
13. Méthodologie de conception d'un réseau électrique et exemple d'application

13. METHODOLOGIE DE CONCEPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE ET EXEMPLE D'APPLICATION

La rentabilité d'une installation industrielle est directement liée à la disponibilité de l'outil de production.

Les réseaux électriques livrent l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'outil de production. Ainsi, la continuité d'alimentation des récepteurs est recherchée dès la conception du réseau et en particulier lors des choix préliminaires du schéma unifilaire.

La conception d'un réseau électrique a pour objectif de déterminer l'installation électrique satisfaisant les exigences du processus industriel au moindre coût d'investissement, d'exploitation et de défaillance.

La méthodologie de conception d'un réseau comporte six grandes étapes.

n **recueil des données** (étape 1)

Il s'agit :

- de l'identification des problèmes, des besoins à satisfaire et des contraintes imposées
- de recueillir les éléments nécessaires à la conception du réseau et à la définition des matériels.

n **élaboration du premier schéma unifilaire** (étape 2)

Il s'agit d'élaborer un schéma unifilaire préliminaire qui réponde aux besoins et aux contraintes, et qui tienne compte de l'ensemble des données.

n **études techniques et validation du schéma unifilaire** (étape 3)

Il s'agit d'une étude de validation et d'optimisation technico-économique de l'architecture envisagée prenant en compte l'ensemble des données et hypothèses. Elle nécessite des calculs de réseaux (courants de court-circuit, flux de puissance, ...).

n **choix des équipements** (étape 4)

Le schéma unifilaire étant validé, il s'agit de choisir et dimensionner les équipements à partir des résultats des calculs effectués à l'étape précédente et des données recueillies à l'étape 1.

n **choix et réglage des dispositifs de protection** (étape 5)

Il s'agit de définir les dispositifs de protection permettant la détection et l'élimination des défauts et de déterminer leurs réglages.

n **choix et mise en place d'un système de contrôle commande** (étape 6)

Il s'agit de choisir l'architecture du système de contrôle commande qui permettra aux exploitants de conduire et surveiller le réseau et dans lequel seront implantés les automatismes optimisant le coût et la disponibilité de l'énergie :

- les transferts de sources
- les délestages / relestages
- les reconfigurations automatiques de boucles de distribution
- ...

13.1. Recueil des données (étape 1)

Il faut recueillir le maximum de données qui vont permettre de concevoir le réseau et de définir les matériels.

13.1.1. Conditions d'environnement

Les caractéristiques des équipements et des matériels sont données pour des conditions d'environnement standards. La connaissance des paramètres relatifs aux conditions réelles du site permet au concepteur d'introduire des facteurs de correction ou de déclassement pour les matériels.

Parmi les conditions d'environnement, le concepteur s'intéressera :

- aux risques d'explosion en présence de gaz ou de produits inflammables dans l'atmosphère, ce qui détermine le degré de protection des équipements
- aux risques de séisme
- à l'altitude
- aux températures moyennes et maximales
- à la résistivité du sol
- à la présence de givre, de vent et de neige
- au niveau kéraunique de la région pour la protection de l'installation contre les dangers de la foudre (voir § 5.1.3)
- à la pollution atmosphérique (poussière, corrosion, taux d'humidité)
- aux réglementations sur les sites (établissement recevant du public, immeuble de grande hauteur, ...).

13.1.2. Classement des récepteurs

Il s'agit de lister les récepteurs de l'installation en les classant par type :

- moteur
- éclairage
- chauffage
- ...

pour lesquels on doit connaître :

- les puissances nominales (active, réactive et apparente)
- les puissances réellement absorbées
- le $\cos\phi$
- le rendement
- les transitoires de fonctionnement (démarrage des moteurs, ...)

- les niveaux de perturbation émis et tolérés (harmoniques, déséquilibres, flicker, coupures, ...).

13.1.3. Attachement géographique ou fonctionnel des récepteurs

Il y a lieu de recenser les récepteurs en fonction du plan de masse de l'usine et de leurs rôles respectifs dans le processus industriel.

En effet, de par leur position géographique dans l'usine, ou de par leur attachement à un ensemble fonctionnel, les récepteurs engendrent un premier degré de regroupement naturel des charges.

A titre d'exemple, citons :

- une unité chimique
- un atelier de production
- une chaudière
- une station de pompage
- ...

Ces regroupements étant effectués, il y a lieu de déterminer les conditions d'environnement liées au fonctionnement de ces récepteurs.

