



Collection technique

Cahier technique n° 185

Stabilité dynamique des réseaux
électriques industriels

B. De Metz-Noblat
G. Jeanjean



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

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

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

Les derniers ouvrages parus peuvent être téléchargés sur Internet à partir du serveur Schneider (code : [http://www .schneiderelectric.com](http://www.schneiderelectric.com) , rubrique : maîtrise de l'électricité).

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

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

Avertissement

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

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

n° 185

Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels



Benoît de METZ-NOBLAT

Ingénieur ESE, il a travaillé dans le Groupe Saint-Gobain puis est entré chez Merlin Gerin en 1986. Il a la responsabilité du Service Electrotechnique et Réseaux, dans lequel sont étudiés les phénomènes électriques concernant le fonctionnement des réseaux et leur interaction avec les matériels et équipements.



Gérard JEANJEAN

Ingénieur MERLIN GERIN depuis 1980, a rejoint le service Electrotechnique et Réseaux en 1984 pour participer aux études des réseaux industriels, particulièrement celles concernant la stabilité dynamique. Il est expert dans les domaines des perturbations et de la Sûreté de Fonctionnement des réseaux électriques.

Lexique

H :

Constante d'inertie, homogène à un temps, qui caractérise la sensibilité de la vitesse d'une machine à des variations de la puissance électrique.

Angle interne (δ) :

Angle entre le vecteur représentant la tension d'alimentation d'une machine et le vecteur représentant sa force électromotrice.

Distance électrique :

Impédance de liaison. Deux liaisons électriques de même longueur pourront avoir des distances électriques très différentes.

Flux de charge (load flow) :

Bilan des puissances actives et réactives échangées sur les liaisons d'un réseau.

Plan de tension :

Ensemble des procédures automatiques et manuelles prévues pour maintenir le réseau dans les plages de tension de fonctionnement qui lui sont assignées.

Puissance synchronisante :

Caractérise le point de fonctionnement d'un générateur : Rapport entre variation de puissance fournie et variation d'angle interne. Plus il est faible, plus on risque une perte de synchronisme en survitesse.

Réactance transitoire :

Impédance d'une machine intervenant dans la première seconde suivant une perturbation.

Réactance subtransitoire :

Impédance d'une machine intervenant dans les 100 premières millisecondes suivant une perturbation.

Redondances :

Utilisé dans un contexte technique, perd son sens courant de « superflu ». Il s'agit de la mise en place de plus d'une voie pour accomplir une fonction, en vue de s'affranchir des pannes et/ou de permettre la maintenance en fonctionnement sans rupture de service.

Réglage primaire, secondaire :

Pour une régulation d'alternateur, se dit des caractéristiques fréquence/puissance active ou tension/puissance réactive (voir statisme) et de la correction (secondaire) qui est apportée.

Stabilité dynamique :

Comportement des réseaux soumis à des perturbations : causes, conséquences (instabilités) et remèdes.

Statisme, droite de statisme :

La droite de statisme caractérise le réglage primaire de la régulation d'un générateur : fréquence en fonction de la puissance active ou tension fonction de la puissance réactive.

Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes.

Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable.

Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux industriels qui comportent un ou des groupes générateurs et des moteurs.

Ce Cahier Technique permet de comprendre pourquoi l'instabilité peut apparaître, quelles en sont les causes les plus fréquentes et quels sont les effets induits. Il indique quelles sont les précautions à prendre. Il montre comment se déroule une étude et en donne un exemple.

Sommaire

1 Généralités	1.1 Les réseaux électriques	p. 4
	1.2 La qualité de l'énergie électrique	p. 4
	1.3 La stabilité des réseaux	p. 5
	1.4 Les réseaux industriels	p. 6
2 Comportement d'un réseau électrique industriel	2.1 Charges passives	p. 6
	2.2 Charges « électronique de puissance »	p. 6
	2.3 Transformateurs et liaisons	p. 6
	2.4 Machines asynchrones	p. 7
	2.5 Machines synchrones	p. 8
	2.6 Les régulations	p. 10
	2.7 Le réseau du distributeur	p. 11
	2.8 Les organes de protections	p. 11
	2.9 L'ensemble du réseau	p. 12
3 Etude de stabilité dynamique des réseaux industriels	3.1 Généralités	p. 12
	3.2 Études de stabilité	p. 14
	3.3 Exemple d'étude	p. 16
4 Conclusions		p. 22
Annexe 1 : démarrage des moteurs asynchrones à cage		p. 23
Annexe 2 : bibliographie		p. 24

1 Généralités

1.1 Les réseaux électriques

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable.

Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays). Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de :

- grandeurs électriques,
- disposition spatiale,
- données temporelles.

Grandeurs électriques :

- La fréquence : 50 ou 60 Hz selon les pays.
- La tension de quelques centaines de volts à quelques centaines de kV, selon qu'il s'agit de telle ou telle partie du réseau.

Ces grandeurs de base sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles ; laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées.

- La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie thermique ou mécanique, et consommée également sous forme thermique ou mécanique par les récepteurs,

- La puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau.

Il faut noter qu'en régime dynamique, l'énergie active est « stockée » par les machines tournantes (inertie), et que l'énergie réactive l'est également, sous forme magnétique (ex. transformateurs ou machines tournantes) ou capacitive (ex. câbles).

Disposition spatiale :

La structure topologique est à échelle :

- des continents,
- des pays, des régions,
- des sites industriels (centaines de mètres à dizaines de kilomètres),
- des bâtiments du tertiaire.

Dans les deux premiers cas il y a trois niveaux dans l'acheminement d'énergie :

- le transport,
- la répartition,
- la distribution.

Données temporelles :

Les variations de l'équilibre entre l'offre et la demande énergétiques entraînent des perturbations des grandeurs électriques que sont la fréquence et la tension que l'on doit maintenir dans des fourchettes acceptables.

1.2 La qualité de l'énergie électrique

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps et dans l'espace de l'ensemble du système production/transport/consommation.

Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophes.

Ainsi la notion de qualité de l'électricité apparaît sous l'aspect de (cf. **fig.1**) :

- La continuité de fourniture : c'est la disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).
- La forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée) ; dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence :
 - phénomènes à haute fréquence (kHz → MHz) : surtensions à fronts raides dues à la foudre ou à

certaines manoeuvres (ex. sectionneurs, interrupteurs, certains disjoncteurs),

- phénomènes à basse fréquence (50 Hz → kHz) : surtensions de manoeuvre, harmoniques,

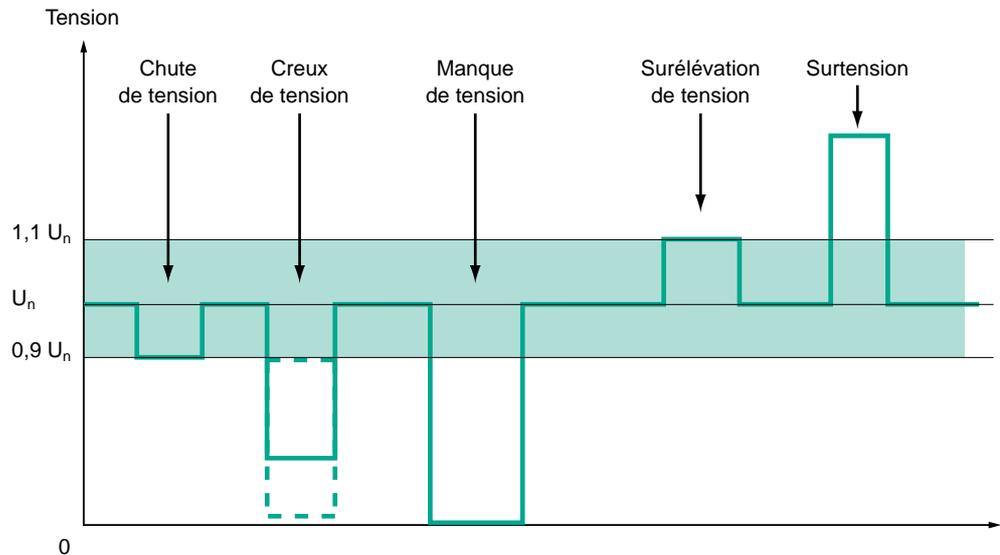
- phénomènes autour de la fréquence industrielle (0 → 100 Hz) : fluctuations rapides (20 ms → 1 s) ou lentes (supérieures à la seconde) telles que déséquilibre, creux de tension dus à la mise en service de fortes charges ou à un court-circuit dans la distribution.

La variation de fréquence peut résulter :

- d'un court-circuit proche d'une source,
- d'une très grosse variation de puissance de la source,
- du passage sur une source de remplacement ou de secours.

Dans ce cadre, la stabilité dynamique objet de ce cahier technique étudie l'évolution de la fréquence, de la tension et de la puissance suite à des perturbations importantes.

a - Amplitude



b - Durée



fig. 1 : perturbations de tension dans les réseaux.

1.3 La stabilité des réseaux

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

Il faut distinguer :

- La stabilité en régime statique : le réseau a un comportement stable, c'est-à-dire que, soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.

- La stabilité en régime transitoire : lorsque l'on passe d'un état stable statique à un autre, suite à une perturbation durable voulue ou non, ce changement d'équilibre s'accompagne d'un régime variable oscillatoire amorti considéré comme acceptable eu égard à des fourchettes prédéfinies de ΔU , Δf , Δt .

- L'instabilité en régime transitoire est observée lorsque, suite à une perturbation importante, le régime oscillatoire est divergent. Il induit une perte d'alimentation ou un nouvel état stable inacceptable (ex : moteur qui « rampe »).

- La stabilité en régime dynamique : le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers fonction des perturbations envisagées.

Les études de stabilité dynamique consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source électrique, variation de charge, contraintes de process,

- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations,

- préconiser les mesures à prendre en exploitation, telles que type de protection, réglage de relais, délestages, configurations... pour éviter les modes de fonctionnement indésirables.

Ces études permettent donc la maîtrise du comportement du réseau considéré, qu'il soit public ou privé, H.T. ou B.T.

