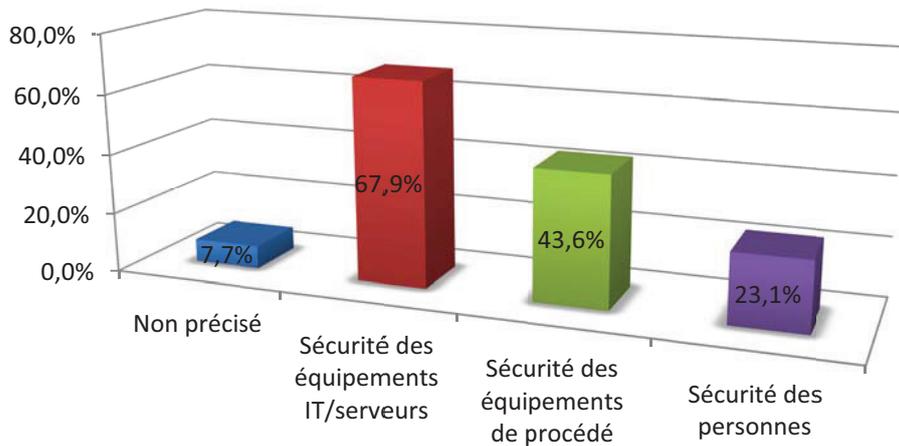
Cummins Power Generation (Huldenberg)
DutryPower (Marche-en-Famenne)
DPS Power (Anvers)
EURO-DIESEL (Grâce-Hollogne)
Eneria caterpillar (Overijse)
E. Van Wingen (Evergem)
Honda (Doornveld)
Hunter n.v. (Hoboken)
MAN Diesel & Turbo (Anvers)
SAGelectrogene (Neuville en Condroz – Agent SDMO pour la Wallonie et Bruxelles)
SDMO (Anvers)

Fournisseur/Intégrateur de système d'alimentation sans interruption (UPS)

ABB (Zaventem) (UPS statique)
Alpha Technologies (Ottignies-Louvain-La-Neuve) (UPS statique)
Eaton (Grand-Bigard) (UPS statique)
Emerson (Leuven) (UPS statique)
Eneria caterpillar (Overijse) (UPS cinétique)
EURO-DIESEL (Grâce-Hollogne) (UPS dynamique)
Schneider Electric (Uccle) (UPS statique)
Vanparijs Engineers (Hoegaarden) (UPS statique et cinétique)

Fournisseur/Intégrateur de groupe cogénération

ABB (Zaventem)
ARMSTRONG International (Herstal)
Bosch Buderus Thermotechnology (Herentals)
Boniver (Esneux)
Callensvyncke (Waregem)
CEE-Engineering (Heverlee)
Cegelec (Gosselies)
CES (Continental energy system) (Malle)
COFELY Services (Bruxelles)
COGENGREEN (Gembloux)
Collignon Eng. (Grâce-hollogne)
Coretec (Liège)
Cummins Power Generation (Huldenberg)
Dalkia (Bruxelles)
Dapesco (Louvain-la-neuve)
De Rouck & Co (Maarkedal)
De Smet Engineers & Contractors (La Hulpe)
Ecogen Energy Systems (Deinze)
Eneas (Ans)
Eneria caterpillar (Overijse)
Energy Systems Ecogen (Deinze)
E-Novate (Temse)
E. Van Wingen (Evergem)
Siemens (Bruxelles)
SDMO (Anvers)
SAGelectrogene (agent SDMO pour la Wallonie et Bruxelles)
Steel SA/NV (Wavre)
Vanparijs Engineers (Hoegaarden)
Verdesis (Bierges)
Viessmann (Nossegem)
Thema (Awans)
Xylowatt SA (Charleroi)



(De gauche à droite). Figure 20 : Répartition des installations principalement protégées par un (ou plusieurs) groupe(s) électrogène(s) (GE) et/ou d'un (ou plusieurs) système(s) UPS
 Figure 21 : Responsable du dimensionnement d'un groupe de secours dans les entreprises

Résultats de l'enquête réalisée en entreprise

Dans le cadre de la rédaction de ce cahier technique, une enquête a été adressée à plus de 2000 destinataires d'entreprises wallonnes afin de les interroger sur la présence éventuelle de groupe de secours ou ASI. 146 réponses ont été récoltées. Sur base de cet échantillon, on estime à 58% le nombre d'entreprises équipées d'un (ou plusieurs) groupe(s) électrogène(s) (GE) et/ou d'un (ou plusieurs) système(s) ASI. Les résultats plus explicites de notre enquête sont présentés ci-après.

