
9. Stabilité dynamique des réseaux industriels

9. STABILITE DYNAMIQUE DES RESEAUX INDUSTRIELS

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. En effet, dans un réseau électrique les seules énergies stockées sont l'énergie cinétique des machines tournantes et l'énergie des condensateurs ; leurs capacités de stockage sont de quelques secondes.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et 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 déterminer les moyens à mettre en oeuvre afin d'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 paragraphe 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.

■ la stabilité des réseaux

Elle est caractérisée par les variations de puissances actives et réactives transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions , des courants et des fréquences associées à ces puissances.

Plusieurs définitions caractérisent la stabilité des réseaux :

□ la stabilité en régime statique

Le réseau a un comportement stable ; cela signifie que lorsqu'il est soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial 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 vis-à-vis des intervalles de tension, de fréquence et de durée prédéfinis ($\Delta U, \Delta f$, durée \rightarrow inférieurs à une valeur max).

□ l'instabilité en régime transitoire

Elle est observée lorsque, suite à une perturbation importante, le régime oscillatoire est divergent . Il induit une perte d'alimentation.

□ 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 des automatismes.

Les études de stabilité dynamique consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte des groupes de production, perte de l'alimentation du distributeur, variation de charge importante, ...
- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations
- préconiser les moyens à mettre en oeuvre tels que types de protection et réglages, délestages - relestages, configurations interdites, ... qui permettent d'éviter l'instabilité

Ces études permettent donc de comprendre le comportement du réseau et de déterminer les moyens de minimiser les risques de perte d'alimentation.

9.1. Comportement d'un réseau électrique industriel

Le comportement d'un réseau électrique lors de phénomènes transitoires dépend du comportement de chacun de ses éléments. 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 éléments par l'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.

■ les charges passives

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

$$P = \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 \cdot P_n \quad (\text{chauffage, éclairage, ...})$$

$$Q = \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 \cdot Q_n \quad (\text{condensateurs})$$

■ les ensembles électronique de puissance

Ce type de récepteur est en quantité de plus en plus importante dans les réseaux industriels (voir § 3.4.7).

Ils ont en général une forte sensibilité aux variations de tension. Par exemple, un moteur à vitesse variable peut être mis hors service par protection pour une variation de tension de l'ordre de - 15 %.

■ les transformateurs et les liaisons

Les transformateurs et les câbles qui assurent le transit de l'énergie électrique entre les sources et les charges, sont caractérisés par leurs impédances. Celles-ci créent des chutes de tension et des pertes Joule qui dépendent du courant qui les traverse.

Les valeurs de ces impédances sont déterminantes en régime transitoire :

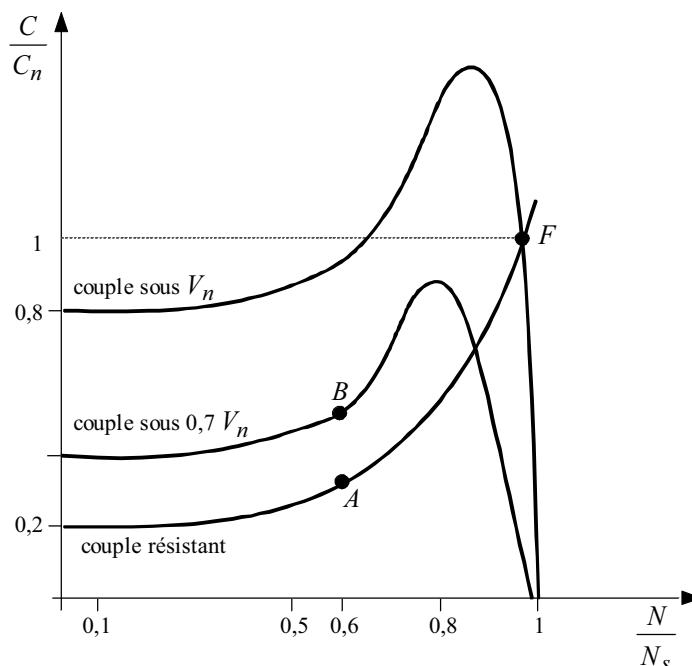
- les forts courants d'appel provoquent des baisses de tension qui peuvent être critiques
- des réactances importantes entre les sources peuvent induire des oscillations de grande durée.

■ les machines asynchrones

En raison de leur comportement et de 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

La figure 9-1 représente les courbes de couple en fonction de la vitesse d'un moteur asynchrone à double cage (voir §3.3.1) alimentant une pompe.



$\frac{N}{N_s}$: vitesse par rapport à la vitesse de synchronisme du moteur

$\frac{C}{C_n}$: couple par rapport au couple nominal du moteur

Figure 9-1 : courbes de couple en fonction de la vitesse d'un moteur asynchrone à double cage alimentant une pompe

Le point de fonctionnement (F) se trouve à l'intersection des courbes de couple moteur et de couple résistant. Le couple moteur est proportionnel au carré de la tension (voir § 3.3.1 et fig. 3-15).

La stabilité du moteur dépend des positions relatives des courbes de couple moteur et de couple 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 60% de la vitesse de synchronisme. La réduction de la vitesse est d'autant plus importante que l'inertie est faible. 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 égale à $0,7 V_n$ à cet instant. Le couple moteur est à peine supérieur au couple résistant (point *B* par rapport au point *A*, voir fig. 9-1). Le moteur va "ramper" (accélérer très lentement), et être déconnecté du réseau par action des protections contre le démarrage trop long, le blocage du rotor ou à minimum de tension (voir § 7.9 et 7.12 du *Guide des protections*).

La figure 3-14 montre que dès qu'un moteur ralentit un peu, il absorbe un fort courant. Cette dernière 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 de distribution publique), 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 rapide et retestage progressif des charges. La stabilité peut donc être améliorée en minimisant les appels de courant et donc les chutes de tension.

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

□ influence des manques de tension

L'absence de la tension d'alimentation ne supprime pas immédiatement la tension aux bornes du moteur. En effet, le flux emmagasiné dans le rotor ne peut s'éteindre instantanément. Le champ tournant créé par le rotor induit alors dans le stator une tension "rémanente" dont l'amplitude décroît exponentiellement (constante de temps égale à quelques dixièmes de seconde). La fréquence de cette tension décroît avec la vitesse de rotation. Si, au moment de la réapparition de la tension du réseau, cette dernière se trouve en opposition de phase avec une tension rémanente dont l'amplitude a peu décliné, il se produit alors une surintensité élevée pouvant atteindre deux fois la pointe de démarrage du moteur, soit 12 à 15 fois son intensité nominale.

Les conséquences peuvent être importantes pour le moteur :

- échauffements supplémentaires et efforts électrodynamiques dans les bobinages pouvant engendrer des ruptures d'isolation
- à-coups de couple pouvant conduire à des contraintes mécaniques inacceptables (en particulier sur les accouplements).

Le moyen de se prémunir contre ce risque est d'installer une protection à minimum de tension rémanente qui interdit la réalimentation si la tension rémanente est supérieure à un seuil réglé généralement à une valeur proche de 20% de V_n (voir § 7.13. du *Guide des protections*).

■ les machines synchrones

Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux.

Le paragraphe 4.2 explicite le fonctionnement des machines synchrones et leur stabilité statique.

Rappelons les équations principales qui régissent leur fonctionnement :

$$E = V + X_d I$$

$$P = \frac{3EV}{X_d} \sin \delta$$

E : force électromotrice (f.e.m.) interne ; sa valeur varie proportionnellement au courant continu qui traverse le rotor (hors saturation)

V : tension aux bornes de la machine

X_d : réactance synchrone

I : courant circulant aux bornes de la machine

P : puissance active de la machine

δ : angle interne égal à l'angle de phase de E par rapport à V ou angle mécanique entre l'axe du rotor E et la référence synchrone constituée par la tension V aux bornes de la machine

Et rappelons la règle fondamentale de la stabilité statique d'un alternateur, c'est-à-dire son aptitude à répondre à une variation lente de la charge: le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à 90° .

□ stabilité dynamique des machines synchrones couplées à un réseau de puissance infinie

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Considérons le cas d'une machine couplée au réseau de distribution publique qui subit un à-coup de puissance mécanique fournie par la turbine, celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2 (voir fig. 9-2).

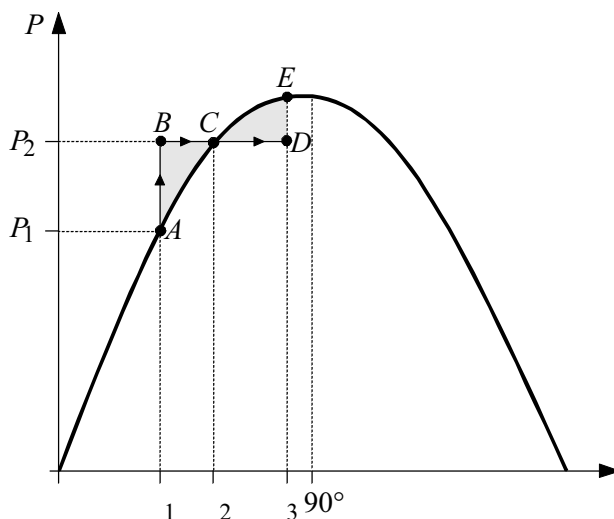


Figure 9-2 : déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique

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'amène pas directement au point C . Il est en effet impossible, compte tenu des inerties mécaniques, de passer d'un angle interne δ_1 à un angle δ_2 brusquement. Ainsi, la machine passe instantanément 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 mécanique de la machine amène son fonctionnement jusqu'au point D . De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par se stabiliser, après éventuellement quelques oscillations.