Nota : des regroupements de récepteurs peuvent être imposés afin d'effectuer des sous-comptages de l'énergie.

13.1.4. Conditions de fonctionnement des récepteurs

Pour effectuer un bilan de puissance, il est nécessaire de préciser les conditions de fonctionnement des différents récepteurs.

On distingue trois cas de fonctionnement principaux :

- les récepteurs dont le fonctionnement est **permanent** pendant toute la durée d'exploitation des installations
- les récepteurs dont le fonctionnement est **intermittent** par rapport à la durée d'exploitation
- les récepteurs qui ne fonctionnent pas en marche normale et qui sont en **secours** des récepteurs dont le fonctionnement est vital pour la sécurité et éventuellement pour le processus industriel.

13.1.5. Perturbations générées et tolérées par les récepteurs

Certains récepteurs provoquent des perturbations sur le réseau interne, voire même sur le réseau du distributeur.

Le concepteur doit donc recenser le niveau des perturbations provoquées par chaque récepteur (voir § 3) afin de prévoir les moyens de les réduire à un niveau acceptable pour l'ensemble de l'installation électrique.

Il faut donc recenser le niveau de perturbation toléré par les équipements électriques. Ces niveaux ne sont pas toujours connus ou fournis par les constructeurs. Par contre, la norme CEI 1000-2-4 définit le niveau de compatibilité électromagnétique sur les réseaux industriels (voir tableau 3-1). Elle fournit le niveau de perturbations généralement acceptable par les équipements moyenne et basse tension.

13.1.6. Extensions futures

La connaissance exacte des possibilités d'extensions de tout ou partie de l'installation permet au concepteur d'en tenir compte notamment :

- pour le dimensionnement des liaisons, des transformateurs, des disjoncteurs...
- pour le choix de la structure du réseau de distribution
- pour l'estimation des superficies des locaux.

13.1.7. Classement des récepteurs par importance

Les conséquences d'une coupure d'alimentation vis à vis de la sécurité des personnes et des biens et de la production, peuvent être graves.

Ainsi, il est important de définir pour chaque catégorie de récepteurs le temps maximal de coupure et de choisir en conséquence le mode de réalimentation approprié.

On peut classer les récepteurs, en trois grandes familles :

- les récepteurs n'acceptant aucune coupure
- les récepteurs nécessitant des temps de reprises incompatibles avec l'intervention humaine
- les récepteurs à temps de reprise compatible avec l'intervention humaine.

Pour la première catégorie de récepteurs, il est nécessaire de disposer d'une source autonome très fiable :

- une alimentation statique sans interruption (ASI) (voir § 1.6.3)
- un groupe tournant (voir § 4.1.2).

C'est le cas des récepteurs tels que :

- automatisme de conduite de process
- systèmes informatiques.

Pour la deuxième catégorie, le temps maximal de coupure peut varier de quelques dixièmes de secondes à quelques dizaines de secondes. Sous cette catégorie, on distingue :

- les récepteurs que ne tolèrent que les coupures brèves ou la permutation rapide des sources ; ce qui correspond au temps nécessaire pour le basculement sur un câble de secours ou une source autonome permanente ($t < 1 s$)
- les récepteurs qui tolèrent des coupures compatibles avec les réenclenchements lents ou le démarrage automatique d'une source de secours (système de délestage - relestage automatique : $t < 20 s$).

Pour la troisième catégorie, le temps de coupure est généralement supérieure à la minute ce qui reste compatible avec une intervention manuelle pour la reconfiguration du réseau ou le démarrage d'une source de secours.

13.1.8. Contraintes du réseau public

Au point de raccordement, le réseau public impose certaines contraintes qui peuvent être décisives pour les choix préliminaires de la structure du réseau interne à l'usine.

n puissance de court-circuit et tension d'alimentation disponibles par le distributeur

La puissance de court-circuit requise au point de raccordement dépend de la puissance de l'installation, de la puissance des gros récepteurs et des perturbations générées et tolérées par l'installation.

La puissance de court-circuit dépend fortement du niveau de la tension de raccordement.

Elle est, de ce fait, un élément déterminant dans le choix de la structure du réseau interne de l'usine.

n caractéristique de l'alimentation du distributeur

Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public de distribution moyenne et basse tension dans des conditions normales d'exploitation sont définies par la norme EN 50160.

L'objet de cette norme est de définir et de décrire les valeurs caractérisant la tension d'alimentation fournie telles que (voir tableau 4-1) :

- la fréquence
- l'amplitude
- la forme de l'onde
- la symétrie des tensions triphasées.