La Figure 19 ci-dessus illustre les installations généralement protégées par un GE et/ou UPS. Les chiffres qui ressortent de l'enquête sont toutefois à prendre avec précaution pour les raisons suivantes :

- On est limité à l'état de connaissance des personnes de contact au sein de chacune des entreprises au sujet de leurs installations protégées par un GE/ASI.
- Les entreprises mettent souvent l'accent sur les installations principalement protégées sur leur site et qu'ils jugent eux-mêmes très critiques, sans dès lors pour autant spécifier les installations également protégées mais dont un secours de l'alimentation électrique est jugée moins indispensable au premier abord comme par exemple l'éclairage de secours ou encore aux systèmes informatiques qu'on juge nécessairement protégés.

Outre cet avertissement, les résultats de répartition des installations principalement protégées restent exploitables et très intéressants pour déterminer la criticité des installations prédominantes sur un site industriel.

Les systèmes protégés sont classifiés en trois catégories distinctes :

- **Sécurité des équipements IT/serveurs :**

La sécurité des systèmes informatiques (gestion et contrôle des procédés) est très souvent indispensable sur un site industriel. De plus, les serveurs et les baies de stockage nécessitent d'être protégés contre les coupures de courants au risque de subir des pertes de données et donc de clients. Les conséquences financières peuvent dès lors être graves.

- **Sécurité des équipements de procédé :**

La sécurité des équipements peut être très importante sur un site industriel, en raison des coûts qui y sont associés. Le suivi continu des conditions de maintien des produits issus des lignes de production sont également d'une importance capitale pour certaines entreprises. La contamination d'un lot de production peut effectivement induire de lourdes pertes financières.

- **Sécurité des personnes :**

La sécurité des personnes sur un site industriel est très certainement la plus importante des mesures de sécurité sur un site. Il s'agit effectivement d'un aspect qu'on ne peut généralement pas chiffrer mais dont l'investissement est nécessaire pour assurer la sécurité du personnel. Dans cette catégorie, on pense notamment à l'éclairage, les systèmes de protection incendie, ou encore les systèmes de communication.

La Figure 21 montre que près de 70% des répondants équipés d'un système de secours protègent notamment leur système informatique pour assurer une alimentation électrique permanente. Par ailleurs, nous pensons que ce pourcentage est sous-estimé dans le sens où nous craignons qu'un certain nombre d'entreprises disposant d'un système de secours pour d'autres usages (sécurité du process ou des personnes) ont probablement omis de signaler que leurs systèmes informatiques étaient secourus par des UPS. Les équipements de procédé nécessitent dans 45% des cas de l'intervention d'un système de secours en cas de panne réseau. Enfin, la sécurité des personnes entrent en ligne de compte dans 25% des cas.

En conclusion, il est très logique d'observer un tel pourcentage en rapport à la sécurité des équipements informatiques étant donné qu'ils sont cruciaux dans une entreprise. Dans cette catégorie s'introduit en fait intrinsèquement des aspects liés à la sécurité des équipements de procédés et des personnes. En informatique, la supervision des procédés est effectivement une application de surveillance qui assure tant la sécurité de l'équipement lui-même que celle des personnes aux alentours de l'équipement.

Raccordement au réseau

Outre les premiers résultats obtenus de l'enquête, il semble également intéressant de chiffrer le nombre d'entreprises dont leur(s) GE est raccordable(s) au réseau. D'après les résultats de l'enquête, 36% des entreprises équipées de GE sont raccordables au réseau (13% ne savent pas si leurs groupes de secours sont raccordables). Ce résultat apparaît relativement élevé car, comme signalé à plusieurs reprises dans ce rapport, le raccordement au réseau est une tâche qui peut s'avérer complexe en raison d'une réglementation stricte et complexe à mettre en œuvre.