Les calculs effectués à partir des énergies mécanique et électrique de la machine montrent que la position du point E est définie par la loi des aires; les aires ABC et CDE sont égales. En effet, on peut montrer que l'aire ABC est proportionnelle à l'énergie mécanique emmagasinée lorsque la machine passe du point B au point C et l'aire CDE lorsqu'elle passe du point D au point C .

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.

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P_1 et P_2 soit tellement importante qu'il n'y ait pas de point D qui permette de satisfaire la loi des aires (voir fig. 9-3). L'alternateur accélère du point B au point C , puis jusqu'au point X . A ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue pour devenir négative (marche en moteur). L'angle δ croît continuellement et il y a perte de synchronisme par survitesse.

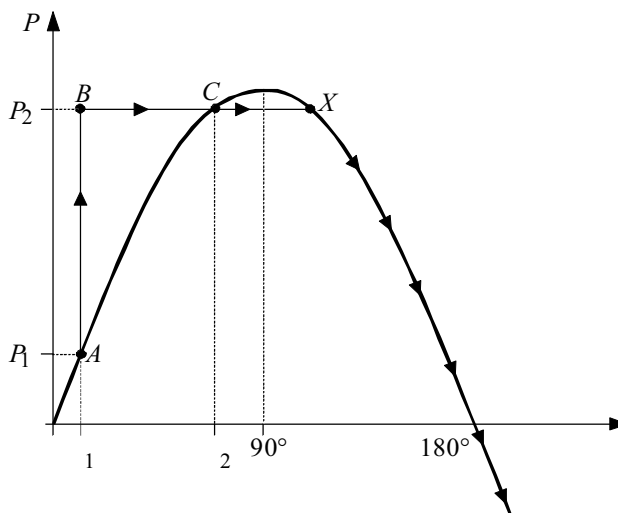


Figure 9-3 : instabilité suite à une augmentation brutale de la puissance mécanique

Par des raisonnements similaires, on en déduit deux remarques importantes :

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

La notion de stabilité statique est évaluée par l'expression du couple synchronisant :

$$C_s = \frac{\partial C_{er}}{\partial \delta} = \frac{P}{\omega} \frac{3EV}{X_d} \cos \delta \quad (\text{voir } \S 4.2.1.1 - \text{Stabilité statique})$$

C_{er} : couple électromagnétique résistant

En effet, lorsque δ est faible, $\cos \delta$ est élevé, ainsi que $\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta}$; dans ce cas, une faible variation de δ provoque une forte variation du couple, donc un retour énergique à l'état d'équilibre. Réciproquement, lorsque δ est proche de $\frac{\pi}{2}$, une variation de δ provoque une faible variation du couple, donc un retour peu énergique à l'état d'équilibre. Ainsi, une forte valeur de C_s (δ faible) favorise la stabilité et donc le maintien du synchronisme. Au contraire, une faible valeur de C_s (δ proche de $\frac{\pi}{2}$) rend la machine instable lors d'une variation de δ , ce qui provoque une perte de synchronisme.

Dans la pratique, les alternateurs industriels sont généralement constitués de façon à ce que l'angle interne soit à peu près égal à 70° pour la puissance active nominale et une puissance réactive nulle, afin de garder une marge de stabilité en cas de perturbation transitoire. Cependant, si l'alternateur absorbe de la puissance réactive, δ se rapproche de 90° et le risque d'instabilité est plus important lors d'une perturbation.

De plus, les régulateurs de vitesse et de tension des alternateurs jouent un rôle capital pour améliorer la stabilité du réseau lors des perturbations.

■ les régulations

Elles ont pour but de permettre un fonctionnement correct lors des variations de la charge ou de la puissance entraînante :

- stabilité de la tension et de la fréquence pour un réseau îloté
- stabilité des puissances active et réactive des alternateurs lorsqu'ils sont couplés à un réseau de distribution publique.

Prenons le cas simple d'un alternateur, unique source de tension d'un réseau îloté, 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 la régulation primaire de la vitesse de l'entraînement mécanique ; la puissance mécanique s'adapte à la puissance à fournir afin de maintenir la fréquence requise. La régulation automatique ainsi réalisée est définie par son statisme qui exprime la variation de la fréquence par rapport à la puissance (voir fig.9-4).

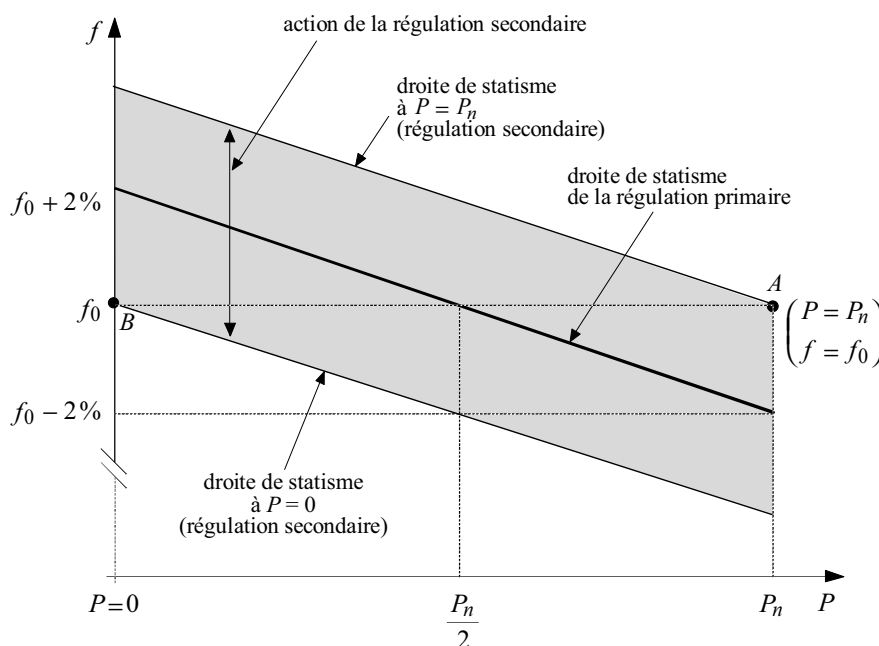


Figure 9-4 : droite de statisme d'un alternateur (régulation primaire) et action de la régulation secondaire

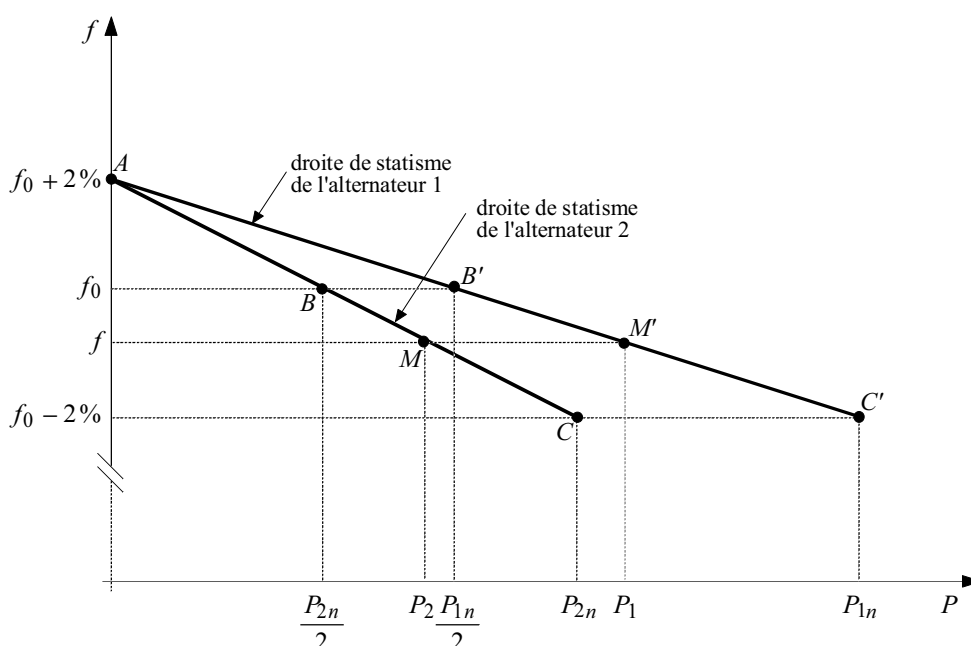
Toute augmentation de la puissance active fournie provoque une baisse de fréquence, et inversement. Ainsi, par exemple, un statisme de 4 % garantit une fréquence variant de 49 à 51 Hz ($50 \text{ Hz} \times 4 \% = 2 \text{ Hz}$) lorsque la puissance fournie varie de 0 à P_n .

Pour s'affranchir de cette variation, il est possible d'introduire une compensation qui déplace la droite de statisme parallèlement à elle-même en fonction de la vitesse grâce à une régulation secondaire (voir fig. 9-4). Ainsi, la fréquence est maintenue à f_0 quelle que soit la puissance fournie. Par exemple, les points $A(P = P_n)$ et $B(P = 0)$ de la figure 9-4.

En régime dynamique, les constantes de temps du système (machine + régulateurs) sont de quelques centaines de ms à quelques secondes. Un régulateur de type PID permet de pallier partiellement les conséquences inévitables de cette relative lenteur.

Lorsque deux alternateurs sont couplés, le point de fonctionnement de l'ensemble dépend de leur statisme et de leur puissance respectifs (voir fig. 9-5).

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 ainsi imaginer de multiples configurations d'exploitation.