En France, les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux de distribution publique HTB et HTA sont définies dans le contrat Emeraude liant EDF aux utilisateurs. Ce contrat stipule les engagements de EDF sur la qualité de l'énergie et les engagements des utilisateurs sur les perturbations émises (harmoniques - voir § 8.3.2.2, flicker, déséquilibre).

13.2. Elaboration d'un premier schéma unifilaire (étape 2)

A partir du recueil des données, un premier schéma unifilaire de distribution peut être établi.

13.2.1. Bilan de puissance

C'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'un réseau. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives.

Selon l'étendu du site, les puissances installées et leurs répartitions, l'installation sera divisée en plusieurs zones géographiques (3 à 8 zones).

Le bilan des puissances actives et réactives sera alors fait pour chaque zone en appliquant, aux puissances installées, les facteurs d'utilisation propre à chaque récepteur (voir § 6.1.2.) et le facteur de simultanéité pour le groupement de plusieurs récepteurs ou circuits (voir tableaux 6-1 et 6-2).

13.2.2. Choix des niveaux de tension

n choix de la tension d'alimentation du distributeur

Le choix de la tension d'alimentation dépend :

- de la puissance de l'installation
- de la puissance de court-circuit minimale requise
- des perturbations générées et tolérées par l'installation
- des niveaux de tension disponibles à proximité du site.

Le tableau 1-1 indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis en France en fonction de la puissance souscrite.

n choix des tensions

Le choix des tensions à l'intérieur du site dépend :

- de l'étendu du site et de la répartition des puissances
- de l'existence ou non des récepteurs MT tels que moteurs, fours...

Le choix de deux ou trois niveaux de tension résulte d'une étude d'optimisation technico-économique qui tient compte des avantages et des inconvénients de chaque variante.

En général, l'expérience acquise montre que :

- pour des puissances jusqu'à 10 MVA, on choisit deux niveaux de tension (MT, BT)
- pour des puissances de plus de 10 MVA, le choix de trois niveaux de tension peut s'avérer plus économique (HT, MT, BT).

13.2.3. Sources d'énergie

La source principale d'énergie est généralement constituée par le réseau de distribution publique.

Pour des raisons de sécurité ou de continuité de service, la source principale d'une installation industrielle est souvent accompagnée d'une source de remplacement.

Les différentes sources de remplacement envisageables sont détaillées ci-après.

n deuxième alimentation du distributeur

Cette solution trouve tout son intérêt lorsque cette deuxième alimentation est issue d'un poste source différent de celui qui alimente la première.

Elle peut néanmoins rester intéressante dans le cas où les deux alimentations sont issues d'un même poste source si les départs sont affectés à des jeux de barres ou à des transformateurs différents.

n source autonome permanente

Cette solution peut s'imposer pour des raisons de sécurité ou de continuité de service en fonction du niveau de qualité disponible sur le réseau de distribution publique. Elle peut également se justifier économiquement :

- l'usine dispose de combustible résiduel à coût marginal (usine d'incinération, papeterie, sidérurgie, pétrochimie)
- l'usine produit de la vapeur pour le processus industriel qui peut être récupérée pour produire de l'énergie électrique (chauffage urbain).

Généralement, les sources autonomes permanentes sont exploitées couplées avec le réseau de distribution publique. Le schéma de raccordement doit néanmoins permettre un découplage rapide des sources et un équilibrage des charges respectivement affectées à chacune d'entre elles.

Le raccordement peut s'effectuer à n'importe quel niveau de la structure du réseau de distribution, en fonction des critères suivants :

- puissance de la source autonome par rapport à la puissance totale
- présence de cette source liée à des besoins particuliers localisés ou non
- concentration ou dispersion des récepteurs à sauvegarder, ...

Les générateurs de ces sources autonomes peuvent être entraînés par :

- turbine à gaz avec ou sans chaudière de récupération
- turbine à vapeur à contre-pression
- turbine à vapeur à condensation
- moteur diesel
- ...

n source de secours

Cet équipement permet de secourir les parties vitales de l'installation en cas de panne du distributeur. Il est aussi utilisé pour réduire la facture d'énergie par son utilisation pendant les périodes où le coût du kWh est élevé (jours EJP par exemple).