Dimensionnement du groupe de secours

Une étape préliminaire à l'obtention d'un groupe de secours est son dimensionnement ; généralement réalisé par le fournisseur lui-même ou par un bureau d'étude spécialisé. Afin d'optimiser le dimensionnement du groupe en fonction de la charge qu'il est appelé à assurer, les entreprises font dans 47% des cas appel à un bureau d'étude indépendant. On observe par ailleurs que le dimensionnement de l'installation est effectué par le fournisseur dans 31% des entreprises. Outre ces premières possibilités généralement rencontrées, le dimensionnement peut également avoir lieu par le biais d'un électricien, ce qui est le cas pour 15% des entreprises. Enfin, les entreprises restantes dimensionnent leur groupe électrogène soit grâce à leurs compétences en interne soit ne savent tout simplement pas comment il a été dimensionné.

Centralisation ou décentralisation des groupes de secours ?

Comme discuté précédemment dans ce cahier technique, la centralisation des groupes de secours en « bassin » peut s'avérer très utile aux entreprises qui veulent assurer une disponibilité plus importante de l'énergie électrique en surdimensionnant légèrement leurs groupes électrogènes. Les résultats de l'enquête montrent que moins de 10% des industries disposent d'une centralisation de groupes électrogènes sur leur site. Ce pourcentage démontre dès lors que la centralisation est rarement envisagée. En effet, les désavantages d'une centralisation sont d'une part des longueurs de câbles nécessairement plus importantes, et donc de plus haute impédances (plus encore si le site industriel est de grande taille) et d'autre part, il sollicite l'adaptation d'un endroit spécifique et suffisamment grand pour entreposer l'ensemble des groupes électrogènes.

Évaluation des impacts liés à une coupure de courant par rapport à l'investissement du système de secours

Les résultats de l'enquête montrent que 25% des entreprises seulement ont réalisés une étude qui faisait la balance entre le coût de l'installation et de l'entretien de ces dispositifs de secours et des risques/conséquences encourus en cas de coupure du réseau. Ceci indique donc que 75% des entreprises qui investissent dans un groupe de secours ne réalisent pas d'étude quantitative sur les risques associés à leurs installations critiques en cas de coupure du réseau.

Faisant suite à cette enquête, il convient à présent de décrire en détail divers cas pratiques dont les plans de secours mis en place sur le site industriel est inspirant pour des entreprises qui désirent perfectionner le leur ou s'inspirer de ce qui est fait par ailleurs s'ils ne disposent pas encore de plan de secours.



GSK, site de Wavre. Source : mercuryeng.com.

GlaxoSmithKline

Le groupe GlaxoSmithKline (GSK) est une entreprise mondialement connue et active dans le domaine pharmaceutique. Il est réparti en 3 sites sur le territoire Wallons (Rixensart, Wavre et Gembloux). Dans le cadre de cette mission, Monsieur David Le Fort de chez GSK à Wavre a accepté de nous décrire en détail leur processus de fonctionnement en situation de black-out. Avant toute chose, précisons bien que GSK n'est pas délestable et qu'ils ne sont donc sujet qu'au risque de black-out.

L'intérêt principal d'un plan de secours chez GSK est de maintenir à tout instant l'état de stérilité des vaccins et des médicaments produits. Il n'y a effectivement aucune intention de la part de GSK de maintenir une production continue en cas de black-out. Pour assurer l'état de stérilité des produits, il est nécessaire d'avoir un suivi continu des conditions de maintien. La moindre coupure de courant pourrait engendrer une perte de l'information, ce qui n'est pas admissible pour assurer leur objectif premier qui est la garantie qu'un produit soit sur et de qualité. GSK considère en effet qu'une seule seconde où l'information n'est pas parvenue au poste de contrôle est considérée comme étant la seconde pendant laquelle l'ensemble des lots de production pourrait avoir été contaminé, ceux-ci ne pouvant donc plus être vendus.

Le plan de secours mis en place par GSK est en principe maintenu identique sur l'ensemble des sites de GSK présent en Wallonie. Soulignons également le fait que de la maintenance à la conception du plan de secours, GSK assure en interne l'ensemble de ces tâches.