1.4 Les réseaux industriels

Quelques caractéristiques propres aux réseaux électriques industriels peuvent être citées :

- étendue géographique des sites jusqu'à plusieurs dizaines d'hectares,
- longueur des connexions, lignes et câbles, jusqu'à plusieurs kilomètres pour les différents niveaux de tension,
- sources d'énergie ; distributeurs extérieurs, auto production (réseau isolé) et solutions mixtes,
- tensions : plusieurs niveaux dans une gamme allant de 380 V à 90 kV ou même plus,

- puissances : 250 kVA à 100 MVA ou plus,
- charges : présence très importante des moteurs asynchrones ; noter aussi des charges spéciales liées au process (par exemple électrolyse, fours...),
- complexité de l'architecture du réseau qui doit pouvoir alimenter des consommateurs prioritaires, avoir des redondances d'alimentation, et être reconfigurable,
- constantes de temps de stabilité : typiquement de une à dix secondes.

2 Comportement d'un réseau électrique industriel

Le comportement d'un réseau électrique lors de phénomènes transitoires dépend du comportement de chacun de ses constituants. Ceux-ci, partant d'un état stable, vont influencer sur le comportement transitoire de l'ensemble. Ils vont se trouver, en fin de perturbation, soit dans le même état stable qu'avant la perturbation, soit

dans un autre état stable, soit dans un état instable, ce qui en général entraîne la perte d'un ou plusieurs constituants par activation des protections. Il importe donc de connaître le comportement de chacun d'eux pour pouvoir déterminer le comportement de l'ensemble du réseau électrique considéré.

2.1 Charges passives

Ce sont des consommateurs tels que l'éclairage, le chauffage dont les lois de variation électrique sont du type :

$$P = \left[\frac{V}{V_n} \right]^\alpha \cdot P_n \text{ et } Q = \left[\frac{V}{V_n} \right]^\beta \cdot Q_n$$

avec α et β caractéristiques de la charge.

2.2 Charges « électronique de puissance »

Un grand nombre de récepteurs : cuves à électrolyse, moteurs à vitesse variable, chauffage à gradateur, etc., entrent dans cette famille de charges.

Ces récepteurs ont en général en commun une forte sensibilité aux variations de tension. Par exemple, un moteur à vitesse variable peut

être arrêté complètement pour une variation de tension de l'ordre de $\pm 15\%$. A cela, peut se rajouter une sensibilité aux variations de fréquence, donc ces appareils font partie des récepteurs sensibles aux problèmes de stabilité des grandeurs électriques.

Il en est de même pour les matériels informatiques.

2.3 Transformateurs et liaisons

Les transformateurs, les lignes et les câbles qui assurent le transit de l'énergie électrique entre sources et charges, sont caractérisés par leurs impédances qui créent des chutes de tension et des pertes d'énergie active, fonction du courant qui les traverse. Leur importance est déterminante

en régime transitoire :

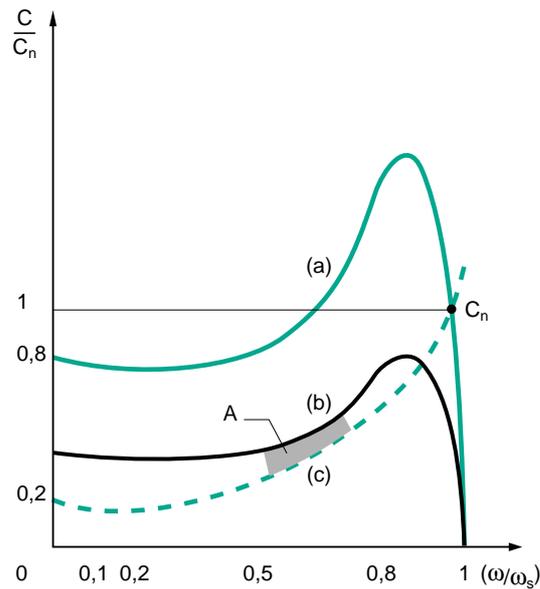
- les forts courants d'appel provoquent des baisses de tension parfois critiques,
- l'impédance qu'ils induisent entre sources synchrones (appelée « distance électrique ») peut être à l'origine d'oscillations de grande durée.

2.4 Machines asynchrones

Par leur présence majoritaire dans les réseaux industriels (jusqu'à 80 % de la puissance consommée dans certaines installations), les moteurs asynchrones ont un rôle prépondérant dans les phénomènes de stabilité.

■ Influence des creux de tension.

Sur la **figure 2** le diagramme couple/vitesse d'un moteur asynchrone est représenté pour un moteur double cage alimentant une pompe.



- (a) : courbe $C(\omega)$ à pleine tension
- (b) : courbe $C(\omega)$ à tension réduite ($0,7 U_n$)
- (c) : courbe $C_r(\omega)$

fig. 2 : diagrammes couple/vitesse d'un moteur asynchrone.

Le point de fonctionnement se trouve à l'intersection des courbes de couple moteur et résistant. Le couple moteur est proportionnel au carré de la tension.

La stabilité du moteur dépend des positions relatives des courbes de couple moteur et résistant. Si le moteur subit une coupure ou un fort creux de tension pendant quelques instants, il va ralentir et se retrouver à une vitesse réduite, par exemple 70% de la vitesse de synchronisme. Pourra-t-il réaccélérer et retrouver son état stable d'origine ?

Cela dépend de la valeur de la tension à son rétablissement. Supposons que, du fait des appels de courant dans le réseau, la tension soit à $0,7 U_n$ à cet instant (cf. **fig. 2**). Le couple

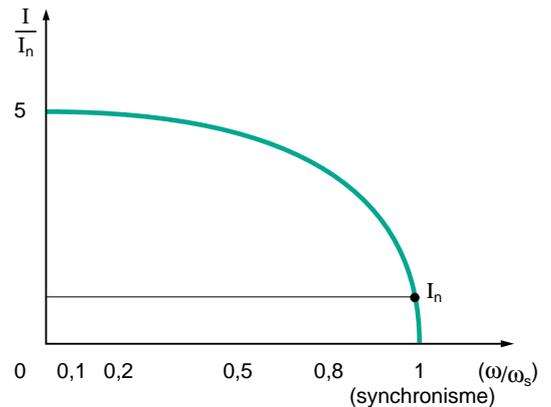


fig. 3 : moteur asynchrone - Courant fonction de la vitesse.

moteur est à peine supérieur au couple résistant (zone A, **figure 2**) : le moteur va « ramper » (accélérer très lentement), et se trouver déconnecté par action des protections de démarrage trop long, relais thermique ou mini de tension.

La **figure 3** montre que dès qu'un moteur ralentit un peu, il absorbe un fort courant. Ce dernier cause des chutes de tensions qui rendent d'autant plus difficile la réaccélération. Si l'ensemble des moteurs d'une installation industrielle ralentit (par exemple suite à un fort creux de tension dans le réseau du distributeur d'énergie), le courant absorbé par l'ensemble des moteurs à la réaccélération crée des chutes de tension qui peuvent rendre impossible la réaccélération. La solution est souvent l'utilisation d'un automate de délestage et retestage progressif des charges. La stabilité peut donc être gérée en minimisant l'appel de courant et donc la chute de tension.

En résumé, les moteurs asynchrones sont des acteurs importants dans le cadre de la stabilité dynamique et peuvent rencontrer des difficultés de fonctionnement suite à un passage brusque sous tension réduite.

■ Influence des manques de tension.

Lors d'un manque de tension, le moteur génère à ses bornes une tension rémanente auto-induite qui s'amortit en quelques dixièmes de seconde. Dans le cas d'un gros moteur et en présence de capacités de compensation de la puissance réactive, cette tension peut perdurer près d'une seconde.

Lors du manque de tension, la phase de la tension rémanente prend du retard sur celle du réseau à cause du ralentissement du moteur

(cf. **fig. 4**). La « reprise au vol » sans risque au retour de la tension sera possible à condition que la tension U_{reprise} reste dans des limites acceptables. Avec $\theta = 180^\circ$, U_{reprise} est à son maximum soit près du double de la tension réseau. Les conséquences sont des couples destructeurs et des courants (15 à 20 I_n) très supérieurs aux courants de démarrage.

A noter :

■ L'importance de l'inertie des masses tournantes — moteur plus machine entraînée — caractérisée par sa constante d'inertie H qui exprime la sensibilité de la vitesse de la machine à des variations de tension ou de charge :

$$H = \frac{\text{énergie cinétique tournante nominale}}{\text{puissance électrique apparente nominale}}$$

■ L'influence de la caractéristique du couple résistant mécanique en fonction de la vitesse des diverses charges tournantes.

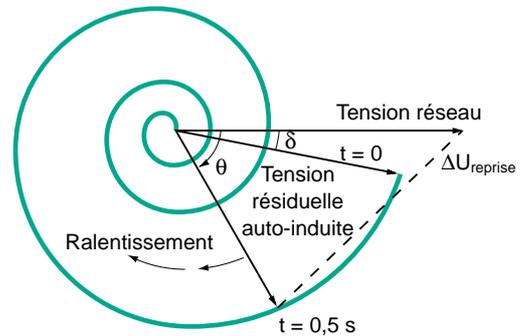


fig. 4 : tension résiduelle et « reprise au vol » d'un moteur asynchrone.

■ Dans son comportement transitoire, un moteur a un régime qui dépend de ses différentes constantes de temps caractéristiques.

2.5 Machines synchrones

Les machines synchrones sont fréquentes dans les réseaux industriels. Elles peuvent être installées pour les besoins suivants :

- récupération de l'énergie d'un processus exothermique ou cogénération,
 - besoin d'une source électrique complémentaire pour :
 - contrat Effacement Jours de Pointe (EJP),
 - secours,
 - pointes,
 - compensation d'énergie réactive.
- Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux. Rappelons-en le principe.