D'une façon générale, ces sources ne fonctionnent pas couplées au réseau du "distributeur". Selon l'étendue des installations et les puissances à secourir, elle peuvent être, soit installées localement à proximité des récepteurs, soit centralisées de manière à éviter la multiplication des sources. Dans ce dernier cas, ces sources sont raccordées au niveau MT, voire même HT, de la distribution. Les alternateurs de ces sources de secours peuvent être entraînés par des moteurs diesels ou par des turbines à gaz.

n sources d'alimentation des auxiliaires des postes

Ce sont les récepteurs liés à la distribution électrique tels que :

- relais de protection
- dispositifs effectuant les commandes d'ouverture et de fermeture des disjoncteurs, des interrupteurs et des sectionneurs
- bobines de contact des contacteurs
- appareillage lié au contrôle commande du poste
- appareils de climatisation des locaux électriques ou des tableaux et résistances anti-condensation
- ventilateur des locaux électriques
- éclairage des locaux électriques
- aéroréfrigérant et changeurs de prise des transformateurs.

Ces récepteurs doivent être alimentés par des sources spécifiques dont le niveau de fiabilité est important.

En cas de perte de ces sources, deux principes de fonctionnement sont utilisés :

- déclenchement du poste ; ce principe rend prioritaire la sécurité des biens et des personnes
- non déclenchement ; ce principe rend prioritaire la continuité de service.

La surveillance de l'état de ces sources est indispensable.

Elles proviennent en général :

- d'un transformateur auxiliaire spécifique au poste électrique
- de batteries d'accumulateurs
- d'une alimentation sans interruption (ASI).

13.2.4. Choix des régimes de neutre

n choix des régimes de neutre des réseaux MT

Le choix du régime de neutre en moyenne tension est un compromis entre les paramètres suivants (voir § 2.12.2) :

- la continuité de service
- le niveau des surtensions générées
- le niveau d'isolement phase - terre du matériel
- les contraintes thermiques liées à la valeur du courant de défaut à la terre
- la complexité des protections
- les contraintes d'exploitation et de maintenance
- l'étendue du réseau.

n choix des schémas de liaison à la terre des réseaux BT

Le choix du schéma de liaison à la terre en basse tension est un compromis entre les paramètres suivants (voir § 2.11.2) :

- la continuité de service
- le niveau des surtensions générées
- le risque d'incendie d'origine électrique
- le niveau des perturbations électromagnétiques
- les contraintes de conception et d'exploitation.

Le nombre de réseaux basse tension peut être important (plusieurs dizaines) ; il faut pour chacun d'eux déterminer le schéma de liaison à la terre le plus approprié.

13.2.5. Choix de la structure du réseau

Le choix d'une structure de réseau est une étape déterminante pour la disponibilité de l'énergie.

Parmi les différentes structures possibles, il est important de baser ce choix notamment sur les exigences de continuité de service, sur la limitation des perturbations (creux de tension, déséquilibres, harmoniques, flicker) et sur les contraintes d'exploitation et de maintenance.

Les différentes structures sont détaillées dans le paragraphe 1.

n structure du poste de livraison HT/MT

Suivant l'importance de l'installation et la continuité de service exigée, les schémas suivants sont utilisés :

- simple antenne (voir fig. 1-2)
- double antenne (voir fig. 1-3)
- double antenne - double jeu de barres (voir fig. 1-4).

n structure du réseau MT

La distribution en MT à l'intérieur du site est réalisée en fonction de la continuité de service souhaitée pour chaque zone.

Ainsi, on distingue :

- l'alimentation en simple antenne (voir fig. 1-17). Elle est utilisée lorsque la continuité de service exigée est faible. Elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.
- l'alimentation en double antenne (avec ou sans couplage - voir fig 1-18 et 1-19). Elle est souvent utilisée (avec couplage) en sidérurgie et en pétrochimie pour sa bonne continuité de service.
- l'alimentation en boucle (ouverte ou fermée - voir fig. 1-20-a et 1-20-b). Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. La boucle fermée est plus performante que la boucle ouverte. Elle est, par contre, plus onéreuse.
- l'alimentation en double dérivation (voir fig. 1-21). Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne continuité de service.

n structure des réseaux BT

Suivant le niveau de sûreté de fonctionnement exigé, les tableaux BT peuvent être alimentés par plusieurs sources, un groupe de secours ou une alimentation sans interruption (voir § 1.6).

Les parties de l'installation devant être alimentées avec un schéma de liaison à la terre particulier doivent être alimentées à travers un transformateur spécifique (voir § 2). Les récepteurs sensibles ou fortement perturbateurs peuvent imposer un transformateur spécifique pour les alimenter (voir § 3).

13.2.6. Gestion de l'énergie - Choix de la tarification optimale

Les distributeurs d'énergie électrique proposent une tarification adaptée à la fois à leur coût de production et aux spécificités des utilisateurs.