Le site de GSK à Wavre est alimenté en électricité à partir du réseau haute tension d'Elia qui lui-même, alimente une cinquantaine de TGBT (Tableau Général Basse Tension) répartie sur le site. Chacun de ces TGBT est relié à plusieurs charges électriques consommatrices. En cas d'interruption d'alimentation du réseau, un groupe de secours est chargé de secourir chaque TGBT dans le besoin. En effet, certains TGBT ne sont pas jugés prioritaires et ne sont donc pas secourus en cas de rupture d'alimentation réseau, ce qui est notamment le cas des bâtiments administratifs (à l'exception des data center qui sont alors maintenus sous tension grâce à des ASI). Le groupe GSK ne dispose donc pas d'un système d'alimentation de secours centralisé mais bien de plusieurs systèmes décentralisés.

De plus, certaines charges électriques prioritaires reliées à un TGBT sont jugées critiques par GSK, c'est-à-dire que la moindre interruption de l'alimentation électrique n'est pas admise (ce qui est souvent le cas chez GSK). Dans ce cas, des systèmes UPS sur batterie en fonctionnement double-conversion sont prévus sur chacune de ces charges. La durée d'autonomie des batteries des UPS est de systématiquement 20 minutes. Le relais est toutefois assuré par le groupe électrogène qui arrive en secours sur le TGBT endéans les 15 secondes. Les charges qui ne sont pas équipées d'un UPS sont dès lors redémarrées qu'à partir de l'instant où le groupe électrogène sera habilité à reprendre les charges à secourir sur le TGBT. Typiquement, une charge jugée non-critique par GSK concerne les chaudières qui assurent les besoins en vapeur du site, où une coupure de courant de faible interruption est admissible dans ce cas.

Chez GSK, les groupes de secours sont tous des groupes électrogènes diesel. Afin d'assurer l'opérationnalité de leurs installations de secours, des essais sur charges sont réalisés en synchronisme avec le réseau. GSK annonce que 70% de leur consommation électrique représente des besoins en traitement de l'air (HVAC) ; où les systèmes sont décentralisés sur le site. Les charges individuelles à secourir représentent donc des puissances électriques raisonnables. La puissance des groupes électrogènes présents sur le site de GSK à Wavre se situe entre 200 et 2500 kVa. La puissance totale à secourir en situation d'interruption du réseau est d'environ 15MW.

Outre leur plan de secours, GSK est actuellement concerné par le nouveau produit développé par Elia, soit la réserve tertiaire R3 Dynamic Profile ('R3DP'), qui a pour but d'assurer un approvisionnement en énergie fiable pour chacun des clients d'Elia. Pour ce faire, GSK met à disposition trois de leurs groupes électrogènes qui peuvent fonctionner en « peak-shaving » à la demande d'Elia (3 x 2 MW). Elia dispose donc du contrôle de ces groupes, et les active en cas de besoin.

Les groupes électrogènes qui peuvent fonctionner en « peak-shaving » sont reliés tant sur le réseau haute tension que sur un TGBT. Il s'agit d'une contrainte pour GSK, notamment concernant le remplissage des réservoirs de stockage de diesel. De plus, on assiste à une usure prématurée du groupe. Cette délégation à l'usage est une source d'insécurité d'autant plus que si les groupes fonctionnent souvent en « peak-shaving », on peut craindre que le risque de « black-out » augmente. Afin de limiter cette insécurité, certains TGBT sont jugés trop critiques que pour autoriser une prise de contrôle par Elia sur les groupes de secours.

Soulignons toutefois qu'actuellement, Elia encourage vivement les entreprises à participer à cette réserve tertiaire mais sans pour autant la rendre obligatoire.





SONACA, site de Gosselies. Source : lavenir.net.

Sonaca

La SONACA est une entreprise belge active dans les domaines de la construction aéronautique et aérospatiale. Son siège social est situé à Gosselies où 1800 employés sont présents. Monsieur Yves Renard, responsable énergie à la Sonaca, a accepté de nous décrire en détail leur processus de fonctionnement en situation de pénurie. Notons qu'historiquement, la Sonaca était délestable. Aujourd'hui, elle ne l'est plus et le site n'est dès lors exposé qu'au risque d'interruption d'approvisionnement du réseau.