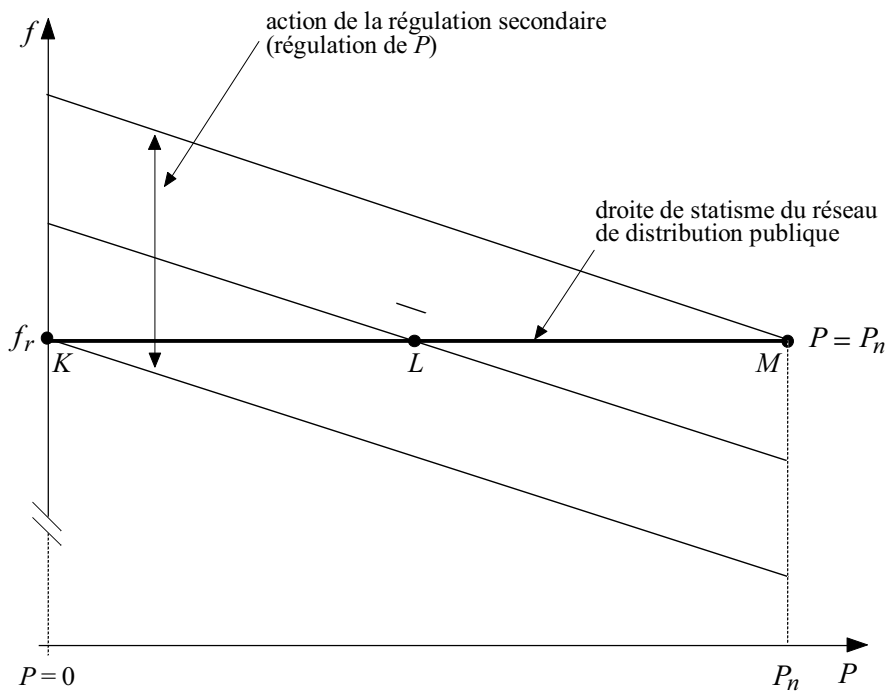


Les points caractéristiques sont :

$$\begin{aligned}
 A &\rightarrow (f_0 + 2\%, P_1 = 0, P_2 = 0) & M, M' &\rightarrow (f, P_1, P_2) \\
 B, B' &\rightarrow \left(f_0, \frac{P_{1n}}{2}, \frac{P_{2n}}{2} \right) & C, C' &\rightarrow (f_0 - 2\%, P_{1n}, P_{2n})
 \end{aligned}$$

Figure 9-5 : points de fonctionnement de deux alternateurs couplés en fonction de leur droite de statisme

Le cas du couplage d'un alternateur à un réseau de distribution publique est une extension du cas précédent pour lequel le réseau a un statisme quasiment nul. La fréquence est imposée à l'alternateur et sa régulation est alors effectuée par la régulation secondaire qui agit sur la puissance en fonction d'une consigne (voir fig. 9-6).



f_r : fréquence du réseau de distribution publique

Les points caractéristiques sont :

$$K \rightarrow (f_r, P = 0) \qquad L \rightarrow \left(f_r, \frac{P_n}{2} \right)$$

$$M \rightarrow (f_r, P_n)$$

Figure 9-6 : régulation de puissance d'un alternateur couplé au réseau de distribution publique

En résumé, l'action du régulateur de la machine d'entraînement de l'alternateur permet d'agir sur la fréquence du réseau (fonctionnement îloté) ou sur la puissance active fournie (fonctionnement couplé).

En effectuant le même raisonnement avec le régulateur du courant d'excitation de l'alternateur, on obtient les résultats suivants :

- lorsque l'alternateur est seul (fonctionnement îloté), le régulateur agit sur l'amplitude de la tension
- lorsque l'alternateur est couplé au réseau de distribution publique, le régulateur agit sur la puissance réactive de l'alternateur.

■ le réseau de distribution publique

Les caractéristiques de la fréquence et de l'amplitude de la tension dans les conditions normales d'exploitation sont garanties contractuellement par le distributeur (voir EN 50 160 tableau 4-1 et contrat Emeraude de EDF).

Le fournisseur d'énergie donne au point de livraison la puissance de court circuit de la source (généralement trois valeurs : haute, basse et moyenne, qui dépendent de la configuration de son réseau, voir § 4.1).

Les défauts du réseau de distribution publique se répercutent chez le client ; leurs caractéristiques et leurs fréquences d'apparition dépendent des particularités du réseau (aérien ou souterrain, régime de neutre, environnement sévère...). Le plan de protection du distributeur donne des temps typiques d'interruption de l'alimentation.

■ le système de protection et de contrôle-commande

Lors d'un phénomène transitoire, les protections agissent lorsqu'une ou plusieurs grandeurs électriques dépassent leurs seuils prédéfinis pendant une durée supérieure à leurs temporisations (voir *Guide des protections*).

Les automatismes de délestage-relestage ou de transfert de source agissent pour la sauvegarde de l'alimentation des récepteurs prioritaires ou pour favoriser le retour à un état stable du réseau.

Les protections et les automatismes ont donc une influence importante sur la stabilité des réseaux.

9.2. Etude de stabilité dynamique des réseaux industriels

Ce paragraphe a pour but de fournir des indications générales sur les objectifs des études et sur leur contenu, et de donner des informations sur les causes, les effets et les remèdes des instabilités dynamiques.

Une étude réalisée par le “ Service Electrotechnique et Réseaux ” de Schneider est présentée à titre d'exemple.

9.2.1. Objectifs des études

Les études de stabilité dynamique consistent à déterminer 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 permettant d'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 protections qui favorisent la stabilité et évitent les déclenchements intempestifs lors de perturbations non critiques
- les programmes de délestage-relestage lors d'une perturbation qui permettent d'assurer la continuité d'alimentation des récepteurs prioritaires (voir § 12.2.3.3.)
- les meilleurs réglages des régulateurs 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 de récepteurs de grosse puissance sur un réseau existant
- étude curative suite à un incident.

Lorsque l'étude est effectuée avant la réalisation de l'installation, on peut agir sur les différents facteurs déterminant la stabilité. Ainsi, en comprenant bien le comportement du réseau en régime transitoire, on peut optimiser son fonctionnement par rapport aux contraintes prédéfinies.

Les études peuvent être globales ou limitées à un problème précis. Par exemple, dans le cas d'un alternateur couplé au réseau de distribution publique, il est intéressant de déterminer la puissance maximale que peut fournir le distributeur en fonctionnement normal, pour qu'en cas de découplage, l'alternateur alimente correctement les récepteurs prioritaires.

9.2.2. Causes d'instabilité

■ les phénomènes électriques

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

□ perturbations des sources

- creux et chutes de tension
- coupures brèves ou longues
- variation de fréquence (réseau îloté).

□ variation de la charge du réseau

Par exemple :

- à charge nominale, les alternateurs ont un faible couple synchronisant car la valeur de l'angle interne δ se rapproche de 90°
- à vide un réseau peut devenir capacitif, les alternateurs absorbent alors de la puissance réactive, ce qui tend à rapprocher de 90° la valeur de l'angle interne δ .

□ défauts électriques

Le plus contraignant est le court circuit triphasé car pendant la présence du défaut :

- la puissance fournie aux récepteurs est nulle puisque $U = 0$
- l'accélération des alternateurs est maximale.

■ architecture et mode d'exploitation du réseau

De nombreux paramètres influencent la stabilité :

- le mode de couplage des machines entre elles et au réseau de distribution publique
- l'emplacement et la puissance des jeux de barres prioritaires et non prioritaires
- le point de fonctionnement des alternateurs qui détermine le couple synchronisant C_s
- le mode de régulation des machines synchrones ; les régulations sont effectuées sur la vitesse ou la puissance active, sur la tension ou la puissance réactive
- les impédances des liaisons (par exemple, des transformateurs en parallèle)
- les types de protection et leurs réglages, la logique de couplage-découplage, les programmes de délestage-relestage
- les caractéristiques relatives des courbes de couple des moteurs et de couple résistant des machines entraînées (voir fig. 3-17 et tableau 3-3)
- l'inertie des machines tournantes.

■ le fonctionnement du processus industriel

Dans le fonctionnement des turboalternateurs à contre pression, une partie de la vapeur est utilisée pour le processus industriel, le reste est utilisé pour produire de l'énergie électrique. Ainsi, les variations de besoin de vapeur du processus industriel provoquent des variations de puissance mécanique fournie par la turbine. Ces variations 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 four à arc, machine à souder, chaudière électrique, torches à plasma... provoquent des variations de puissance qui peuvent rendre instable le réseau.

9.2.3. Les effets de l'instabilité

■ sur les machines tournantes

Pendant les périodes 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 dommages mécaniques (rupture d'arbres).

Les alternateurs, sollicités au delà de leurs capacités, ont des baisses de fréquence et de tension. Leurs régulations de tension et de vitesse peuvent entrer en résonance avec une perturbation et amplifier les effets d'instabilité.

Les moteurs ralentissent car ils subissent des oscillations de fréquence et des chutes de tension. Au moment de l'élimination de la perturbation, le courant absorbé et les chutes de tension induites sont importants, leur réaccélération est alors difficile. Certains moteurs rampent ou même calent avec des échauffements anormaux, et le réseau a moins de facilité à retrouver un fonctionnement stable sauf si un délestage rapide des grosses charges est effectué.

■ sur le réseau

La circulation de courants de valeur très élevée provoque des échauffements néfastes des matériels (transformateurs, câbles...).

Les chutes de tension provoquent des dysfonctionnements de certains appareils sensibles (contacteurs, électronique...).

La mise hors service d'un ou plusieurs générateurs détruit l'équilibre consommation-production et peut provoquer l'écroulement total du réseau.