Stabilité statique

Une machine synchrone peut être représentée par le schéma de la **figure 5a** avec :

- R : résistance statorique,
- X : réactance directe statorique,
- E : f.e.m. statorique créée par l'enroulement d'excitation rotorique,
- U : tension aux bornes du stator en charge.

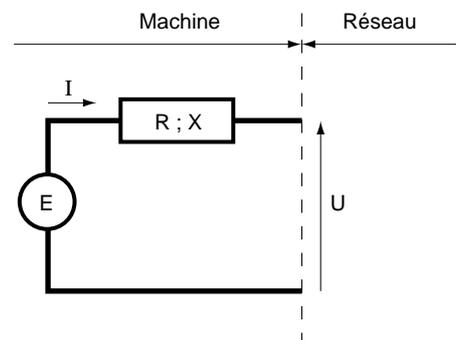
Le diagramme vectoriel correspondant est celui de la **figure 5b** : l'angle interne δ de la machine est défini comme l'angle entre les vecteurs \vec{U} et \vec{E} . Cet angle est égal à celui dont le rotor est décalé par rapport à sa position de fonctionnement à vide (si $I = 0$, $\delta = 0$).

En négligeant R , un calcul rapide montre que la puissance électrique active transmise au réseau se calcule par :

$$P = \frac{E \cdot U \cdot \sin \delta}{X}$$

Il est clair que la puissance électrique transmise

a - Schéma d'une machine synchrone



b - Diagramme vectoriel correspondant à la machine ci-dessus

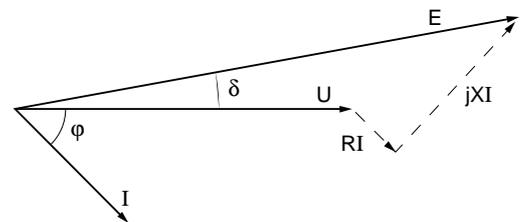


fig. 5 : représentation d'une machine synchrone.

au réseau est limitée à la valeur de $\frac{E \cdot U}{X}$, valeur qui est atteinte pour $\delta = 90^\circ$.

On peut représenter P en fonction de δ (cf. **fig. 6**). Sur ce schéma la puissance mécanique P_m , fournie par la machine entraînée (turbine ou

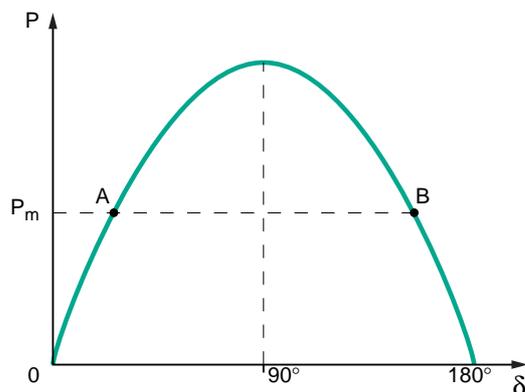


fig. 6 : puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne.

diesel par exemple), est représentée par une droite horizontale. Le point de fonctionnement est donné par l'intersection de cette ligne horizontale avec la sinusoïde. En fait deux points de fonctionnement A et B sont possibles. Partant de A et si, pour une raison quelconque, l'angle δ augmente, la puissance transmise au réseau va augmenter, et donc la machine va ralentir, ce qui fait diminuer δ , le point de départ est retrouvé : le fonctionnement est stable. Un raisonnement identique montre que le point B est instable, comme tout point sur la partie rectiligne de la courbe.

En ne supposant plus que $R = 0$, la limite pour δ

est un angle ψ tel que $\operatorname{tg}\psi = -\frac{X}{R}$

La stabilité statique d'un alternateur (c'est à dire son aptitude à répondre à une variation lente de la charge) peut être énoncée selon deux considérations pratiques complémentaires :

- le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à un angle limite proche de 90° ,
- la puissance active transmise au réseau est limitée. Elle est maximale lorsque la limite de stabilité est atteinte.

Stabilité dynamique

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Considérons le cas d'un à-coup de puissance sur la turbine : celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2 (cf. fig. 7).

L'augmentation lente de la puissance de P_1 à P_2 ferait passer lentement du point A au point C en restant sur la courbe. Mais l'application brusque de cet échelon de puissance n'est pas possible. Il est en effet impossible, compte tenu des inerties mécaniques, de passer d'un angle δ_1 à un angle δ_2 brusquement. D'où le passage

instantané du point A au point B ; ensuite l'angle δ augmente de δ_1 à δ_2 . Mais en arrivant au point C la stabilisation n'est pas immédiate, l'inertie amène jusqu'au point D. De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par stabiliser le phénomène, après éventuellement quelques oscillations.

Les calculs concernant les énergies montrent que la position du point E est définie par la loi des aires : les aires ABC et CDE sont égales. En conséquence, l'angle interne maximal δ_{\max} peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

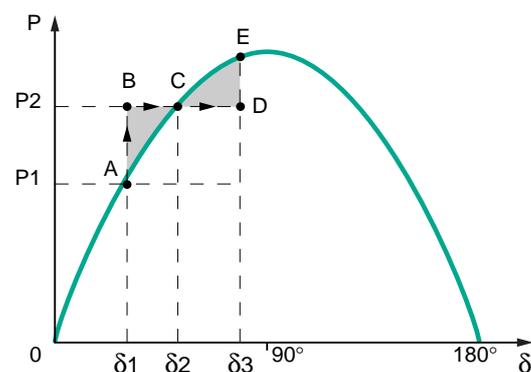


fig. 7 : déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique.

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P_1 et P_2 soit tellement importante que la loi des aires ne puisse plus s'appliquer (cf. fig. 8).

Il n'y a pas de point D qui corresponde à la loi des aires. L'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X : à ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue. Si le réseau est alimenté par d'autres sources, il y a perte de synchronisme par survitesse.

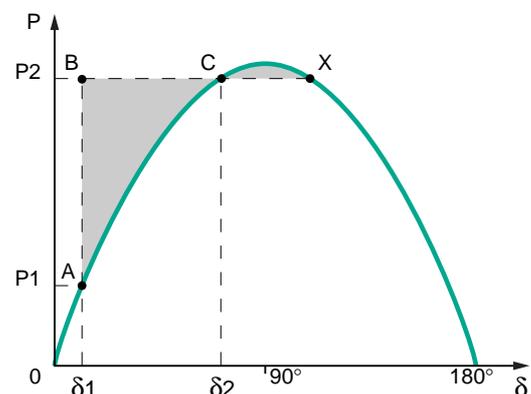


fig. 8 : instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique.

Il en découle deux remarques importantes :

- les risques de pertes de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau ou de la turbine,
- les risques de pertes de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique.

Cette constatation s'exprime par la notion de puissance synchronisante

$$P_s = \frac{dP}{d\delta} = \frac{EU}{X} \cdot \cos \delta \text{ qui montre que pour}$$

une variation donnée de la puissance appelée, la modification de l'angle électrique est d'autant plus faible que l'angle est petit.

A noter qu'en réalité dans le régime transitoire, interviennent en plus de X les réactances transitoires et subtransitoires des machines, qui prennent en compte les variations temporelles de flux.

Mais les régulations de vitesse et de tension jouent un rôle capital pour améliorer le comportement du groupe face au réseau.

2.6 Les régulations

Elles ont pour but de permettre un fonctionnement correct :

- stabilité de l'amplitude de la tension,
- stabilité de la fréquence du réseau lors de variations de la charge ou de la puissance entraînant.
- Répartition des puissances électriques active et réactive.
- Régulation fréquence/puissance active.
- Prenons le cas simple d'un alternateur, unique source des consommateurs, que l'on munit d'un régulateur de vitesse.

La fréquence du réseau, proportionnelle à la vitesse de rotation de l'alternateur, est fixée par le réglage primaire de vitesse de l'entraînement mécanique qui adapte la puissance à fournir. La régulation automatique ainsi réalisée est définie par son statisme qui exprime l'excursion totale de fréquence pour la plage de puissance complète (cf. **fig. 9**).

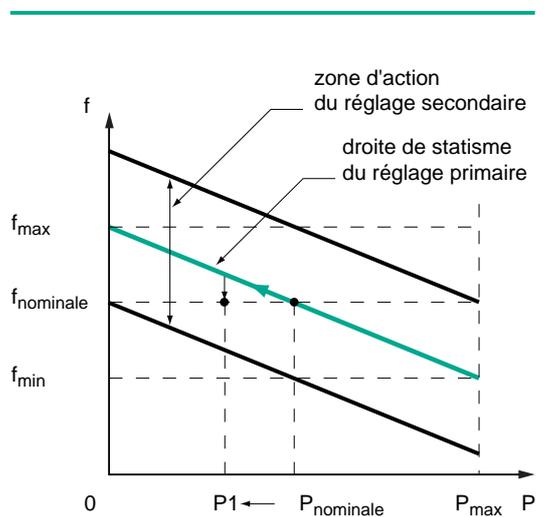


fig. 9 : droite de statisme d'un alternateur et action du réglage secondaire.

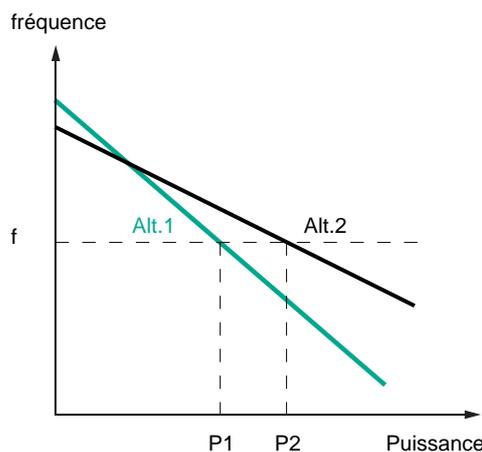


fig. 10 : alternateurs couplés - répartition de puissance fonction de leurs statismes.

Lorsqu'on s'éloigne du point de fonctionnement (P_n, f_n), toute augmentation de la puissance active fournie provoque une baisse de fréquence, et inversement. Ainsi par exemple, un statisme de 4 % garantit une fréquence 49 à 51 Hz ($50 \text{ Hz} \times 4 \% = 2 \text{ Hz}$).