L'intérêt principal d'un plan de secours à la Sonaca est de maintenir à tout instant la sécurité de son personnel ; indispensable en raison des activités menées sur le site de Gosselies qui peuvent s'avérer dangereuses si celles-ci ne sont pas correctement maîtrisées. Une étude préalable a dès lors été menée afin de déterminer quel équipement de procédé doit impérativement être sécurisé afin de ne pas mettre en danger le personnel. Cette étude, à caractère obligatoire, s'est dernièrement déroulée en vue du renouvellement de leur permis d'exploitation. La mise en place d'un plan de secours s'est donc avéré être une nécessité pour la Sonaca ; sans lequel l'entreprise ne pourrait pas continuer à produire.

Le site de Gosselies est alimenté en électricité à partir du réseau haute tension. En cas de black-out, la Sonaca s'expose à une perte de la production en cours mais ne dispose pas d'un plan de secours capable de maintenir une production continue en période de coupure, et ce n'y trouvant pas d'intérêt financier. Les groupes de secours ont par ailleurs pour intérêt d'assurer une certaine rapidité dans la relance de la production.



SONACA, unité de production d'ailes d'attaque. Source : industryeurope.net.

En cas de black-out, deux groupes décentralisés de 180 kVa (à moteur diesel) sont capables de secourir l'ensemble des charges critiques et prioritaires présentes sur le site de la Sonaca. L'un d'entre eux est un système ASI dynamique tel que décrit ci-avant, l'autre est un groupe électrogène traditionnel. Les charges critiques et prioritaires sont, de manière non-exhaustive : les salles informatiques, la centrale téléphonique, les barrières de sécurité, la surveillance du site, l'éclairage de secours et les procédés dangereux pour la sécurité des personnes tels que de l'usinage chimique et des autoclaves.

Parmi les charges critiques se trouvent les salles informatiques, qui sont très logiquement relié au système ASI dynamique. D'après le fabricant de ce système, 1 démarrage sur 50.000 est susceptible de mal se dérouler. La Sonaca a donc décidé d'investir dans le placement d'un UPS statique (batterie 50kVa et 20 minutes d'autonomie) en série présentant le même risque de panne au démarrage, mais permettant donc de diminuer le risque total de plantage à 1 démarrage sur 2.500.000.000 ; ce qui est nettement plus avant-gardiste pour sécuriser au mieux les salles informatiques.

Afin d'assurer l'opérationnalité de leurs installations de secours, des essais à vide et en charge sont réalisés fréquemment. Les essais à vide sont effectués de façon hebdomadaire et ont pour intérêt d'éviter que les groupes de secours ne se grippent. Concernant les essais en charge, ils sont réalisés mensuellement en synchronisme avec le réseau. Les ASI statique (à batterie) sont également testés mensuellement en situation de décharge. Mr Renard estime que sur une durée de production annuelle de 8600 heures, les groupes électrogènes fonctionnent réellement 4 heures en tant que secours, 52 heures d'essai en charge et à vide et 36 heures de maintenance. De plus, il estime qu'en état de fonctionnement la consommation des groupes électrogènes est d'environ 20 L/h de diesel. Ces données permettent dès lors d'estimer la consommation annuelle de diesel qui est indispensable pour assurer la sécurité du personnel à la Sonaca, et ce au vu de la menace permanente d'une coupure de courant.

Les groupes électrogènes de la Sonaca sont raccordables au réseau. En ce qui concerne la réglementation Synergrid, la Sonaca affirme ne pas rencontrer de difficultés à se synchroniser au réseau. Le montant de l'investissement nécessaire à cette configuration est estimé par Mr Renard à 10% du coût total de l'investissement.

Enfin, Mr Renard nous a fait part de la difficulté de savoir si oui ou non un groupe de secours est réellement utile pour certains de leur procédé dont l'aspect sécurité du personnel n'intervient pas, et ce au regard du risque d'interruption d'alimentation du réseau.