L'utilisateur connaît souvent mal ses besoins réels en énergie et son contrat avec le distributeur est parfois mal adapté à ses besoins.

Une étude d'optimisation tarifaire s'avère toujours rentable et permet de gagner jusqu'à 10 à 20 % de la facture d'énergie si une véritable "gestion de l'énergie" est mise en oeuvre, notamment avec l'aide d'un système de contrôle - commande performant (voir § 12).

n composante de la tarification

Les distributeurs d'énergie électrique proposent à leurs clients des contrats de fourniture dont les caractéristiques générales sont basées sur des principes identiques (voir § 11).

Le coût de l'énergie est composé :

- d'une prime fixe qui est fonction de la puissance souscrite (puissance à ne pas dépasser). Plus la puissance souscrite est basse plus la prime fixe est faible.
- de la consommation d'énergie active en kWh.
- d'éventuelles pénalités de dépassement apparaissant lorsque la puissance consommée est supérieure à la puissance souscrite.
- de la consommation d'énergie réactive en kvarh, si celle-ci dépasse le seuil de consommation non facturé par le distributeur pendant certaines périodes tarifaires (voir § 11.4.4).

Les différents éléments du coût de l'énergie varient suivant le mois de l'année, le jour de la semaine et les heures de la journée, ce sont les périodes tarifaires.

n compensation de l'énergie réactive

Pour s'affranchir des coûts liés à une consommation excessive d'énergie réactive, le concepteur détermine les compensations à mettre en place (voir § 7).

n courbes de charge

Les courbes de charges journalières et saisonnières représentant les variations de puissance active et réactive de l'installation permettent :

- d'optimiser la tarification et la compensation de l'énergie réactive
- de décider la mise en service ou non de l'alimentation de secours, notamment en période de pointe (effacement en jour de pointe EJP)
- de déterminer les puissances à délester et les durées de délestage en fonction de la période tarifaire.

n identification des charges délestables

Il s'agit d'identifier les récepteurs pouvant être délestés sans conséquence pour le processus industriel et la durée possible de ce délestage.

n intérêt d'installer un groupe EJP

Les allures des courbes de charge et les possibilités de délestage permettent de déterminer l'intérêt ou non d'installer un groupe EJP.

Il faut faire une simulation du coût de l'énergie et comparer :

- une tarification classique sans groupe EJP
- une tarification EJP en faisant fonctionner le groupe de production pendant les périodes EJP.

L'écart de coût de l'énergie permettra de déterminer l'opportunité ou non d'investir dans l'achat d'un groupe EJP.

Le concepteur devra intégrer les coûts de maintenance du groupe.

Il faut ajouter que le groupe EJP peut aussi, dans certains cas, assurer une fonction de secours de l'installation. L'investissement sera alors d'autant plus intéressant.

n intérêt d'installer une centrale de cogénération

Dans les installations consommant simultanément de l'énergie électrique et thermique, une centrale de cogénération peut s'avérer très rentable. En effet, récupérer l'énergie thermique produite par un groupe diesel améliore fortement le rendement énergétique. Celui-ci peut atteindre 80 à 90 % au lieu de 35 à 40 % sans système de récupération.

Dans certains cas, une partie de l'énergie électrique est revendue au distributeur.

Une étude technico-économique doit être effectuée, elle doit tenir compte, notamment :

- des coûts d'achat et de vente au distributeur d'énergie électrique
- des coûts d'investissement et de maintenance de la centrale de cogénération
- des gains réalisés par la récupération d'énergie thermique
- de l'intérêt de bénéficier d'une source de remplacement.

Les centrales de cogénération sont en plein développement des les grosses installations du secteur tertiaire telles que les hôpitaux, aéroports, hôtels,...

Nota : un autre type de cogénération existe, il s'agit des usines d'incinération et des centrales de chauffage urbain. Elles possèdent une énergie thermique à moindre coût qui peut être utilisée pour produire de l'énergie électrique.

13.3. Etudes techniques et validation du schéma unifilaire (étape 3)

Dans cette étape de l'étude de conception, il s'agit de valider par des calculs la structure définie précédemment.

C'est une étape itérative dans la mesure où certains paramètres déjà définis peuvent être modifiés pour satisfaire certaines conditions ou dispositions normatives.

Dans ce cas, les calculs qui en dépendent seront à chaque fois revus en conséquence.