Pour s'affranchir de cette erreur il est possible d'introduire une compensation qui déplace la droite de statisme parallèlement à elle-même en fonction de la vitesse grâce à un réglage secondaire.

En régime dynamique, les constantes de temps du système sont de quelques centaines de ms à quelques secondes. Un correcteur (Intégrale, Dérivée, modules d'avance/retard) permet de pallier partiellement les conséquences inévitables de cette relative lenteur.

□ Lorsque deux alternateurs sont couplés, le point de fonctionnement de l'ensemble est fonction de leur statisme, et de leur puissance (cf. **fig. 10**).

Toute variation de puissance s'accompagne d'une variation de fréquence et la répartition de puissance entre les alternateurs est au prorata de leur statisme respectif. On peut de la sorte imaginer de multiples configurations d'exploitation.

□ Le cas du couplage d'un alternateur à un réseau est une extension du cas précédent pour lequel le réseau a un statisme quasiment nul, c'est-à-dire que la fréquence est imposée à l'alternateur et sa régulation est alors une régulation de puissance.

□ En résumé, l'action du régulateur électromécanique de la machine d'entraînement

de l'alternateur permet d'agir sur la fréquence du réseau et/ou sur la puissance active transmise.

■ Régulation tension/puissance réactive.

En transposant le raisonnement précédent à l'utilisation d'un régulateur d'excitation de l'alternateur on voit qu'il est possible de jouer sur l'amplitude de la tension du réseau et/ou la puissance réactive transmise. Cela permet de s'affranchir de la caractéristique naturelle ($U = f(I)$ à excitation constante) de l'alternateur et des fluctuations des charges.

2.7 Le réseau du distributeur

Celui-ci délivre normalement une tension donnée, garantie contractuellement dans une certaine fourchette en amplitude et en fréquence.

Par exemple la norme EN 50160, qui caractérise la qualité de la tension fournie par les réseaux publics, précise les variations admises pour la fréquence et la tension (cf. **fig. 11**).

Le fournisseur d'énergie donne au point de livraison la puissance de court circuit de la

source (généralement trois valeurs : haute, basse et moyenne, en tenant compte de la configuration de son réseau).

Les défauts du réseau distributeur se répercutent chez le client : leurs caractéristiques et leur fréquence sont aléatoires, et le plan de protection mis en place se traduit, par exemple, par des temps typiques d'interruption de l'alimentation.

Réseau BT/MT	Période 95% d'une semaine	Période 100% d'une semaine
Relié synchrone à système interconnecté	50 Hz ± 1% 95% des U_n efficace (10 minutes) ± 10%	50 Hz ± 4% ; - 6% 95% des U_n efficace (10 minutes) ± 10%
Non relié à système interconnecté	50 Hz ± 2% 95% des U_n efficace (10 minutes) ± 10%	50 Hz ± 15% 95% des U_n efficace (10 minutes) ± 10%

fig. 11 : variations admises pour la fréquence et la tension dans les réseaux publics (norme EN 50160).

2.8 Les organes de protections

Leur mission est d'assurer la protection des personnes et des biens. Ils interviennent le plus souvent lorsque se produit un phénomène transitoire anormal.

Les perturbations suivantes sont à l'origine des phénomènes transitoires :

- défauts électriques qui apparaissent chez le distributeur,
- défauts électriques d'origine interne,
- manoeuvres de transferts d'alimentations et de consommations (manuelles ou automatiques),
- démarrage et réaccélération de gros moteurs ou d'unités de production,
- perte d'une partie de la production (déclenchement d'un groupe, d'un transformateur, d'une ligne).

L'action des protections conduit à éliminer les parties défaillantes de façon sélective et rapide et à assurer, dans toute la mesure du possible,

l'alimentation des récepteurs prioritaires ou vitaux pour le process.

Les principales protections sont :

- des protections à maximum de courant. Elles peuvent être :
 - à temps constant/inverse, instantanées/temporisées,
 - directionnelles.
- Des protections à minimum de tension,
- des protections plus particulières telles que baisse de fréquence, survitesse, retour de puissance, différentielles, à minimum d'impédance... Ces protections sont complétées par des automatismes, par exemple : inverseurs de source, délesteurs/relesteurs dont l'action atténuée ou provoque des transitoires de puissance sur le réseau. Protections et automatismes ont une action déterminante dans le traitement de l'instabilité dynamique.

2.9 L'ensemble du réseau

Le comportement global du réseau résulte du comportement individuel de chacun de ses constituants y compris les équipements de protection et contrôle-commande, et de leurs interactions.

■ La stabilité statique définit les flux de puissance dans le réseau pour l'ensemble des types de fonctionnement normaux du site industriel (configuration du réseau et productions en cours). Dans chaque cas, le « plan de tension » précise les actions à mener pour maintenir la tension dans la plage admissible (par exemple mieux que 3%) et minimiser les pertes, ceci au niveau :

- de la puissance délivrée par les sources,
- du réglage des prises des transformateurs,
- des condensateurs de compensation.

■ Les contraintes de la stabilité dynamique conditionnent l'évolution du réseau selon les modes d'exploitation et les incidents, et les actions à entreprendre pour minimiser les risques et les perturbations des process.

A noter que le contrôle-commande joue un rôle important dans l'exploitation, normale ou sur incident, du réseau : connaissance à chaque instant des flux de puissance, des tensions et des charges des générateurs.

A ce niveau la complexité du problème global est bien supérieure à celle correspondant à un état « statique ». La préconisation des meilleures dispositions à prendre ou des remèdes à apporter se fait grâce aux études de stabilité dynamique. Elles donnent les solutions à mettre en œuvre au cas par cas.

3 Etude de stabilité dynamique des réseaux industriels

Ce chapitre a pour but de fournir des indications générales sur les objectifs assignés aux études, sur leur contenu et surtout de donner des informations sur les causes,

effets et remèdes des instabilités dynamiques. Pour terminer, une étude réalisée par le « Service Electrotechnique et Réseaux » sera présentée à titre d'exemple.

3.1 Généralités

Objectifs des études

Les études de stabilité dynamique consistent à analyser et connaître à l'avance les variations dans le temps des grandeurs électriques en différents points d'un réseau et les évolutions des paramètres mécaniques des machines tournantes, suite à des perturbations brutales.

Ces études ont pour but de rechercher :

- les conditions de fonctionnement du réseau pour assurer une bonne continuité d'alimentation des récepteurs,
- la puissance maximale que l'on peut secourir lors d'une perturbation,
- les valeurs optimales de réglage des éléments du système de protection,
- Le plan de délestage pour assurer l'alimentation des récepteurs vitaux,
- les meilleurs réglages des régulations des machines.

Chaque étude est un cas particulier lié :

- aux types de sources,
- aux types de récepteurs,
- à l'architecture du réseau,
- au mode d'exploitation du réseau,
- aux causes d'instabilités prises en compte.

Il existe divers motifs d'études de stabilité dynamique :

- étude préventive à la conception du réseau,
- rajout de générateurs et/ou récepteurs de grosse puissance sur un réseau existant,
- étude curative sur incident.

Lorsque l'étude est faite avant la réalisation de l'installation, pour la plupart, ces facteurs peuvent être modifiés. Ainsi a-t-on la certitude que lors des régimes transitoires, le comportement du réseau et des machines sera conforme à ce qui est souhaité.

Les études peuvent être globales ou limitées à un problème précis, par exemple dans le cas de marche couplée entre un réseau EDF et un alternateur : détermination de la limite d'énergie échangée pour qu'en cas de découplage un point de fonctionnement instable du réseau prioritaire ne soit pas atteint (cf. **fig. 12**).

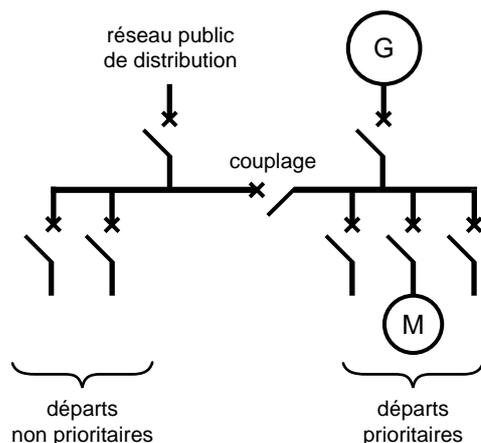


fig. 12 : réseau à double source avec départs prioritaires.

Causes d'instabilité

■ Les phénomènes électriques.

Les phénomènes perturbateurs qui affectent la stabilité d'un réseau sont ceux qui provoquent des variations de la puissance active/réactive :

- variation des caractéristiques des sources :
 - puissance de court-circuit,
 - creux et chutes de tension,
 - coupures brèves ou longues,
 - variation de fréquence (réseau îloté).
- Variation de charge du réseau, par exemple :
 - à charge nominale, les alternateurs ont une puissance synchronisante faible,
 - à vide un réseau peut devenir capacitif.
- Défauts électriques dont le plus remarquable est le court-circuit franc triphasé.

■ Constitution et mode d'exploitation du réseau.

Les nombreux paramètres qui interviennent dans le fonctionnement des réseaux offrent de multiples configurations dont certaines favorables à des situations à risques :

- le mode de couplage des machines entre elles et au réseau distributeur, ainsi que les jeux de barres prioritaires et non prioritaires,
- le point de fonctionnement nominal des alternateurs, dont dépendent la marge disponible de puissance et la puissance synchronisante,

- le mode de régulation des machines synchrones : régulation en vitesse ou en puissance active, en tension ou en puissance réactive,
- les impédances des liaisons (ex : transformateurs en parallèle),
- le plan de protection : types de protection et réglages, logique de couplage/découplage, délestage/relestage,
- les caractéristiques relatives des courbes de couples des moteurs et de couples résistants des machines entraînées. (voir annexe 1).

■ Le fonctionnement du process.