9.2.4. Maîtrise de l'instabilité

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

■ au niveau des générateurs

L'utilisation de groupes de production à très grande inertie mécanique réduit l'influence des variations de charge. Mais cette solution est de plus en plus difficile à réaliser car les inerties mécaniques évoluent vers une diminution.

Le choix des régulateurs et leurs réglages déterminent les temps de réponse des machines, ils doivent être réglés en fonction des perturbations envisagées.

Le choix du point de fonctionnement des alternateurs est important ; un faible angle interne donc un couple synchronisant élevé favorise la stabilité. Pour satisfaire cette contrainte, l'alternateur doit :

- fournir de la puissance réactive ; il est donc préférable de mettre hors service les condensateurs de compensation lorsque les alternateurs sont îlotés
- avoir une marge de réserve sur la puissance mécanique et le courant d'excitation.

La mise en place de protections contre les retours de puissance active sur les alternateurs (voir § 7.19 du *Guide des protections*) permet d'éviter un fonctionnement en moteur lors d'une avarie sur la machine d'entraînement. On favorise ainsi la stabilité du réseau et la non destruction de la machine d'entraînement.

■ au niveau du réseau

La réduction des impédances des liaisons favorise le retour à 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 après l'élimination de la cause de la perturbation.

Les délestages-relestages par échelon de puissance évitent les grosses perturbations. L'élimination rapide et sélective d'un court-circuit limite ses conséquences sur le réseau. Le plan de protection doit être réalisé en envisageant les divers scénarios d'instabilité.

L'emploi de la sélectivité logique ou différentielle (voir § 9.3 et 7.6 du *Guide des protections*) à la place de la sélectivité chronométrique réduit le temps d'élimination du court-circuit, donc évite de grosses perturbations.

Le déclenchement par phase séparée pour l'élimination des défauts monophasés dans les réseaux de transport et l'emploi de disjoncteurs shunts pour les réseaux de distribution MT, ont des effets bénéfiques sur la stabilité des réseaux industriels.

La mise en place d'une protection contre les retours de puissance active au point de livraison permet d'iloter le réseau industriel lors d'une perturbation sur le réseau de distribution publique et évite ainsi une cause d'instabilité.

■ au niveau des récepteurs

L'utilisation de systèmes électroniques d'alimentation des moteurs (voir § 3.3.4) atténue leurs courants transitoires lors des variations de tension ou de couple résistant.

La mise en place de protections contre les retours de puissance active (voir § 7.19 du *Guide des protections*) et de protections à minimum de tension sur les gros moteurs (voir § 7.12 du *Guide des protections*) favorise la stabilité.

9.3. Etudes de stabilité

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 trois aspects :

■ électrique

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

Pendant la période transitoire, il faut faire intervenir les réactances subtransitoires (X_d'') et transitoire (X_d') des machines pour effectuer les calculs (voir § 4.1.2. du *Guide des protections*) ; celles-ci interviennent pour tous les phénomènes dynamiques.

■ la dynamique des variations autour d'un état d'équilibre

Elle fait intervenir les fonctions de transfert des régulateurs de vitesse et d'excitation.

■ mécanique

Il s'agit de savoir si la vitesse des machines est maintenue ou non, en utilisant les équations mécaniques de chaque machine :

$$J \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_r$$

J : moment d'inertie de l'alternateur et de sa machine d'entraînement ou du moteur et de sa charge

C_m : couple moteur (mécanique pour un alternateur, électrique pour un moteur)

C_r : couple résistant (électrique pour un alternateur, mécanique pour un moteur)

9.3.1. Méthodes de calcul employées

■ méthode analytique (manuelle)

Dans les cas de réseaux simples, 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 perturbations est réalisable sans trop de difficulté.

Cette analyse est possible dans les cas où la vitesse peut être considérée comme constante. Les équations des machines permettent de décrire leurs comportements de manière suffisamment précise même si certains paramètres sont négligés.

Les différentes méthodes d'analyses (Behn-Eschenburg, diagramme de Potier, diagramme de Blondel) permettent de déterminer 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 qu'aux 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 et des machines. La puissance croissante des micro-ordinateurs permet aujourd'hui de simuler des réseaux importants dans des temps raisonnables et d'effectuer des analyses fines du comportement des machines et des éléments des réseaux.

Tous les récepteurs et 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 sous forme de "générateurs équivalents" ayant un comportement identique
- en assimilant une source très puissante à une source parfaite en série avec une impédance (cas de l'alimentation du distributeur).

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 telles que le couple moteur, la vitesse relative du rotor, le flux d'enroulement de l'inducteur, la tension d'excitation (constantes de temps > 100 ms)
- des grandeurs à variation rapide telles que les courants et les tensions dans les différentes branches du réseau et les différents circuits des machines, la tension aux bornes des machines et la puissance débitée (constantes de temps < 50 ms).

Cette méthode est mise en oeuvre par un logiciel qui permet de traiter tous les cas de réseaux industriels, comme par exemple le logiciel de calcul MG-STAB développé par Schneider.

9.3.2. Développement d'une étude

Le déroulement d'une étude de stabilité suit une logique et se décompose en plusieurs étapes décrites succinctement ci-après.

■ les préliminaires aux calculs

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 éléments du réseau. En leur absence, on utilise des valeurs typiques.

Ensuite, la modélisation consiste à décrire quantitativement les lois physiques qui régissent le fonctionnement des éléments du réseau et de leurs liaisons, sous forme d'un fichier de données.

Le calcul du régime initial des flux de puissance ("load flow") est déterminé par le programme spécifique qui traite le fichier des données :

- tensions aux noeuds, courants et puissances dans les branches, les sources et les charges
- point de fonctionnement des machines.

■ les simulations

L'architecture et les éléments du réseau varient d'une étude à l'autre ; les types de perturbation 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 coupures d'alimentation du réseau de distribution publique, aux courts-circuits, aux pertes d'éléments du réseau (câbles, transformateurs, générateurs, ...), aux démarrages de gros moteurs et aux variations de puissance mécanique des alternateurs suite à des phénomènes liés au fonctionnement du process industriel (voir §9.2.2 - fonctionnement des turbo-alternateurs à contre pression).

Les calculs du régime dynamique en fonction des perturbations envisagées reproduisent le comportement du réseau et permettent de déterminer les actions à entreprendre. Les différents scénarios sont étudiés afin de traiter l'ensemble des cas choisis et de déterminer la sensibilité aux variations sur les valeurs des données.

■ les résultats

Ils se traduisent essentiellement par des courbes d'évolution dans le temps :

- les tensions sur les différents jeux de barres, les courants dans les câbles et les puissances transitées
- les données des machines (vitesse, couples électrique et mécanique, excitation)
- les régulations des excitations et des entraînements mécaniques.

En conclusion, ils déterminent le fonctionnement du système électrique en régime perturbé et permettent :

- la vérification de la stabilité
- la connaissance de la capacité de secours après une perturbation
- la validation du plan de protection
- le réglage des régulations.

9.4. 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 triphasé au secondaire d'un transformateur 63/20 kV.

■ description du réseau

Le réseau comporte (voir fig. 9-7) :

- une alimentation par le réseau de distribution publique en 63 kV.
- deux transformateurs 63/20 kV débitant sur le jeu de barres 20 kV de l'usine.
- une source autonome de production composée de deux alternateurs couplables débitant sur le jeu de barres 20 kV à travers deux transformateurs élévateurs 3,2/20kV.
- des moteurs asynchrones alimentés en 5,5 kV au travers de transformateurs 20/5,5 kV connectés sur le jeu de barres 20 kV. Certains de ces moteurs sont des machines équivalentes.
- une charge passive équivalente représentant tous les autres consommateurs de l'usine.

Les arrivées transformateurs sont munies de protections à maximum de courant phase et terre directionnel (voir § 7.3 et 7.4 du *Guide des protections*).