Ariston Thermo, site de Malonne. Source : lavenir.net.

Ariston Thermo

Le groupe Ariston Thermo est un des leaders mondiaux dans la conception, la fabrication et la commercialisation de système de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Le groupe compte 19 usines établies dans 10 pays. Sur le site de Malonne en Wallonie, Monsieur Duchesne a accepté de nous décrire en détail le plan de secours prévu en cas de coupure de courant. Ils sont également uniquement exposés au risque de black-out étant donné qu'ils ne sont pas délestables.

L'intérêt principal d'un plan de secours chez Ariston Thermo est de protéger 24/24h les zones ATEX (ATmosphère EXplosive). Les installations concernées sont dès lors maintenues continuellement sous tension en raison du danger auxquels seraient exposés les employés en cas de coupure de courant. De plus, le plan de secours prévoit également de maintenir l'éclairage de secours et les salles informatiques sous tension.

Au niveau des zones ATEX, il s'agit en fait de pouvoir maintenir sous tension les systèmes d'extraction d'un hydrocarbure explosif, le pentane, qui intervient lors de la fabrication de l'isolant PUR des chauffe-eaux électriques. Un groupe électrogène MOSA de 16 kVa est dès lors destiné à maintenir opérationnel les utilitaires de ces systèmes d'extraction tels que les ventilateurs et les sondes de mesure du pentane. En cas de coupure prolongée, le groupe électrogène disposerait a priori d'assez de puissance que pour y raccorder les pompes à injection de PUR et dès lors permettre leur fonctionnement en alternance en cas de black-out ; sans lequel un durcissement du PUR pourrait apparaître dans les pompes. On soulignera par ailleurs que cette éventualité n'a jamais été testée sur le site.

Le groupe électrogène n'est pas prévu pour fonctionner en synchronisme avec le réseau, la deuxième coupure est dès lors inévitable en cas de coupure de courant. Monsieur Duchesne affirme néanmoins qu'il ne s'agit pas d'un problème étant donné que les systèmes d'extraction ne sont pas sensibles à des coupures de brève interruption. Un système de commutation automatique est néanmoins prévu sur le groupe électrogène. L'alimentation électrique bascule dès lors automatiquement du réseau vers le groupe électrogène en cas de coupure de courant et inversement du groupe électrogène vers le réseau lorsque ce dernier réapparaît. Ce module de commutation s'est avéré obligatoire suite à une analyse de risque réalisée sur le site d'Ariston Thermo à Malonne. Le WE, il n'y a effectivement personne sur le site et il ne serait dès lors pas possible de maintenir l'alimentation électrique des systèmes d'extractions de pentane en cas de coupure de courant à ces moments précis.

Les salles informatiques sont équipées de 7 systèmes ASI statiques (batteries) décentralisés sur le site. L'éclairage est quant à lui secouru par 3 systèmes ASI statiques. Ces systèmes ne sont par ailleurs pas secourus par un groupe électrogène en cas de coupure prolongée. Pour les salles informatiques, Monsieur Duchesne affirme qu'il ne s'agit pas d'un problème étant donné que l'autonomie des batteries est de 30 minutes et qu'un back-up serait réalisé si la coupure devait éventuellement se prolonger.

Outre l'aspect sécurité, Ariston Thermo a étudié l'impact que causerait une panne de courant sur leur production en cas de coupure de courant. En effet, une microcoupure de courant (< 5 minutes) implique un arrêt de production de minimum une heure. Une étude a dès lors son intérêt pour évaluer les risques financiers. Dans le procédé, des fours de cuisson fonctionnant au gaz et à environ 800°C sont destinés à cuire de l'émail sur le métal des chauffe-eaux électriques (vitrification). En cas de coupure de courant, le lot de production en cours de cuisson devrait être inéluctablement mis au rebut. La perte de production est dans ce cas estimée à environ 400€. Les lignes de traitement de surface où les chauffe-eaux sont aspergés d'une solution sont également susceptibles de faire perdre de la production mais seulement dans les situations où la coupure de courant est supérieure à 4 heures. Monsieur Duchesne souligne toutefois le fait que c'est principalement le coût opératoire, c'est-à-dire le coût de la main d'œuvre, qui serait le plus préjudiciable à l'entreprise en cas black-out.