Dans le cas de turboalternateurs à contre pression, les fluctuations du process produisent des variations de consommation de vapeur, donc des variations de la puissance mécanique fournie par la turbine. Elles peuvent entraîner des régimes de fonctionnement instables du réseau électrique par les fluctuations de puissance et les oscillations qui en résultent. Les charges fluctuantes, telles que les fours à résistance régulés par gradateurs à train d'onde, provoquent par nature des variations de puissance.

Les compresseurs à pistons ont un couple résistant comparable en valeur absolue à celui fourni par les moteurs diesel. Les oscillations de vitesse résultantes sont susceptibles de rentrer en résonance avec une fréquence propre du système de régulation et provoquer des pertes de stabilité.

Ce dernier phénomène peut se rencontrer chaque fois que la charge alimentée par le réseau varie rapidement, par exemple les ateliers de soudure par points.

Effets de l'instabilité

■ Sur les machines tournantes.

Pendant les transitoires, les échanges de puissance entre machines et entre machines et réseau donnent des à-coups de couple : les contraintes mécaniques résultantes peuvent provoquer des défaillances mécaniques (rupture d'arbres).

Les alternateurs sollicités au delà de leurs capacités baissent en fréquence et en tension. Leurs régulations de tension et vitesse peut entrer en résonance avec une perturbation et amplifier les effets d'instabilité.

Les moteurs subissant des oscillations de fréquence et des chutes de tension ralentissent. A l'élimination des perturbations, le courant absorbé est important ainsi que les chutes de tension, d'où une réaccélération parfois difficile : certains moteurs rampent ou même calent avec des échauffements anormaux et le réseau a moins de facilité de retrouver un fonctionnement stable sauf délestage rapide de grosses unités.

■ Sur le réseau.

Les oscillations de puissance à l'origine de courants très élevés dans les liaisons et les transformateurs entraînent des échauffements néfastes à la tenue des matériels.

Les chutes de tension, conséquences des courants importants, occasionnent des dysfonctionnements de certains appareils sensibles (exemple : contacteurs, électronique...) La mise hors circuit du ou des générateurs détruit l'équilibre consommation/production et peut provoquer l'écroulement total du réseau.

Maîtrise de l'instabilité

Différentes dispositions permettent d'éviter de franchir la limite d'instabilité ; situées au niveau des générateurs, du réseau et des récepteurs elles ont pour but, soit d'éviter l'instabilité soit de la combattre efficacement à son début.

■ Au niveau des générateurs.

L'utilisation de groupes à très grande inertie mécanique réduit l'influence des variations de charge.

Les paramètres de réglage des différentes régulations donnent des choix de vitesse de réponse bien accordées aux perturbations envisagées.

Le choix du point de fonctionnement des alternateurs est important : marge de puissance disponible sur sollicitation, potentiel de puissance synchronisante.

■ Au niveau du réseau.

□ Tout ce qui tend à diminuer les impédances des liaisons améliore les chances de retrouver un état stable après un incident,

□ la redondance des sources et la possibilité de délester les récepteurs non prioritaires, minimise la durée et la profondeur des creux de tension. Les délestages/relestages par échelon de puissance évitent les grosses perturbations.

□ L'élimination rapide et sélective d'une partie du réseau en court-circuit en limite les conséquences néfastes (disjoncteurs rapides et limiteurs).

□ Le plan de protection doit être réalisé en envisageant les divers scénarios d'instabilité (choix et réglage des protections ; emploi de la sélectivité logique à la place de la sélectivité chronométrique).

□ Le déclenchement par phase séparée, pour l'élimination des défauts monophasés dans les réseaux de transport et l'emploi de disjoncteur shunt pour les réseaux de distribution MT, ont des effets bénéfiques sur la stabilité des réseaux d'usine.

■ Au niveau des récepteurs.

□ Utilisation de «démarrateurs» pour atténuer le courant de mise sous tension des moteurs,

□ mise en œuvre de protections mini de tension, directionnelles, contrôle de transit des puissances pour les gros moteurs,

□ contrôle des récepteurs à fonctionnement cyclique ou intermittent.

3.2 Études de stabilité

Position du problème

Rappelons que la stabilité dynamique d'un réseau est la faculté pour celui-ci de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation brutale. Une étude de stabilité consiste donc à analyser le comportement électrique et mécanique des machines entre le moment où la perturbation apparaît et le moment où, la perturbation éliminée, le réseau revient ou ne revient pas à des conditions normales de fonctionnement. Le problème a un triple aspect :

■ Électrique qui fait intervenir les équations classiques des réseaux (lois de Kirchoff) les machines étant représentées par les équations de Park qui permettent d'étudier leurs régimes transitoires.

■ Dynamique des variations autour d'un état d'équilibre qui fait intervenir les fonctions de transfert des régulations de vitesse et d'excitation.

■ Mécanique puisqu'il s'agit de savoir si la vitesse des machines est maintenue ou non ; les équations mécaniques de chaque machine

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_r$$
 prennent en compte le

moment d'inertie J et les caractéristiques du couple de la charge et du moteur.

Méthodes de calcul employées

■ Méthode analytique.

Dans les cas simples de réseau, c'est à dire pour les réseaux qui ne comportent qu'une machine (éventuellement deux) et des charges passives, la description analytique de l'évolution des paramètres de la machine en cas de défaut est abordable. Cette analyse est possible dans les cas où la vitesse peut être considérée comme constante. Les équations des machines décrivent leurs comportements de manière suffisamment précise même si certains paramètres sont négligés. Les différentes méthodes d'analyses (Behn-Eschengurg, diagramme de Potier, diagramme de Blondel) permettent de connaître le rendement, le courant d'excitation et les chutes de tension des alternateurs et des moteurs. La transformation de Park appliquée

aux machines permet d'analyser le régime permanent ainsi que les régimes transitoires.

■ Simulation sur micro réseau.

Dans des cas plus complexes les concepteurs ont longtemps fait appel aux méthodes de simulation sur micro-réseau, ce qui permet de reproduire à échelle réduite le comportement des machines (lois de similitude). Cette méthode, si elle permet d'obtenir de bons résultats, nécessite des moyens importants et surtout beaucoup de temps de préparation pour réaliser le micro-réseau représentatif de l'installation à étudier. Aussi cette méthode, pratiquement abandonnée aujourd'hui, ne s'est appliquée que pour les réseaux qui avaient une structure stable.

■ Simulation numérique.

Cette méthode est actuellement celle qui est universellement employée. Un ordinateur permet de résoudre numériquement les systèmes d'équations qui décrivent le comportement du réseau. La puissance croissante des micro-ordinateurs permet aujourd'hui de simuler des réseaux importants dans des temps raisonnables et d'envisager des analyses fines du comportement des machines et des composants des réseaux. Toutes les charges, tous les récepteurs, tous les générateurs contribuent au fonctionnement de l'ensemble et réagissent les uns sur les autres ; la dimension du problème est donc très grande et, pour rester dans un domaine compatible avec la capacité d'un micro-ordinateur, il convient de simplifier les données de façon à ne représenter que quelques dizaines de machines :

- en regroupant les charges passives,
- en regroupant les moteurs sous forme de « moteurs équivalents » ayant un comportement identique,
- en regroupant les générateurs de la même manière,
- en assimilant une source très puissante par rapport aux puissances étudiées, à une source parfaite en série avec une impédance.

Ces préliminaires aux calculs sont évidemment très importants puisqu'ils définissent les hypothèses qui doivent être d'une complexité raisonnable et représentatives de la réalité.

La méthode de résolution adoptée est une méthode pas à pas prenant en compte :

- des grandeurs à variation lente : couple moteur, vitesse relative du rotor, flux d'enroulement de l'inducteur, tension d'excitation,
 - des grandeurs à variation rapide : courants et tensions dans les différentes branches du réseau et les différents circuits des machines, tension aux bornes des machines et puissance débitée.
- Cette méthode est mise en œuvre par un logiciel qui permet de traiter tous les cas de réseaux industriels, comme par exemple le code de calcul MG-STAB développé par Schneider.

Développement d'une étude

Le déroulement d'une étude de stabilité suit une certaine logique et se décompose en plusieurs étapes décrites succinctement :

■ Les préliminaires aux calculs.

Comme la précision des résultats est directement liée à l'exactitude des données du réseau, l'étude commence par la collecte de ces dernières en cherchant les valeurs numériques exactes des caractéristiques des composants du réseau. Ensuite la modélisation consiste à décrire quantitativement les lois physiques qui régissent le fonctionnement des éléments du réseau et de leur interconnexion, sous forme d'un fichier de données.

Le calcul du régime initial des flux de charge (« load flow ») est déterminé par l'ordinateur dont le programme spécifique de stabilité traite le fichier des données : tensions aux nœuds, courants et puissances dans les branches, les sources et les charges, point de fonctionnement des machines.

■ Les simulations.

La topologie et les constituants du réseau varient d'une étude à l'autre ; les types de perturbations sont nombreux de même que le lieu d'application est variable.

Au vu du schéma étudié, le spécialiste va sélectionner les perturbations et leur point d'application en fonction de la criticité du problème.

En général on s'intéresse aux manques de tension sur le réseau du distributeur, aux courts-circuits (moyenne tension, sources), aux pertes partielles d'alimentation (lignes, transformateurs, générateurs), aux démarrages de gros moteurs et aux incidences sur l'énergie électrique de phénomènes importants du process.

Les calculs du régime dynamique dans le temps, prenant en compte les perturbations envisagées, reproduisent la réalité prévisible du comportement du réseau, et les actions à entreprendre. Les différents scénarios sont déroulés pour traiter l'ensemble des cas choisis et la sensibilité aux paramètres.

■ Les résultats.

Ils se traduisent essentiellement par des courbes d'évolution dans le temps : tensions sur les différents jeux de barres, courants dans les feeders, puissances transitées, données des machines (vitesse, couples électrique et mécanique, excitation), régulations des excitations et des entraînements mécaniques. Ils concernent en conclusion le fonctionnement du système électrique en régime perturbé et permettent :

- la vérification de la stabilité,
- de connaître la capacité de secours possible après défaut,
- la confirmation du plan de protection,
- le réglage des régulations.