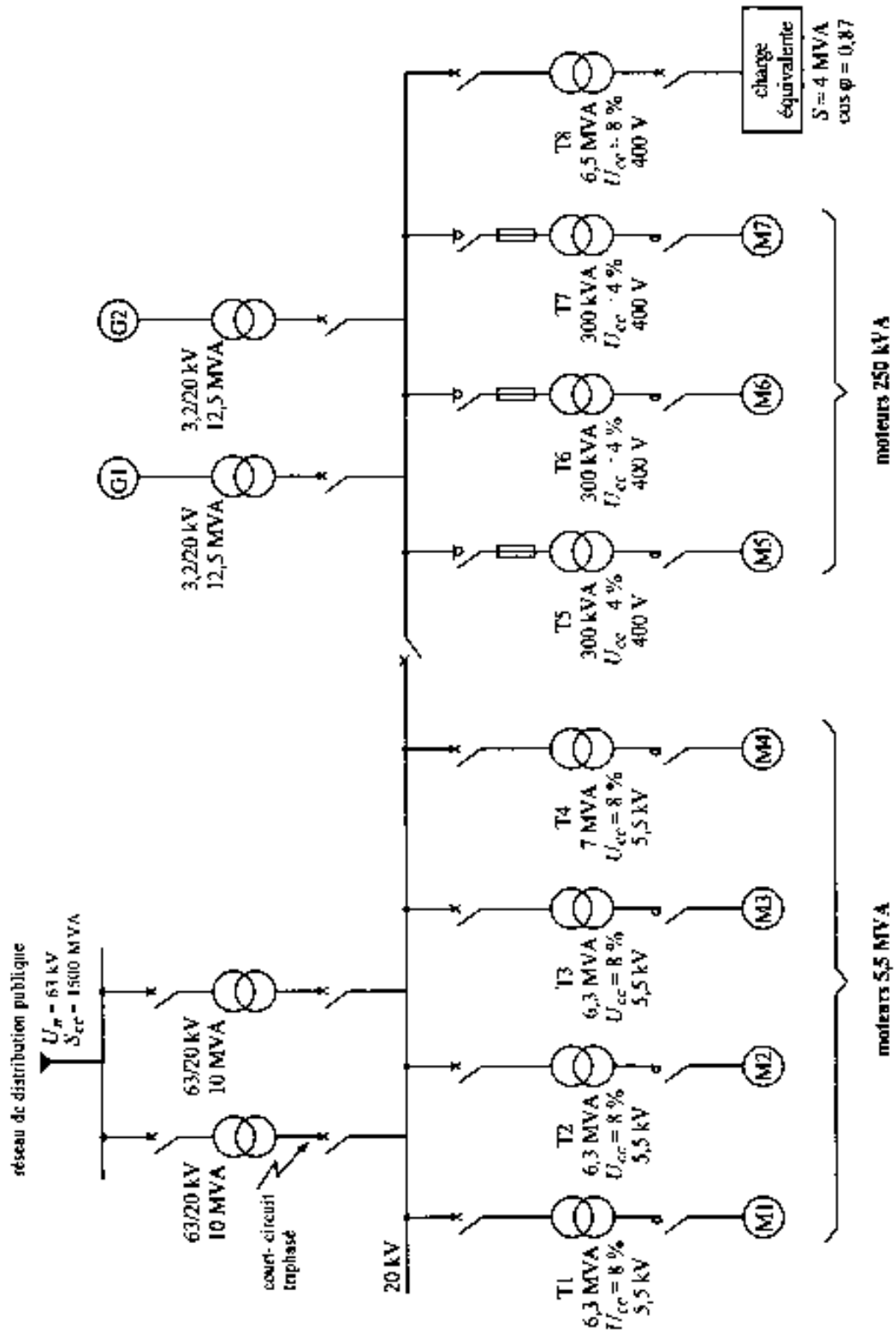


Figure 9-7 : description du réseau

Figure 9-7 : description du réseau

■ objectif de l'étude

perturbation envisagée

Un court-circuit triphasé franc survient au secondaire d'un des deux transformateurs 63/20 kV.

événement redouté

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

question à résoudre

Quel est le temps maximal admissible d'élimination du défaut qui évite l'instabilité dynamique?

■ description qualitative des phénomènes

à l'apparition du défaut

La tension au point de court circuit est nulle ainsi que sur tout le jeu de barres commun 20 kV (les impédances des liaisons sont négligeables). La puissance électrique fournie par les groupes passe de la valeur initiale à une valeur très faible due aux pertes dans les transformateurs élévateurs ; cette baisse importante de puissance active fournie se traduit par une accélération des alternateurs, car ils sont encore entraînés par les turbines dont les régulations mécaniques ne réagissent pas instantanément. Parallèlement, le régulateur de tension commande l'augmentation du courant d'excitation jusqu'à sa valeur maximale pour essayer de corriger la baisse de tension.

Les moteurs débitent dans le court-circuit jusqu'à l'extinction de leur flux, puis l'absence de couple moteur, due à une tension très faible, conduit à leur ralentissement.

Le réseau de distribution publique fournit un courant qui dépend de sa puissance de court-circuit et de l'impédance équivalente aux deux transformateurs en parallèle.

élimination du défaut

La protection à maximum de courant phase directionnel est activée et provoque le déclenchement des disjoncteurs amont et aval du transformateur en défaut.

□ après l'élimination du défaut

Il y a réapparition de la tension sur le jeu de barres 20 kV; sa valeur dépend de l'action combinée du réseau de distribution publique, des alternateurs en surexcitation maximale et de l'appel de courant des récepteurs.

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 à leurs bornes était pratiquement nulle) et leurs vitesses sont différentes. Ils fournissent une faible puissance car la puissance mécanique des turbines a été diminuée par les régulateurs. En effet, ceux-ci ont vu une baisse de demande de puissance active, mais ils réagissent avec du retard ; les alternateurs vont donc ralentir.

Les moteurs ont ralenti, le champ tournant du rotor est déphasé par rapport au champ tournant du stator produit par le réseau, et leurs vitesses sont différentes. Cela induit des chutes de tensions importantes dans les liaisons puisque tous les moteurs essaient 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 variations de vitesses des alternateurs qui sont à la base de ces phénomènes transitoires diminuent, le régime normal est récupéré. Sinon, les alternateurs ne retrouvent pas le synchronisme et décrochent, les moteurs asynchrones calent ou rampent.

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

■ étude quantitative

Après avoir calculé le régime permanent pendant 0,1 seconde (on s'assure ainsi de la validité du modèle), le court-circuit au secondaire du transformateur 63/20 kV est simulé, puis éliminé par ouverture simultanée des disjoncteurs amont et aval du transformateur ; le calcul est alors poursuivi pendant 5 secondes, ce qui est suffisant pour analyser le comportement du réseau.

On détermine le comportement du réseau pour deux hypothèses sur le temps d'activation des protections : 300 et 350 ms. Ces deux valeurs sont proches de la limite acceptable recherchée.

Nota : dans un but de simplification de l'exemple, on ne prend en compte que les protections amont et aval des deux transformateurs 63/20 kV.

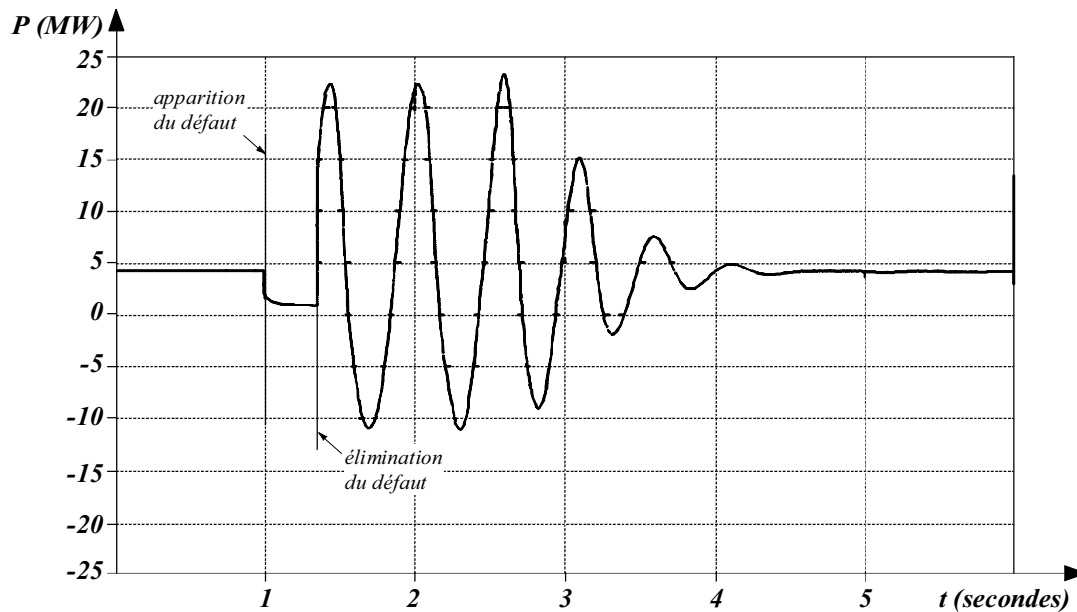
Nous allons maintenant examiner le résultat de la simulation concernant l'un des alternateurs 12,5 MVA (les deux sont identiques), et l'un des moteurs 5,5 MVA.

□ l'alternateur

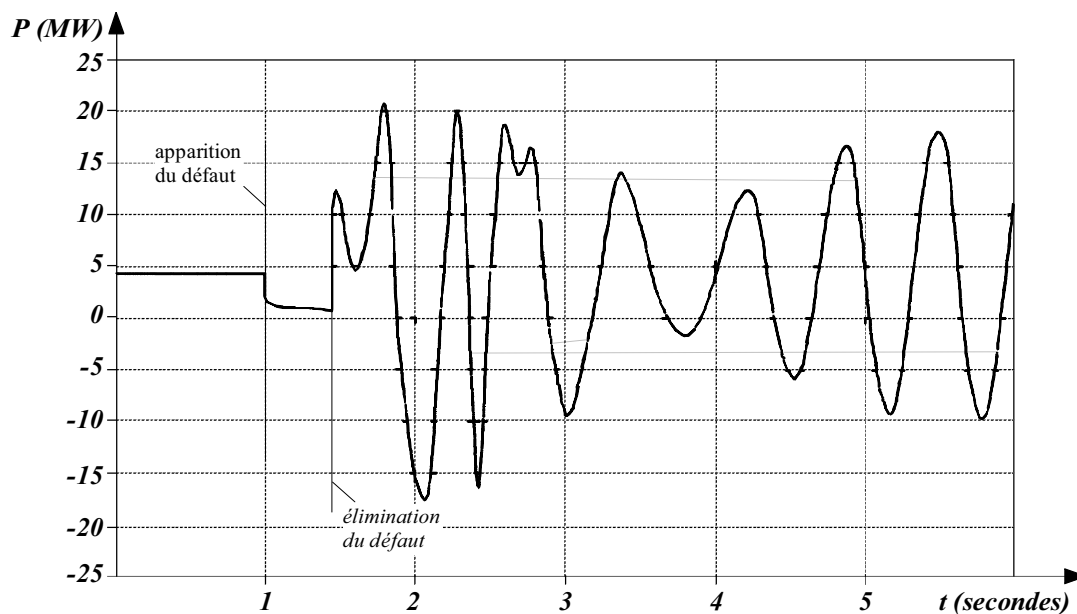
- **examen de la puissance active** (voir fig. 9-8)