Faisant suite à cette étude, Ariston Thermo a conclu qu'il n'était pas rentable économiquement d'investir dans un groupe électrogène pour sauvegarder la production en cas de black-out, et ce pour autant que la fréquence et la durée des coupures n'accroisse pas significativement dans le temps.

Enfin, en ce qui concerne l'entretien du plan de secours, Monsieur Duchesne est chargé de tester mensuellement le groupe électrogène. Celui-ci est par ailleurs toujours testé à vide et n'est jamais testé sur charge réelle. De plus, les systèmes d'UPS ne sont pas (encore) testés en situation de décharge.

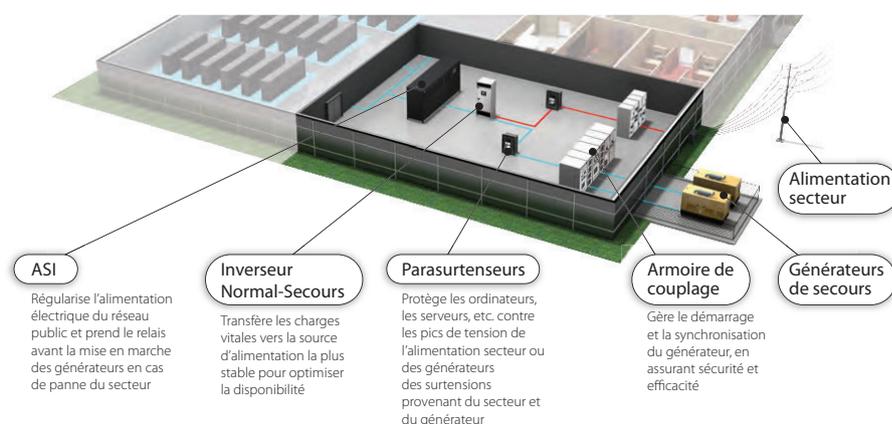


Conclusion

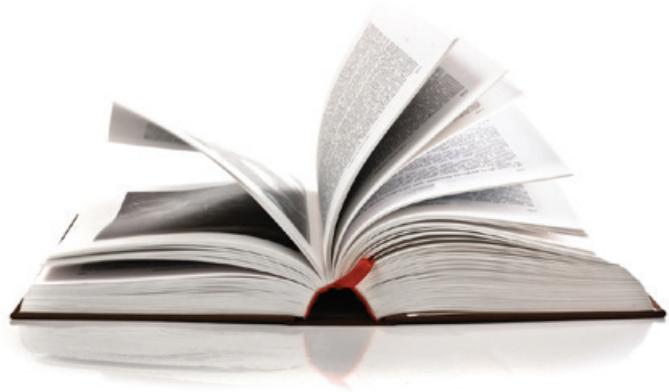
Le risque d'interruption d'alimentation électrique provenant du réseau, qu'il s'agisse d'une simple panne à des situations de délestage voire de black-out est une réalité. Des pistes existent pour se protéger. Le groupe électrogène à moteur diesel est la technologie la plus répandue actuellement. Il permet de protéger les charges prioritaires contre les coupures de courant, c'est-à-dire les charges qui peuvent accepter une coupure de quelques secondes. D'autres technologies existent et sont décrites dans ce cahier technique, mais sont sensiblement moins répandues en raison d'un coût plus important et d'une moins bonne adéquation aux reprises de charges élevées, ou d'une moindre fiabilité.

Vu l'investissement que nécessite l'acquisition d'un groupe de secours, il s'avérerait intéressant à l'avenir de se tourner vers la cogénération qui, moyennant encore maturation de la technologie, devrait être à la fois capable de protéger les industries contre les coupures de courant et permettre une fourniture en énergie électrique et thermique sur le site à moindre coût.