13.3.1. Calcul des courants nominaux

Sur la base du bilan de puissance effectué au paragraphe 13.3.1., seront déterminés les courants nominaux qui transitent dans chaque canalisation, transformateurs et autres éléments du réseau.

13.3.2. Choix des transformateurs

Le choix du transformateur est fait sur la base de la puissance maximale qui correspond à la journée la plus chargée de l'année. Cette puissance est le résultat d'un bilan de puissance, en tenant compte des coefficients d'utilisation et de simultanéité (voir § 13.3.1).

Une méthode plus précise permet de déterminer la puissance du transformateur en se basant sur les courbes de charge de l'installation et les courbes de surcharge des transformateurs (voir CEI 76-2).

Nota : il est parfois intéressant d'installer une gamme de transformateurs de même puissance afin de faciliter la maintenance et l'interchangeabilité.

13.3.3. Choix des générateurs

La puissance des générateurs sera déterminée en fonction de la puissance de remplacement nécessaire ou de la puissance à déléster pendant les périodes EJP.

Pour une utilisation toujours couplée au réseau de distribution publique, il peut s'avérer intéressant d'installer une génératrice asynchrone (voir § 4.3)

13.3.4. Détermination des sections des conducteurs

La méthode détaillée de détermination des sections des conducteurs est présentée dans le paragraphe 6.

La méthode consiste à :

- calculer le courant maximal d'emploi
- déterminer le facteur de correction global relatif au mode de pose et aux conditions d'installation
- déterminer la section nécessaire à l'échauffement en régime normal
- vérifier la contrainte thermique en cas de court-circuit en fonction du dispositif de protection
- vérifier les chutes de tension en régime normal et pendant le démarrage de gros moteurs
- vérifier, pour la basse tension, les longueurs maximales des canalisations pour la protection des personnes contre les contacts indirects, en fonction du dispositif de protection
- vérifier la tenue thermique des écrans de câble lors d'un défaut phase - terre en MT
- déterminer les conditions de mise à la terre des écrans de câbles en MT
- déterminer les sections des conducteurs de neutre, de protection et d'équipotentialité.

La section à retenir est la section minimale vérifiant toutes ces conditions.

Il peut être utile de déterminer la section économique sur la base d'un bilan économique (investissement, pertes joules - voir § 6.3).

13.3.5. Etude des circuits de terre et des prises de terre

Les valeurs des impédances des circuits de terre et des prises de terre déterminent les niveaux de surtension qui peuvent apparaître sur les équipements électriques (voir § 5 et § 2). Il est notamment intéressant de réaliser des zones équipotentielles en fond de fouille qui réduisent les surtensions entre les équipements et la terre.

13.3.6. Calcul des courants de court-circuit (voir § 4 du *Guide des protections*)

L'installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit doit être calculée à chaque étage de l'installation pour les différentes configurations possibles du réseau; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou qui doit couper ce courant de défaut.

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

n la valeur efficace du courant de court-circuit maximal (court-circuit triphasé symétrique)

Elle détermine :

- le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles
- la contrainte thermique que doivent supporter les matériels.

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure. Il doit être calculé avec une bonne marge de sécurité (valeur maximale).

n la valeur crête du courant de court-circuit maximal (valeur de la première crête de la période transitoire)

Elle détermine :

- le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs
- la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

n le courant de court-circuit minimal

Il est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou au réglage des seuils des protections à maximum de courant, en particulier quand :

- la longueur des câbles est importante ou lorsque la source a une impédance interne relativement élevée (générateurs ou onduleurs)
- la protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant phase, c'est essentiellement le cas en basse tension pour les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

L'utilisation de logiciels de calcul* conformes à la norme CEI 909 est d'une utilité précieuse pour la rapidité et la fiabilité des résultats.

(*) SELENA (Schneider ELEctrical Network Analysis)

13.3.7. Démarrage des moteurs

Le démarrage est un point délicat de l'exploitation des moteurs électriques. Les dispositifs de démarrage doivent pouvoir résoudre la plupart des cas qui se présentent au concepteur d'installation :

- couple résistant élevé
- appel limité d'intensité
- démarrages fréquents.

Lors de la mise sous tension, l'impédance présentée par le moteur est très faible. Il peut s'ensuivre un violent appel de courant (4 à 10 fois le courant nominal) si aucun dispositif particulier ne vient le limiter.

Le réseau d'alimentation n'étant jamais de puissance infinie, cet appel de courant peut provoquer une chute de tension sur le réseau susceptible de perturber les autres utilisateurs. Cette chute de tension peut aussi conduire à faire travailler le moteur dans des zones de fonctionnement à proscrire, du fait de l'échauffement excessif en résultant, ou d'une mise en vitesse trop lente de la machine entraînée, voire d'un ralentissement et d'un arrêt du moteur sous tension.