3.3 Exemple d'étude

Le cas présenté ci-après est tiré d'une étude réelle d'un réseau industriel typique de l'industrie lourde: il s'agit d'étudier l'impact d'un court-circuit au secondaire d'un transformateur 63/20 kV (cf. **fig. 13**).

Description du réseau

Le réseau comporte (cf. **fig. 14**) :

- Une source EDF 63 kV débitant sur le jeu de barres 20 kV de l'usine à travers des transformateurs 63/20 kV.
- Une source autonome composée de deux alternateurs couplables débitant sur le 20 kV à travers des transformateurs 3,2/20 kV.
- Des moteurs asynchrones alimentés en 5,5 kV au travers de transformateurs 20/5,5 kV connectés sur le réseau 20 kV, sur les jeux de barres prioritaires ou non prioritaires ; certains de ces moteurs sont des machines équivalentes.
- Une charge passive équivalente représentant tous les autres consommateurs de l'usine sur le jeu de barres prioritaire.

Les protections considérées dans l'exemple sont directionnelles à maximum de courant, appliquées aux transformateurs de réseau.

Objectif de l'étude

- Hypothèse de l'étude :

Un court-circuit triphasé franc survient au secondaire d'un des deux transformateurs d'alimentation EDF 63/20 kV (cf. **fig. 13**).

- Événement redouté :

Le défaut ne doit pas entraîner la perte des moteurs 5,5 MW.

- Question à résoudre :

Quel est le temps maximal admissible d'élimination du défaut pour éviter l'instabilité dynamique ?

La description qualitative des phénomènes, lors du scénario considéré, est la suivante :

- A l'apparition du défaut, la tension au point de court circuit est nulle ainsi que sur tout le jeu de barres commun 20 kV (impédances de liaison négligeables). La puissance fournie par les groupes passe de la valeur initiale à une valeur très faible due aux pertes dans les transformateurs élévateurs : le délestage de puissance active se traduit par une accélération des alternateurs toujours entraînés par les turbines dont les régulations mécaniques ne réagissent pas instantanément ; parallèlement la régulation de tension va amener le courant d'excitation à son maximum pour essayer de compenser la baisse de tension.

Les moteurs débitent dans le court-circuit dans la première phase du régime transitoire jusqu'à l'extinction du flux puis l'absence de couple

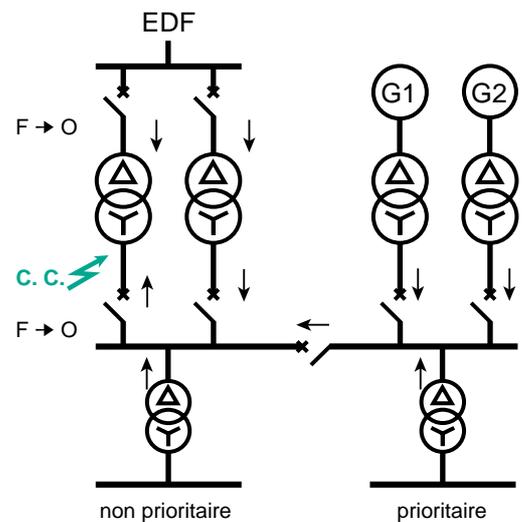


fig. 13 : configuration étudiée.

moteur, due à une tension très faible, conduit à un ralentissement.

Le réseau distributeur fournit un courant correspondant à sa puissance de court-circuit en série avec les transformateurs en parallèle.

- Les protections directionnelles à maximum de courant vont provoquer l'élimination du seul transformateur en défaut.

■ A l'élimination du défaut, il y a réapparition de la tension au jeu de barres 20 kV ; sa valeur dépend de l'action combinée du réseau EDF, des alternateurs en surexcitation maximale et de l'appel de courant des consommateurs. Les alternateurs ne sont plus en phase entre eux, ni avec le réseau (en effet chaque source a évolué indépendamment des autres puisque la tension était pratiquement nulle) et leurs vitesses sont différentes. Ils fournissent une faible puissance car l'apport d'énergie des turbines a été diminué par les régulateurs et ils vont ralentir. Les moteurs ont ralenti, le champ rotor est déphasé par rapport au champ stator produit par le réseau, et leurs vitesses sont différentes. Le courant d'appel est de l'ordre de grandeur du courant de démarrage. Cela induit des chutes de tensions importantes dans les liaisons puisque tous les moteurs tentent de réaccélérer en même temps.

- Il se produit alors des échanges oscillatoires d'énergie entre les diverses machines à travers les liaisons et les transformateurs du réseau. Si les écarts de vitesses des alternateurs, qui sont à la base de ces phénomènes transitoires, diminuent, le régime normal est récupéré. Sinon les machines synchrones ne retrouvent pas le

synchronisme et décrochent, les moteurs asynchrones calent ou rampent.

On voit donc que l'étude du comportement de ce réseau, pour s'assurer du retour à un état stable de fonctionnement et connaître les variations des grandeurs électriques et mécaniques, nécessite un calcul complexe.

Etude quantitative

La simulation se déroule comme suit : après avoir calculé le régime permanent pendant 0,1 seconde (on s'assure par-là du bon comportement du modèle) le court-circuit est simulé au secondaire du transformateur 60/20 kV, puis éliminé par ouverture simultanée des

disjoncteurs amont et aval ; le calcul est alors poursuivi pendant 5 secondes, ce qui est suffisant pour analyser la vie du réseau. Deux hypothèses sont prises quant au temps d'activation des protections : 300 et 350 ms, qui sont proches de la limite acceptable cherchée.

Note : dans un but de simplification de l'exemple, seules sont prises en compte les protections amont et aval des deux transformateurs d'arrivée EDF.

Nous allons maintenant examiner le résultat de la simulation en ce qui concerne l'un des alternateurs 12,5 MVA (les deux sont identiques), puis le comportement d'un des moteurs 5,5 MVA.

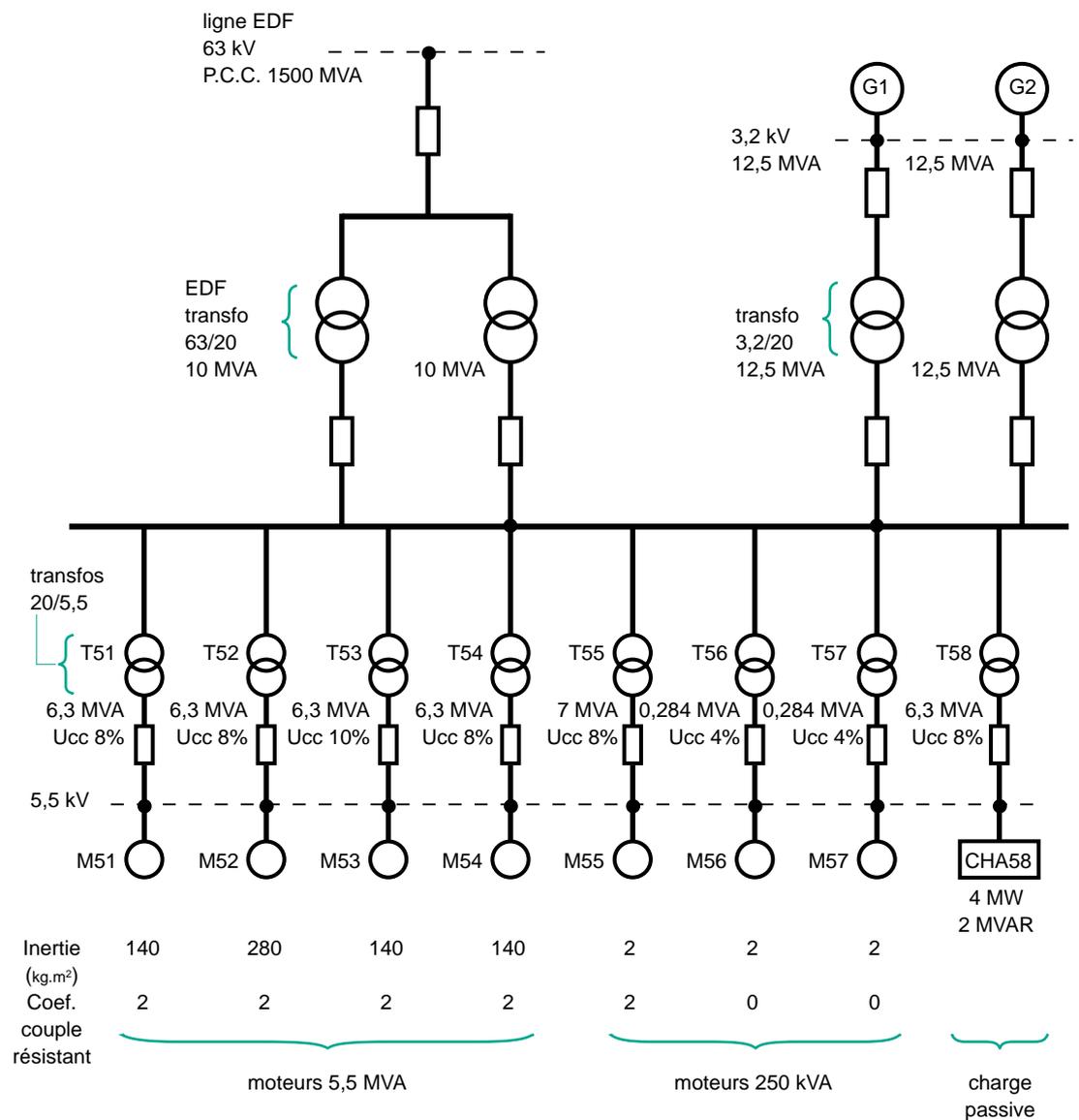


fig. 14 : schéma de l'installation étudiée.

■ Alternateur.

□ examen de la **puissance active** (cf. **fig. 15**).

Dès l'apparition du défaut, la puissance active fournie par l'alternateur diminue fortement, elle continue à décroître pendant toute la durée du défaut.