Dès l'apparition du défaut, la puissance active fournie par l'alternateur diminue fortement, elle reste à une valeur très faible 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 le réseau de distribution publique. Cet échange de puissance correspond à la puissance nécessaire au rétablissement du synchronisme entre la tension de l'alternateur et la tension du réseau de distribution. Si les protections sont activées après 300 ms (élimination du défaut par le disjoncteur 40 ms plus tard), les oscillations de puissance (valeurs alternativement positives et négatives) diminuent rapidement pour se stabiliser à la valeur initiale (voir fig. 9-8-a). Par contre, dans le cas de l'activation après 350 ms, les oscillations se poursuivent sans présenter une décroissance significative ; l'alternateur n'arrive pas à se re-synchroniser (voir fig. 9-8-b).



a) temporisation = 300 ms

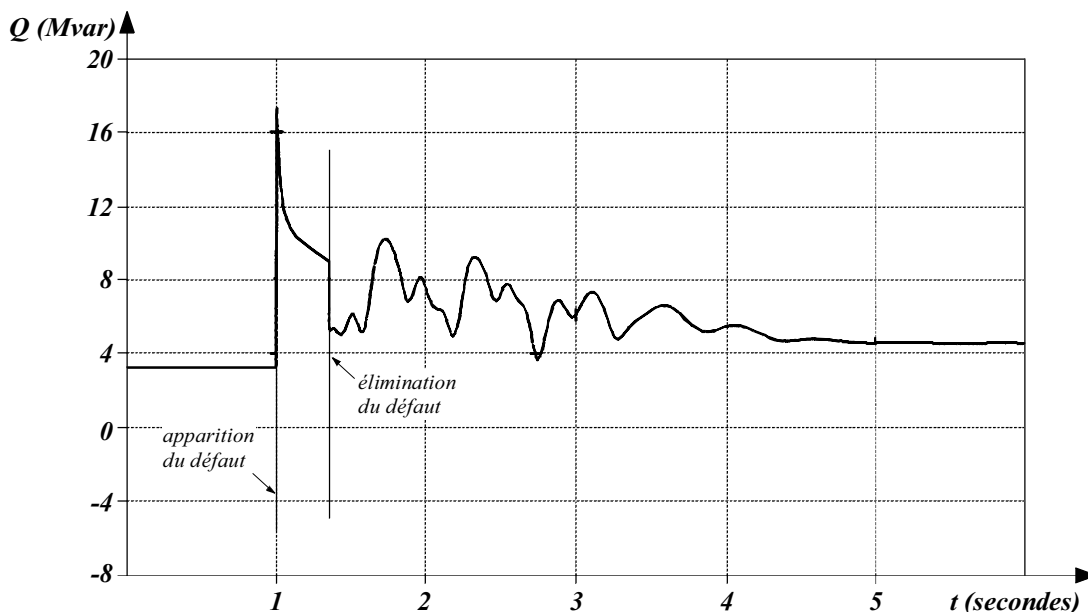


b) temporisation = 350 ms

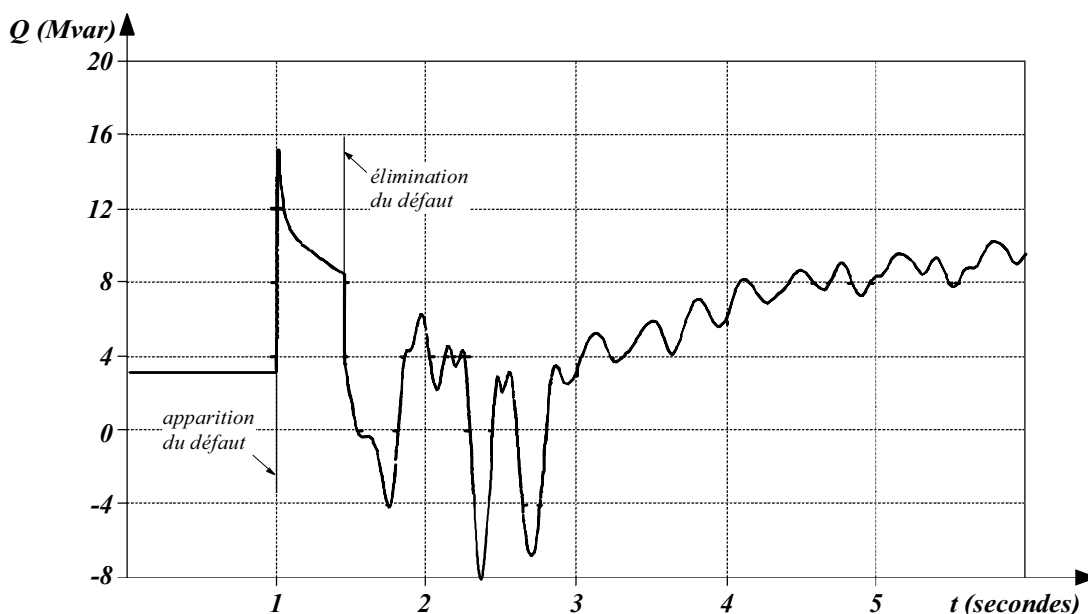
Figure 9-8 : puissance active d'un des alternateurs 12,5 MVA

- examen de la puissance réactive (voir fig. 9-9)

A l'apparition du défaut, la puissance réactive augmente fortement, elle reste à une valeur élevée pendant toute la durée du défaut, environ 2,7 fois la valeur avant l'apparition du défaut. Elle augmente encore à l'élimination du défaut, en raison du retour à une valeur proche de la normale de la tension. En effet, les consommateurs ont alors un fort besoin de puissance réactive afin de retrouver leur flux de magnétisation normal. Si les protections sont activées après 350 ms, la perte de synchronisme empêche la stabilisation de la puissance réactive (voir fig. 9-9-b).



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

Figure 9-9 : puissance réactive d'un des alternateurs 12,5 MVA

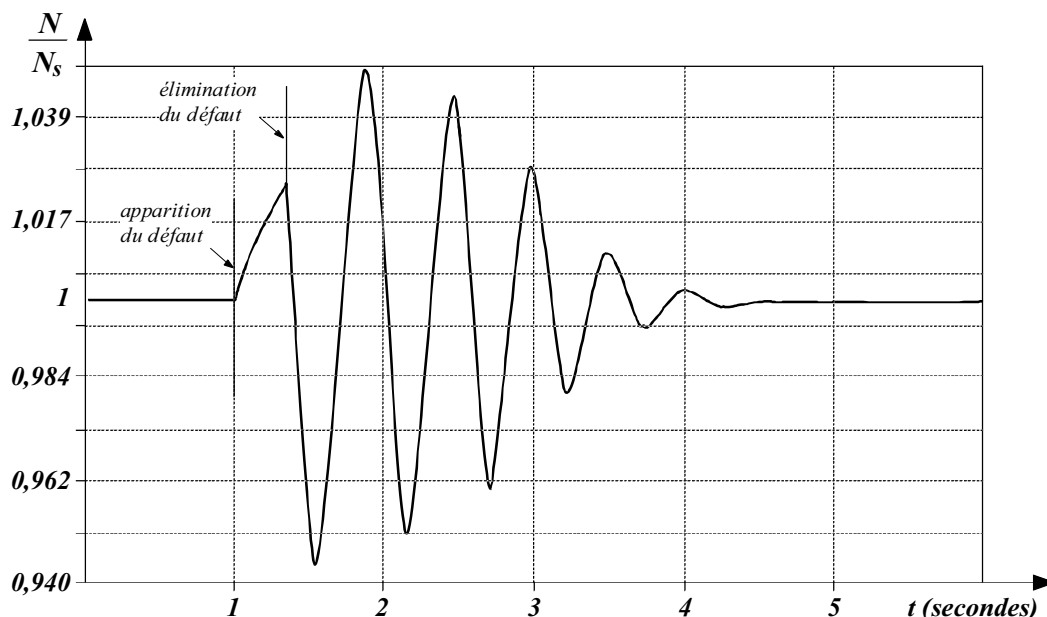
Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

- **examen de la vitesse** (voir fig. 9-10)

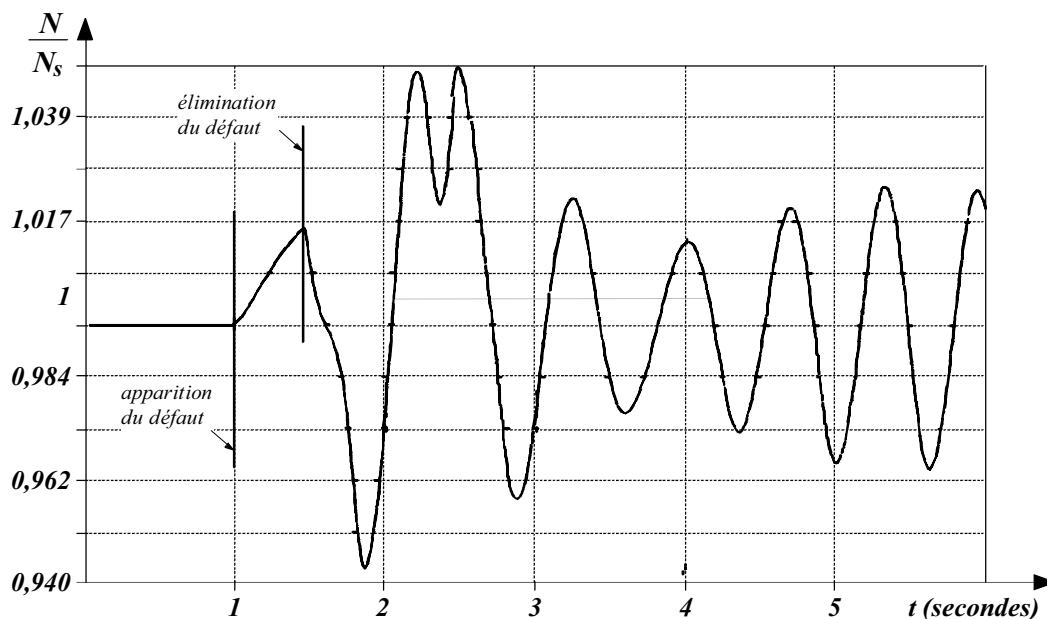
Lors de l'apparition du court-circuit, la vitesse augmente car la demande de puissance active du réseau est très faible alors que les turbines continuent à fournir de la puissance mécanique.