La puissance de court-circuit du réseau est un paramètre très important. Un moteur démarre plus vite, s'échauffe moins et provoque une moindre chute de tension si la puissance de court-circuit au point de raccordement du moteur est élevée. On peut considérer qu'elle est élevée si elle est supérieure à 100 fois la puissance du moteur.

Le paragraphe 3.3.4. explicite les différents modes de démarrage des moteurs et les caractéristiques du courant et du couple.

13.3.8. Etude de la stabilité dynamique du réseau

La stabilité dynamique d'un réseau est la faculté pour celui-ci de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation brutale.

L'état du réseau est déterminé par la répartition des charges et les valeurs du courant et tension en régime permanent.

Cet état est soumis à des variations par suite des fluctuations de charge, des incidents électriques et des modifications de branchement. La modification progressive ou brusque d'un ou plusieurs paramètres change l'état du réseau. Celui-ci peut évoluer vers un nouveau régime permanent ou bien son comportement peut devenir instable. Il lui est alors impossible de retrouver un régime permanent acceptable. Cela se traduit par la perte du synchronisme des machines synchrones et le ralentissement des moteurs asynchrones pouvant aller jusqu'à l'arrêt.

Par exemple, lorsqu'un court-circuit se produit dans un réseau comportant un nombre plus ou moins grand de machines synchrones (alternateurs et moteurs) et asynchrones (génératrices et moteurs), l'ensemble des machines débite dans ce court-circuit, les moteurs ralentissent et les générateurs accélèrent (les générateurs ne sont plus en mesure de fournir leur puissance active mais restent par contre entraînés par les turbines ou les moteurs Diesel).

Une étude de stabilité (voir § 9) consiste donc à analyser le comportement électrique et mécanique des machines entre le moment où la perturbation apparaît et celui où la perturbation étant éliminée, le réseau revient ou ne revient pas à des conditions normales de fonctionnement.

Même pour un réseau simple, le nombre de paramètres intervenant est trop grand pour que l'on puisse estimer intuitivement l'influence de tel ou tel facteur et prévoir approximativement les conséquences de la variation de l'un d'eux.

L'étude est réalisée par des calculs sur ordinateur car le volume de calcul ne permet pas de résolution "manuelle".

Le logiciel MGSTAB développé par Schneider Electric pour effectuer les calculs, permet un traitement direct et économique de tous les cas de réseaux industriels, sans limitation du nombre de liaisons et de machines.

13.3.9. Compensation de l'énergie réactive (voir § 7)

En général, les distributeurs d'énergie électrique pénalisent financièrement les consommateurs dont la valeur de tgj est élevée.

Par exemple, en France :

- les clients souscrivant une puissance supérieure à 250 kVA payent l'énergie réactive au-delà de 40 % de l'énergie active consommée (pendant certaines périodes).
- les clients souscrivant une puissance comprise entre 36 et 250 kVA payent une prime fixe qui dépend de la puissance apparente souscrite. La compensation d'énergie réactive permet de réduire la prime fixe en diminuant la puissance apparente souscrite.

Ainsi, la compensation de la puissance réactive permet de faire des économies sur la facture d'énergie. De plus, elle permet de réduire les pertes joule et les chutes de tension dans les conducteurs et les transformateurs.

n recherche de la compensation optimale

Après avoir effectué le calcul de la puissance réactive globale à installer (voir § 7.6.), il faut déterminer les emplacements optimaux des condensateurs et le type de batterie (fixe ou automatique) afin d'obtenir un retour d'investissement le plus court possible.

Il faut tout d'abord déterminer la valeur de la puissance réactive et si possible la courbe de charge aux différents endroits susceptibles de recevoir des condensateurs. A partir de ces courbes, on obtient des renseignements sur les puissances réactives minimales, moyennes et maximales appelées à ces différents endroits.

Le mode de compensation dépend de la valeur de la puissance réactive minimale consommée par l'installation comparée à la puissance globale à installer.

o cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est supérieure à la puissance de compensation envisagée

La compensation peut être globale car il n'y a pas de risque de surcompensation en fonctionnement normal, qui provoquerait des élévations anormales de la tension.