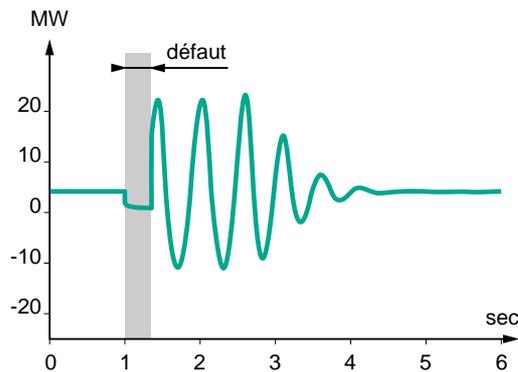
A l'élimination du défaut, il se produit une oscillation de puissance active qui correspond aux échanges entre cet alternateur, l'autre alternateur et la source EDF. Cet échange de puissance correspond à la puissance nécessaire au rétablissement du synchronisme entre la

tension de l'alternateur et celle du réseau. Si les protections s'activent en 300 ms (élimination du défaut 40 ms plus tard), les oscillations de puissance diminuent rapidement pour se stabiliser à la valeur initiale. Dans le deuxième cas au contraire, les oscillations se poursuivent sans présenter une décroissance significative ; l'alternateur n'arrive pas à se re-synchroniser.

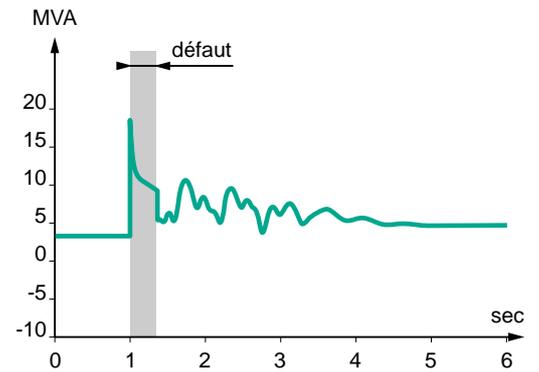
□ examen de la **puissance réactive** (cf. **fig. 16**).

A l'apparition du défaut la puissance réactive augmente fortement et elle se maintient à une

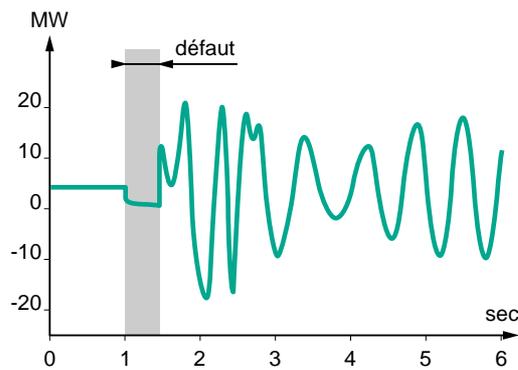
a - déclenchement des protections en 300 ms



a - déclenchement des protections en 300 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms

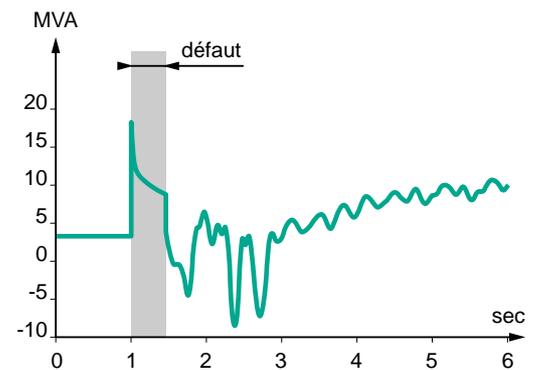


fig. 15 : variations de la puissance active d'un des alternateurs 12,5 MVA.

fig. 16 : évolution de la puissance réactive d'un des alternateurs 12,5 MVA.

valeur élevée pendant toute la durée du défaut. La puissance réactive qui s'était établie à environ 2,7 fois la valeur avant l'apparition du défaut, augmente encore à l'élimination du défaut du fait du retour à une valeur proche de la normale de la tension. La pointe de puissance réactive correspond aux besoins de magnétisation des consommateurs du réseau.

□ examen de la **vitesse** (cf. **fig. 17**).

La vitesse, lors de l'apparition d'un court-circuit, augmente, c'est la conséquence du délestage de puissance observé (U faible !).

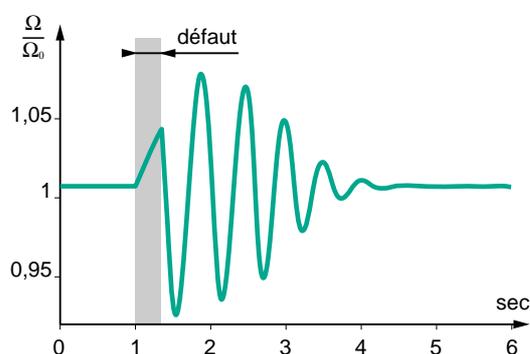
L'élimination du défaut entraîne un ralentissement de l'alternateur, sa vitesse se met à osciller.

Si l'activation des protections intervient seulement en 350 ms (cf. **fig. 17b**), l'alternateur est incapable de retrouver un état de fonctionnement stable.

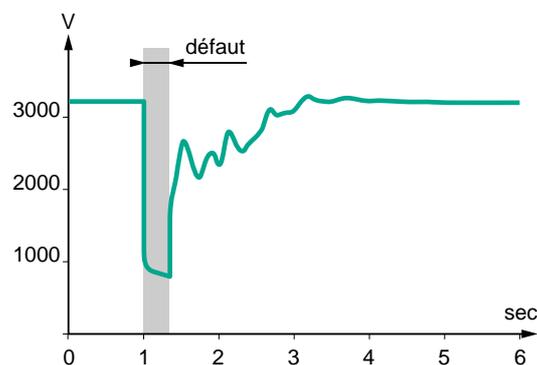
□ examen de la **tension** (cf. **fig. 18**).

Si les protections s'activent en 300 ms, (cf. **fig. 18a**), la tension se rétablit rapidement à la valeur nominale après l'élimination du défaut. Au contraire, la tension ne se rétablit pas et a même tendance à diminuer si les protections sont activées seulement en 350 ms (cf. **fig. 18b**).

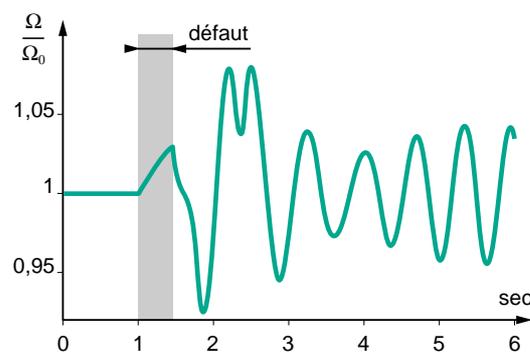
a - déclenchement des protections en 300 ms



a - déclenchement des protections en 300 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms

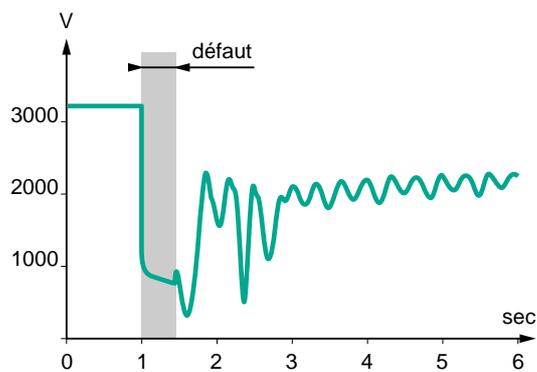


fig. 17 : évolution de la vitesse d'un des alternateurs 12,5 MVA.

fig. 18 : évolution de la tension aux bornes d'un des alternateurs.

□ Évolution du **courant** (cf. **fig. 19**).

De la même façon que la tension, si les protections s'activent en 300 ms, le courant retrouve la valeur initiale (cf. **fig. 19a**) ; par contre il reste à une valeur moyenne élevée dans le cas de l'activation en 350 ms (cf. **fig. 19b**).

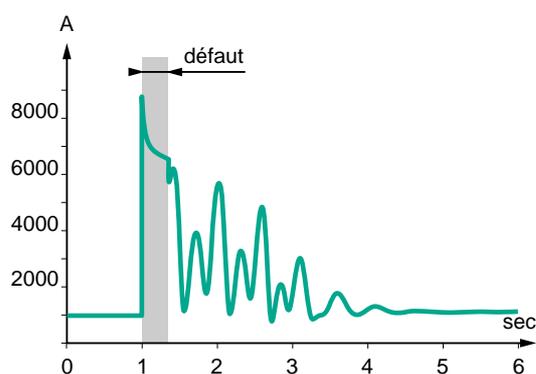
Les protections, qui assurent la sauvegarde de l'alternateur, doivent provoquer sa déconnexion dans le cas du déclenchement en 350 ms, ce qui

ne permet pas d'assurer le fonctionnement correct de l'installation.

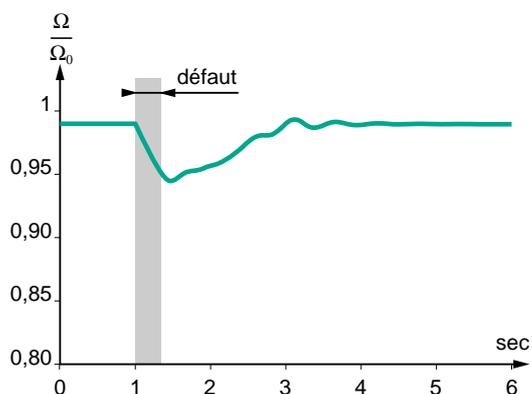
■ Comportement d'un moteur représentatif (cf. **fig. 20**).