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

Si les protections sont activées après 350 ms (voir fig. 9-10-b), l'alternateur ne retrouve pas un état de fonctionnement stable.



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

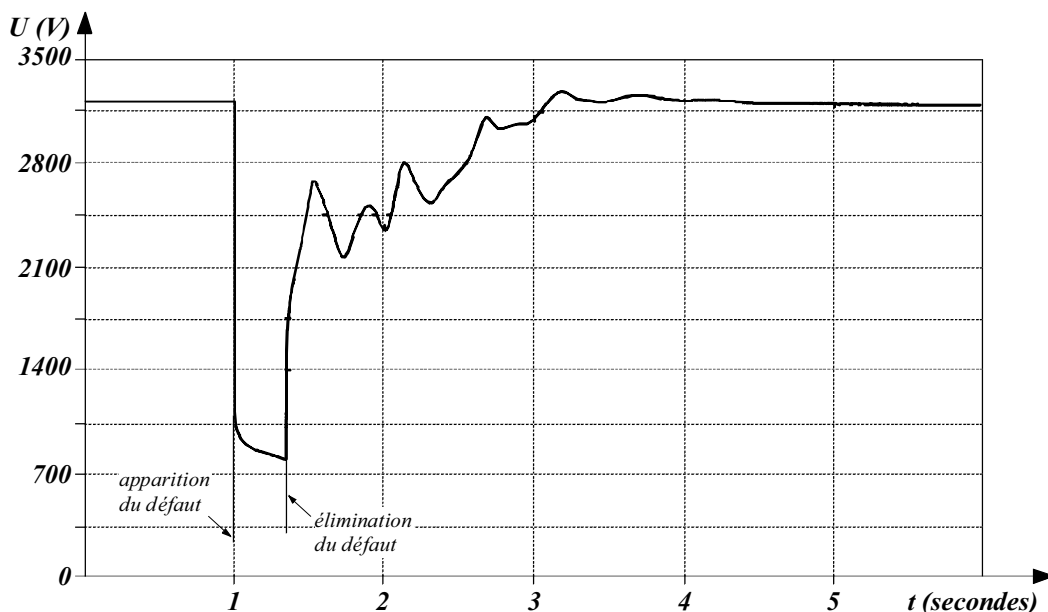
Figure 9-10 : vitesse d'un des alternateurs 12,5 MVA

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

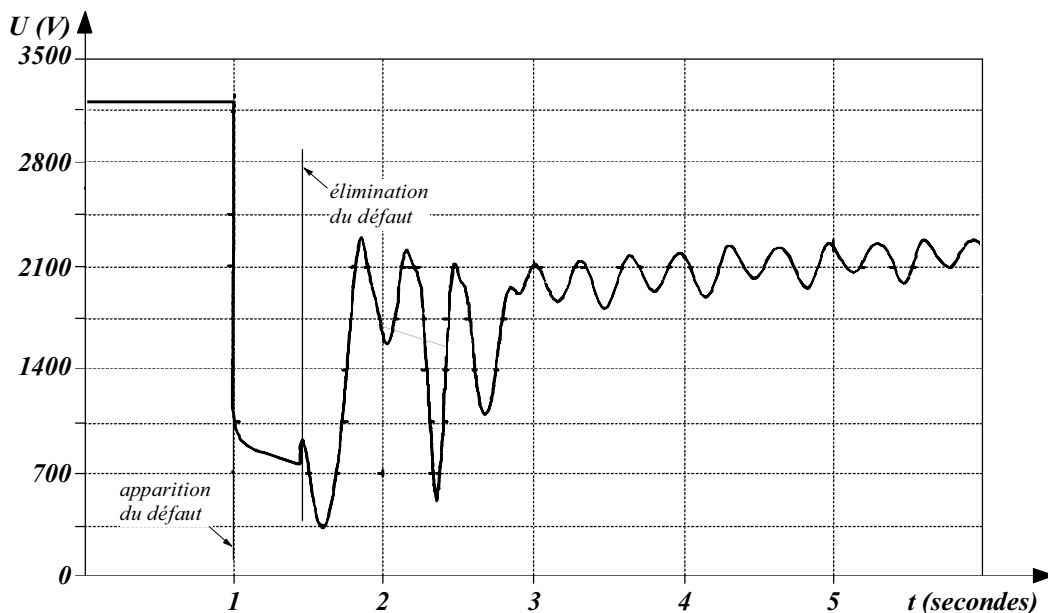
- examen de la tension (voir fig. 9-11)

Si les protections sont activées après 300 ms (voir fig. 9-11-a), 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 après 350 ms (voir fig. 9-11-b).



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

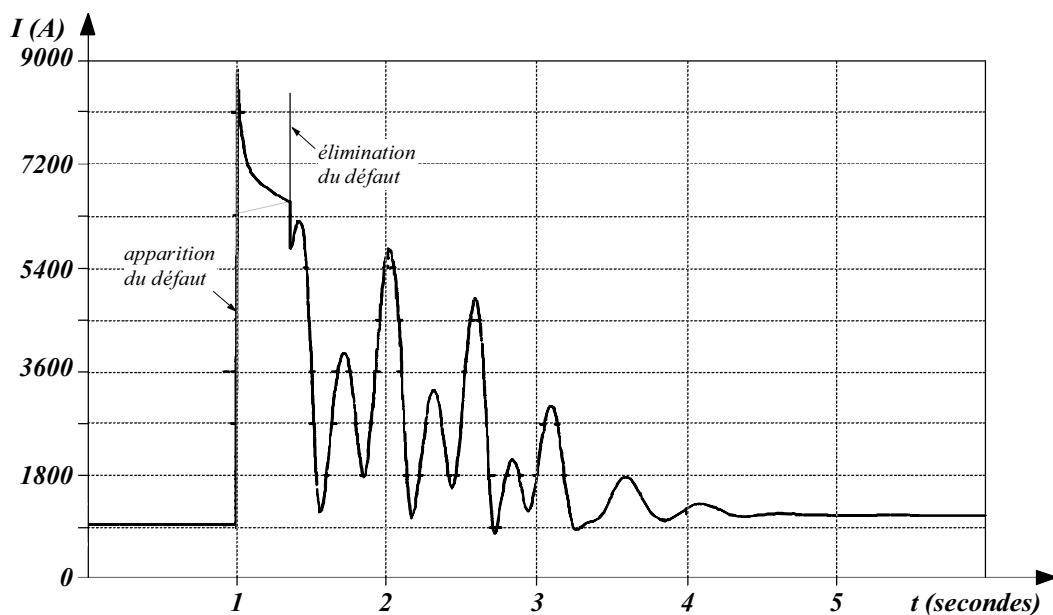
Figure 9-11 : tension d'un des alternateurs 12,5 MVA

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

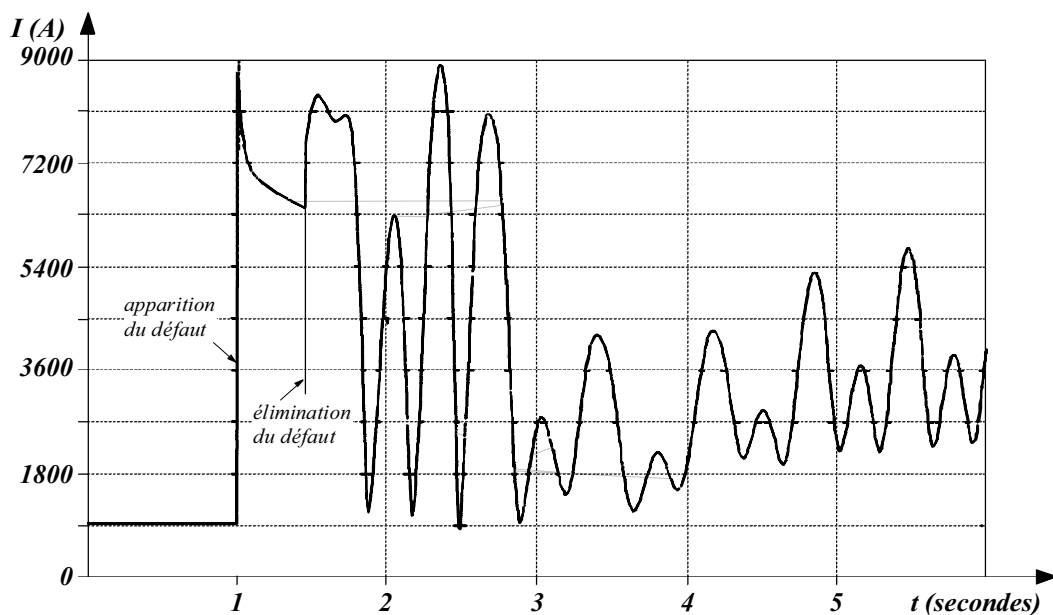
□ **évolution du courant** (voir fig. 9-12)

De la même façon que la tension, si les protections sont activées après 300 ms, le courant retrouve la valeur initiale (voir fig. 9-12-a) ; par contre, il reste à une valeur moyenne élevée dans le cas de l'activation des protections après 350 ms (voir fig. 9-12-b).