Cependant, lors de l'arrêt de l'installation, il faut déconnecter les condensateurs afin de ne pas provoquer de surtensions permanentes sur le réseau de distribution publique, dues à une surcompensation.

o cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est inférieure à la puissance de compensation envisagée

Lorsque la puissance réactive consommée est minimale, avec une compensation globale il y aurait une surcompensation qui provoquerait une élévation anormale de la tension. Par exemple, la surcompensation aux bornes d'un transformateur ne doit pas dépasser 15 % de sa puissance nominale.

Pour éviter une surcompensation, on peut :

- installer une batterie en gradins avec régulation automatique qui permet d'épouser la courbe de charge
- installer en tête d'installation une compensation égale à la puissance minimale consommée et compenser localement les récepteurs ou les secteurs à forte consommation de puissance réactive, dans la mesure où la commande des condensateurs est asservie au récepteur ou au secteur.
- dans le cas d'une installation contenant plusieurs transformateurs HTA/BT, reporter une partie de la compensation d'un transformateur sur un autre transformateur.

o critères de choix

La compensation peut être :

- effectuée en MT et/ou en BT ; il est plus économique d'installer des condensateurs moyenne tension pour des puissances supérieures à environ 800 kvar.
- globale, par secteur, individuelle.
- effectuée par batterie fixe ou en gradins manoeuvrables automatiquement ; dans le cas où la batterie en gradins est choisie, il peut être préférable d'installer des gradins de puissances différentes afin d'obtenir un meilleur ajustement. Par exemple, avec des gradins de 800, 400, 200 et 100 kvar on peut obtenir toutes les puissances de 0 à 1 500 kvar par pas de 100 kvar.

Pour déterminer la solution optimale, les critères suivants doivent être pris en compte :

- suppression des coûts d'énergie réactive (tarif vert) ou abaissement de la puissance souscrite (tarif jaune)
- diminution des pertes Joule dans les conducteurs et dans les transformateurs
- tension régulière en tout point de l'installation
- coût d'investissement, d'installation et de maintenance de chaque solution.

n enclenchement des batteries de condensateurs et protections

L'enclenchement des batteries de condensateurs provoque des surintensités et des surtensions importantes dans le réseau. Celles-ci sont contraignantes pour les appareils de manoeuvre des condensateurs et pour les protections (surtout en MT).

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 10.6. du *Guide des protections*.

n problèmes liés aux condensateurs en présence d'harmoniques

En présence d'harmoniques, l'installation de condensateurs risque de provoquer une amplification des courants et des tensions harmoniques et des problèmes qui en résultent. Dans ce cas, une étude s'avère nécessaire.

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 8.

13.3.10. Etude des harmoniques (voir § 8)

Les récepteurs non linéaires tels que fours à arc, éclairages, convertisseurs, redresseurs, ... absorbent des courants non sinusoïdaux qui traversent les impédances du réseau et provoquent ainsi une déformation de la sinusoïde de tension d'alimentation. La déformation de la forme d'onde est caractérisée par l'apparition de fréquences harmoniques de tension.

Les perturbations généralement constatées sont :

- échauffement ou claquage de condensateurs
- échauffement de moteurs ou de transformateurs
- dysfonctionnement de régulateurs, convertisseurs, contrôleurs permanents d'isolement, relais de protection, ...

Une étude d'harmoniques a pour objectif de définir les moyens permettant de réduire les perturbations à des niveaux acceptables :

- pour les équipements du site, un taux global de distorsion < 5 à 10 %
- pour le réseau de distribution publique (voir tableau 8-23 pour le cas de la France).

Les moyens généralement mis en oeuvre sont :

- l'installation de batteries de condensateurs avec inductances antiharmoniques qui réduisent les phénomènes de résonance entre les condensateurs et l'inductance de l'alimentation
- l'installation de filtres shunt qui réduisent les tensions harmoniques en "piégeant" les courants harmoniques
- l'augmentation de la puissance de court-circuit au niveau des charges perturbatrices
- l'éloignement électrique entre les charges perturbatrices et les équipements sensibles
- l'installation de filtres actifs
- le confinement des harmoniques.

Une étude d'harmoniques est généralement indispensable en présence de condensateurs qui amplifient le taux de distorsion par le phénomène de résonance.

L'étude des harmoniques consiste à:

- déterminer les harmoniques de tension préexistants sur la source d'alimentation
- définir les puissances et les valeurs d'harmoniques de courants pour chaque récepteur non linéaire
- calculer les taux de distorsion en tension, en différents points de l'installation et pour toutes les configurations possibles du réseau

- simuler les solutions envisagées dans le cas du dépassement des limites acceptables par les équipements ou par le réseau de distribution publique.