Le comportement des moteurs lors des deux calculs (activation des protections en 300 ms, ou en 350 ms) est, lui aussi représentatif de l'instabilité constatée quand le temps de déclenchement est trop long. Lorsque celui-ci est

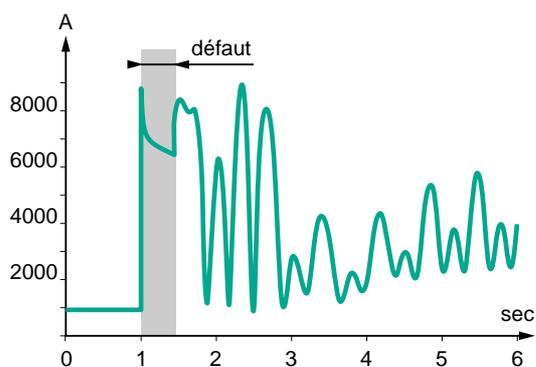
a - déclenchement des protections en 300 ms



a - déclenchement des protections en 300 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms

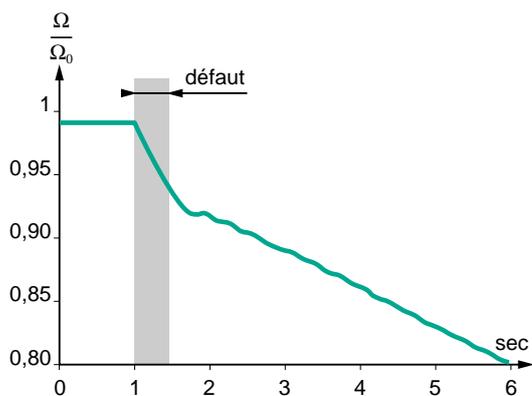


fig. 19 : évolution du courant débité par l'un des alternateurs.

fig. 20 : évolution de la vitesse d'un moteur.

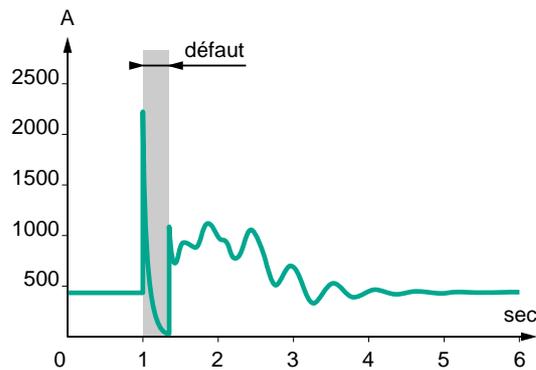
de 350 ms, la vitesse du moteur étudié continue à diminuer malgré l'élimination du défaut (cf. **fig. 20b**), et le courant absorbé reste à une valeur moyenne sensiblement égale à $2 I_n$ du moteur (cf. **fig. 21b**). Cette situation de fonctionnement est critique pour le moteur (échauffement des enroulements) et peut être dangereuse pour la machine entraînée. Les protections devront obligatoirement assurer l'arrêt du moteur.

Conclusions de l'étude

L'étude de l'impact d'un court-circuit au secondaire d'un transformateur EDF du réseau considéré montre que :

- le temps de déclenchement de 350 ms pour la mise hors service du transformateur est inacceptable,
- 300 ms est la limite maximale,
- 250 ms permet une marge de sécurité.

a - déclenchement des protections en 300 ms



b - déclenchement des protections en 350 ms

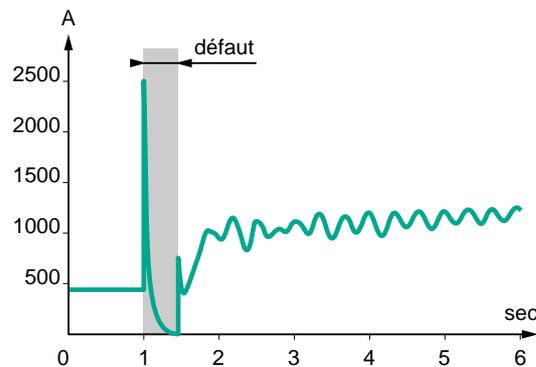


fig. 21 : évolution du courant absorbé par l'un des moteurs.

4 Conclusions

Un réseau est un ensemble de producteurs et de consommateurs d'énergie électrique reliés entre eux.

L'état électrique du réseau est le résultat de toutes les interactions de ses différents composants. Les modifications de cet état, inhérentes à la vie du réseau (exploitation du process, incidents électriques) entraînent une évolution naturelle du comportement vers un nouvel état, stable ou non.

Dans ce dernier cas (instabilité en régime transitoire), il y a perte d'utilisation d'énergie, au moins partielle et parfois même totale (écroulement du réseau). Il peut s'ensuivre pour l'industriel, des pertes très coûteuses de production, des destructions de matériels tant électriques que du process, voire des risques pour les personnes.

Ce Cahier Technique a montré l'intérêt des études de stabilité dynamique dont l'objectif est de prédire le comportement des réseaux électriques. Cela permet de préconiser des solutions pour éviter les états d'instabilité, et ainsi assurer une disponibilité optimale de l'énergie électrique.

Ces études sont utiles tant pour la conception de nouveaux réseaux que pour l'évolution de réseaux existants. Elles sont nécessaires dans beaucoup de cas à l'établissement du plan de protection et sont interactives avec la mise en œuvre des systèmes modernes de contrôle-commande des réseaux.

Aujourd'hui les études de stabilité dynamique sont faites principalement sur des micro-ordinateurs performants à l'aide de logiciels spécialisés, dont certains sont commercialisés. Leur utilisation, pour être efficace, reste l'affaire de spécialistes expérimentés.

Pour des réseaux complexes et étendus, où les cas de figure à examiner sont nombreux, ces études sont volumineuses. Mais elles s'appliquent également avec grand intérêt sur des cas précis ou pour des installations simples.

Avec le développement des nouveaux contrats proposés par les distributeurs (EJP) et la cogénération (production privée), beaucoup de réseaux seraient à étudier.

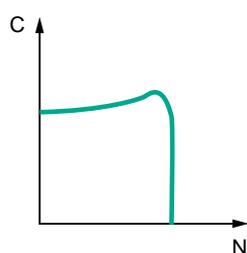
Annexe 1 : démarrage des moteurs asynchrones à cage

Le couple moteur doit être adapté au couple résistant de la charge, depuis l'arrêt jusqu'à la vitesse nominale.
Par exemple, l'association d'un moteur conforme à la courbe 2 et d'une charge conforme à la courbe B, est correcte.

Certaines configurations sont à proscrire.
L'association 2-A ou 2-D exige un fort surdimensionnement du moteur.
1-A ou 1-D est préférable.

Formes de couple moteur

Type 1

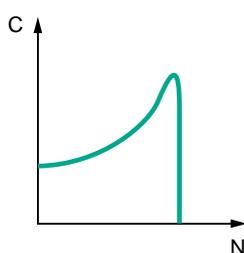


Courbe presque plate entre C_d et C_{maxi}

Types de rotor :

simple cage à encoches profondes et barres fines
simple cage à encoches trapézoïdales, ou en L, ou en T

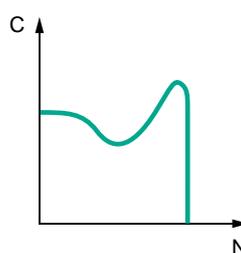
Type 2



Courbe croissante entre C_d et C_{maxi}

simple cage

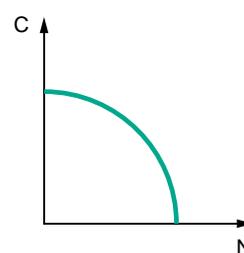
Type 3



Courbe avec creux entre C_d et C_{maxi}

simple cage à encoches trapézoïdales, ou en L, ou en T
double cage

Type 4

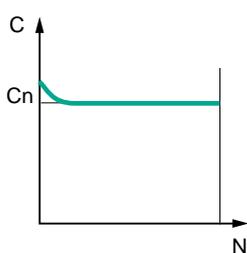


Courbe décroissante $C_d = C_{maxi}$

rotor à fort glissement

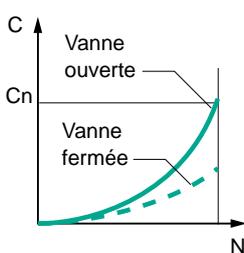
Formes de couple résistant

Type A constant



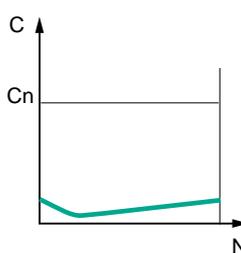
compresseurs à pistons, engins de levage et manutention, bandes transporteuses, broyeurs

Type B parabolique



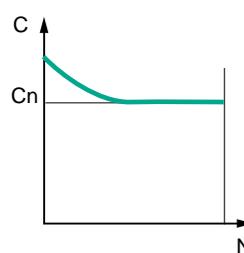
compresseurs centrifuges, pompes centrifuges, pompes à vis, pompes à hélice, ventilateurs, turbines

Type C négligeable



machines génératrices de groupes convertisseurs

Type D à décollage important



broyeurs, concasseurs (après calage)

Annexe 2 : bibliographie

Normes

- CENELEC EN 50160 : Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution.

Cahiers Techniques

- Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques, Cahier Technique n°18, décembre 1990 - B. DE METZ NOBLAT
- Les réseaux MT publics dans le monde, Cahier Technique n°155, septembre 1991 - CH. PURET
- Contrôle-commande et protection des moteurs HT, Cahier Technique n°165, décembre 1992 - JY. BLANC
- Permutation automatique des alimentations dans les réseaux HT et BT, Cahier Technique n°161, juin 1992 - G. THOMASSET
- La conception des réseaux industriels en HT, Cahier Technique n°169, octobre 1994 - G. THOMASSET
- Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires, Cahier Technique n°174, décembre 1994 - A. SASTRÉ

Ouvrages divers

- Guide de l'ingénierie électrique des réseaux d'usines, G. SOLIGNAC, Electra, Lavoisier Tec et Doc.
- Electrotechnique Industrielle, G. SEGUIER et F. NOTELET, Technique et documentation.