Dans le cas de l'activation après 350 ms, les protections qui assurent la sauvegarde de l'alternateur doivent provoquer sa mise hors service, ce qui ne permet pas d'assurer le fonctionnement correct de l'installation.



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

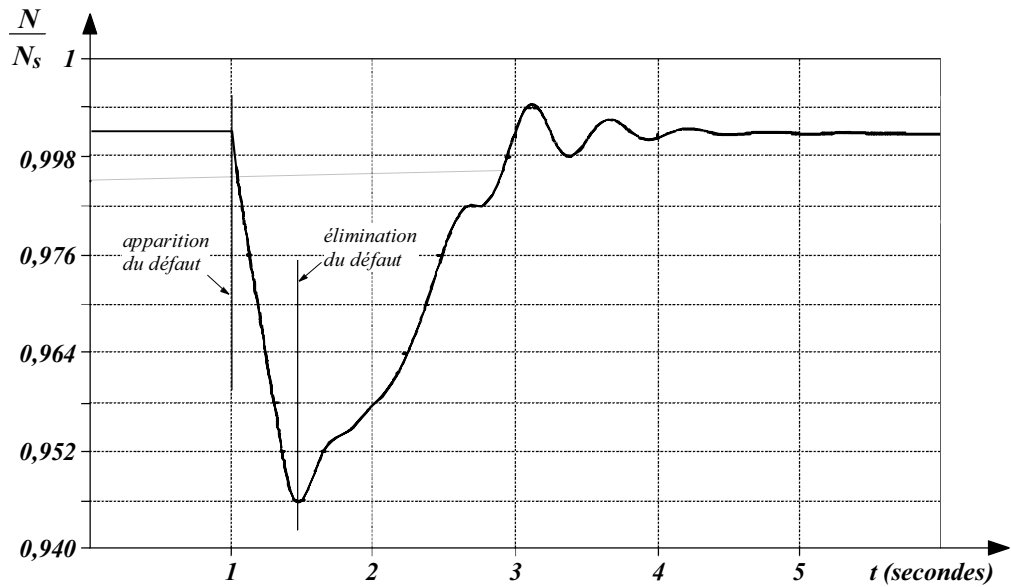
Figure 9-12 : courant d'un des alternateurs 12,5 MVA

□ **comportement d'un moteur**

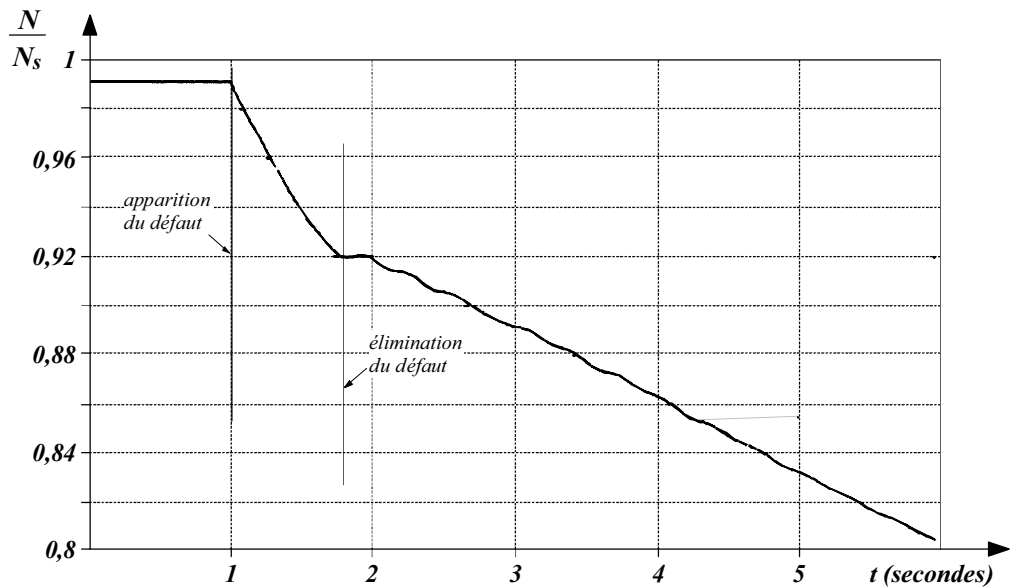
Le comportement des moteurs est lui aussi représentatif de l'instabilité constatée quand la temporisation de la protection est trop élevée.

Lorsque celle-ci est égale à 350 ms, malgré l'élimination du défaut, la vitesse du moteur continue à diminuer (voir fig. 9-13-b), et le courant absorbé se maintient à une valeur moyenne proche de $2 I_n$ (voir fig. 9-14-b).

Ce fonctionnement est critique pour le moteur (suréchauffement des enroulements) et peut être dangereux pour la machine entraînée. Les protections devront obligatoirement mettre hors tension le moteur.

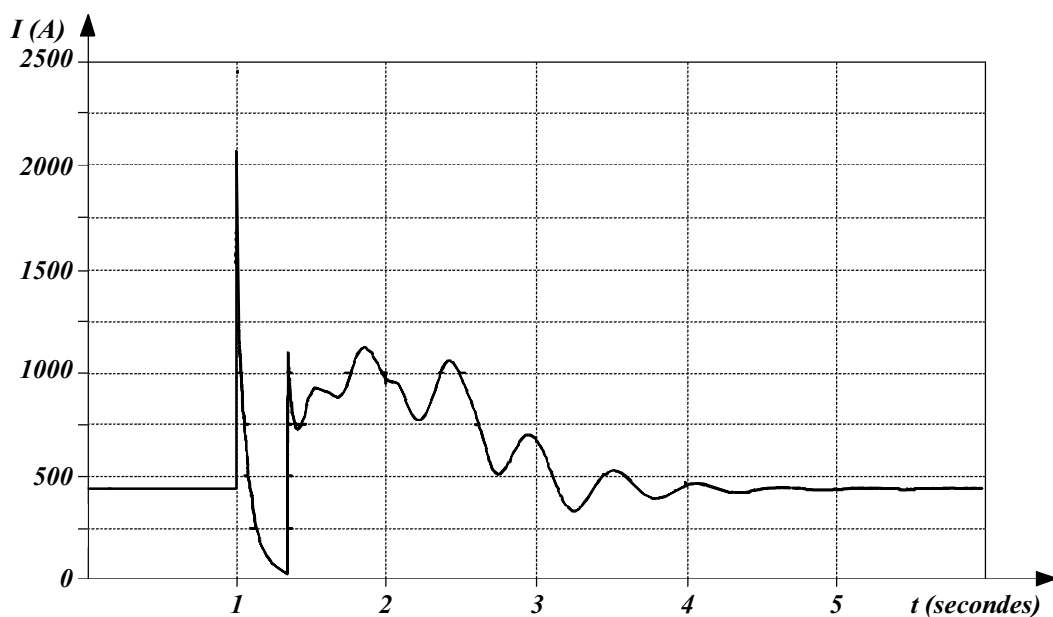


a) temporisation = 300 ms

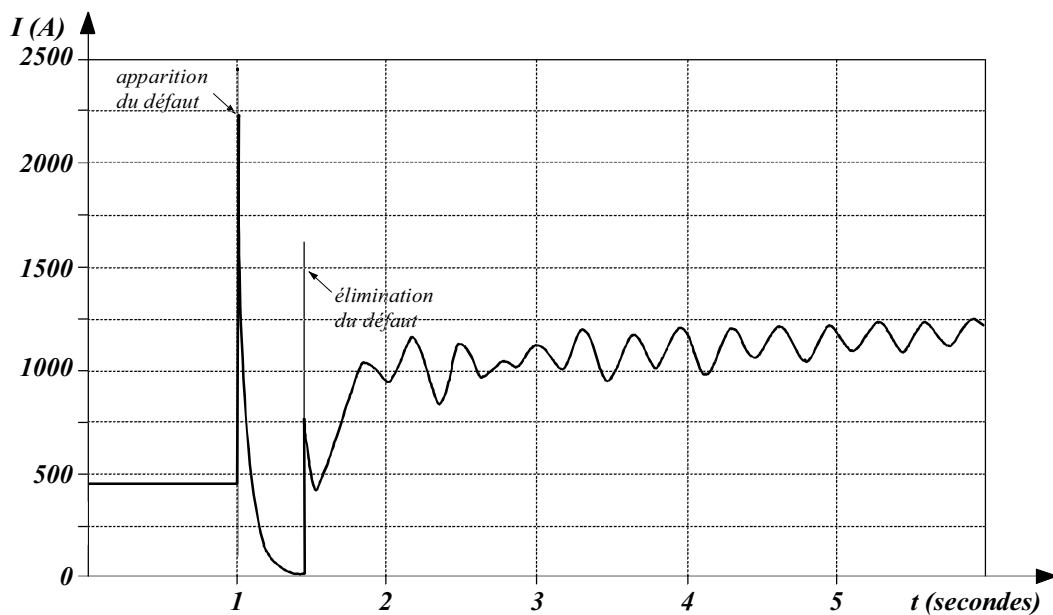


b) temporisation = 350 ms

Figure 9-13 : vitesse d'un des moteurs 5,5 MVA



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

Figure 9-14 : courant d'un des moteurs 5,5 MVA

■ conclusions de l'étude

L'étude de l'impact d'un court-circuit triphasé au secondaire du transformateur 63/20 kV montre que :

- régler la temporisation de la protection du transformateur à 350 ms est inacceptable
- 300 ms est la limite maximale
- 250 ms permet une marge de sécurité.