Les systèmes d'alimentations sans interruption (ASI ou UPS en anglais) sont également très populaires quand il s'agit de protéger des charges critiques qui ne tolèrent aucune interruption, telles que des serveurs informatiques. On peut distinguer deux technologies, à savoir les systèmes d'alimentation sans interruption statiques (électronique de puissance) et dynamiques (génératrice). Ce premier est plus largement utilisé lorsque la charge à secourir est de faible puissance. Les systèmes dynamiques sont quant à eux généralement utilisés pour protéger des charges de puissance élevée. On les retrouve souvent au travers d'un système de type « no-break » qui associe un volant d'inertie à un groupe électrogène, le volant d'inertie permettant alors d'alimenter une génératrice pendant la durée nécessaire au démarrage du groupe électrogène.



ASI, installation type. Source : gepowercontrols.com.



Bibliographie

- [1] **«Questions relatives au risque de pénurie d'électricité en Belgique»**, Elia. Ressource en ligne : <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/questions-securite-d-approvisionnement-et-penurie-en-Belgique#11>. [Accès le 15 Juillet 2015].
- [2] **«Statistiques électricité»**, FEBEG. avril 2016. Ressource en ligne : <https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite>.
- [3] **Inter Belgium Security**. Ressource en ligne : <http://www.ibs-security.be/fr/>. [Accès le 16 septembre 2015].
- [4] **«Génération électrique intégrée aux sites industriels et bâtiments commerciaux»**, T. Hazel. Schneider Electric, 2000.
- [5] **«Pénurie d'électricité : questions & réponses»**, Luminus. Ressource en ligne : <http://www.luminus.be/fr/pme/blackout-qa/>. [Accès le 17 Juillet 2015].
- [6] **«Cogénération > technique»**, ICEDD. Ressource en ligne : <http://www.icedd.be/cogencdrom/cogeneration/technique/>. [Accès le 17 Juillet 2015].
- [7] **«Que prévoir dans votre cogénération pour permettre à votre entreprise de tourner au ralenti en cas de rupture d'approvisionnement ?»**, S. FARINOTTI. VanParijs Engineers, 2015.
- [8] **«Les onduleurs autonomes cours»**, Automate Pro. Ressource en ligne : <http://automate-pro.blogspot.be/2013/02/les-onduleurs-autonomes-cours.html>. [Accès le 15 Juillet 2015].
- [9] **«UPS : Uninterruptible Power Supply»**, Forma TIS. Ressource en ligne : <http://blog.formatis.pro/ups-uninterruptible-power-supply>. [Accès le 15 Juillet 2015].
- [10] **«Topologies d'ASI et normalisation»**, MGE UPS Systems.
- [11] **«Facteurs clés dans les installations d'ASI»**, Schneider Electric 2012.
- [12] **«NO-BREAK KS® - Fonctionnement : Description du système»**, Euro-Diesel. Ressource en ligne : <http://www.euro-diesel.com/francais/description-du-systeme/110/11>.
- [13] **«Compatibilité ASI et groupe électrogène»**, MGE UPS Systems, 2005.
- [14] **«Rapport final sur le WP 3.6: Développement du système de gestion d'énergie»**, Unicaen. Ressource en ligne : http://www.chbg.unicaen.fr/ecotec21/IMG/pdf/Rapport_finale_sur_WP_3-6_fr.pdf.

COLOPHON

Opérateurs désignés par la Région wallonne :



Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable (ICEDD) asbl

Boulevard Frère Orban 4, 5000 NAMUR

Rédaction : Maxime VENTURELLI, Responsable de Projets

Tél. : 081 25 04 80 – Fax : 081 25 04 90

Courriel : mv@icedd.be

Relecture : Pierre DEMESMAEKER, ICEDD - Responsable « Bâtiment - Consultance & Stratégie »

Pour le compte de :



Service public de Wallonie

Direction générale opérationnelle Aménagement du territoire, Logement, Patrimoine et Energie

Département de l'énergie et du Bâtiment durable

Chaussée de Liège 140-142, 5100 Jambes

Tél : 081 48 63 56

Courriel : Energie@spw.wallonie.be

Site portail de l'énergie de la Région wallonne : <http://energie.wallonie.be>

Editeur responsable : Jean VAN PAMEL, Directeur

Photo en couverture : maintenance système ASI. Source gepowercontrols

1ère diffusion électronique, édition juin 2016



Wallonie



énergie wallonie