

II.1 Introduction

La régulation des réseaux électriques est l'ensemble des moyens mis en œuvre (processus d'asservissement agissant sur un système dynamique) afin de maintenir proches de leurs valeurs de consigne les grandeurs de fréquence et de tension sur l'ensemble du réseau.

Dans ce chapitre, on va présenter le réglage de la fréquence d'un réseau isolée, en donnant son principe et les différents types existants, on en montrant aussi l'influence des paramètres.

II.2 Principe du réglage de la fréquence en charge

La fréquence d'un système électrique traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre la puissance générée issue des processus des centrales et la puissance consommée par les charges. En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau [11]

Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique de chaque groupe de production et toute variation de la production se traduit par une variation du couple mécanique. Le déséquilibre entre ces deux couples conduit à une variation de la vitesse de rotation des machines synchrones. La figure suivante représente le principe de réglage.

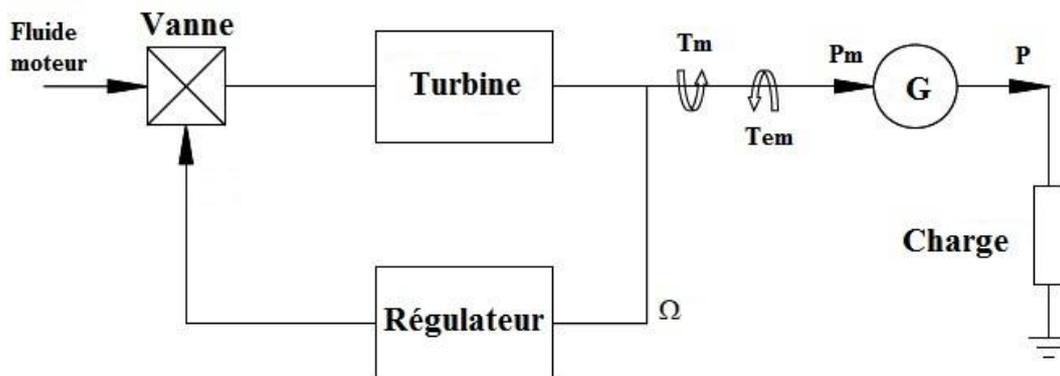


Figure II.1 : Schéma de Principe du contrôle de la puissance

Pour un groupe donné, ce lien est régi par l'équation des masses tournantes appliquée au système rotor-arbre-turbine :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e \quad (\text{II.1})$$

$J [\text{Kg.m}^2]$: Moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production ;

$\Omega [\text{rad/s}]$: vitesse de rotation du rotor du groupe de production ;

$T_m [\text{N.m}]$: Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe ;

$T_e [\text{N.m}]$: Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe ;

$P_m [\text{W}]$: Puissance mécanique d'entraînement

$P [\text{W}]$: Puissance de la charge

Il est ainsi aisé de comprendre que les machines synchrones raccordées au réseau accélèrent quand la production (liée au couple T_m) excède la consommation (liée au couple T_e). Cela se traduit électriquement par une augmentation de la fréquence. A contrario, si la demande est supérieure à l'offre, la vitesse des machines et la fréquence du réseau baissent.

II.3. Réglage primaire

Le réglage primaire agit de façon automatique, en utilisant un régulateur de vitesse sur chaque groupe de production. Ce régulateur de vitesse, suivant une commande prédéfinie (le statisme), va réguler l'ouverture des organes d'admission du fluide moteur des centrales, contrôlant ainsi le couple moteur fourni par la centrale de production. Les groupes de production ne fonctionnent pas à leur puissance nominale mais à une puissance inférieure, ce qui constitue une réserve « primaire » de puissance active [12].

La pente de la caractéristique puissance/fréquence (p/f) du régulateur de vitesse d'un groupe est appelée énergie réglante primaire. Cet indicateur permet également de caractériser plus facilement le système électrique dans son ensemble. L'énergie réglante d'un groupe représente la quantité de puissance que ce groupe peut fournir au système électrique pour une variation de fréquence donnée, tant que sa réserve n'est pas entièrement épuisée. Cette énergie réglante est caractérisée par la relation (II.2.)

$$\Delta P(t) = -K \Delta f(t) \quad (\text{II.2})$$

La figure II.2 montre la relation qui existe entre les différentes puissances et la fréquence. La puissance de consigne en régime permanent, P_0 correspond à la fréquence de référence, f_0 . La réserve primaire est constituée de la différence entre la puissance affichée au limiteur, P_1 inférieure à la puissance nominale P_n et la puissance de consigne P_0 .

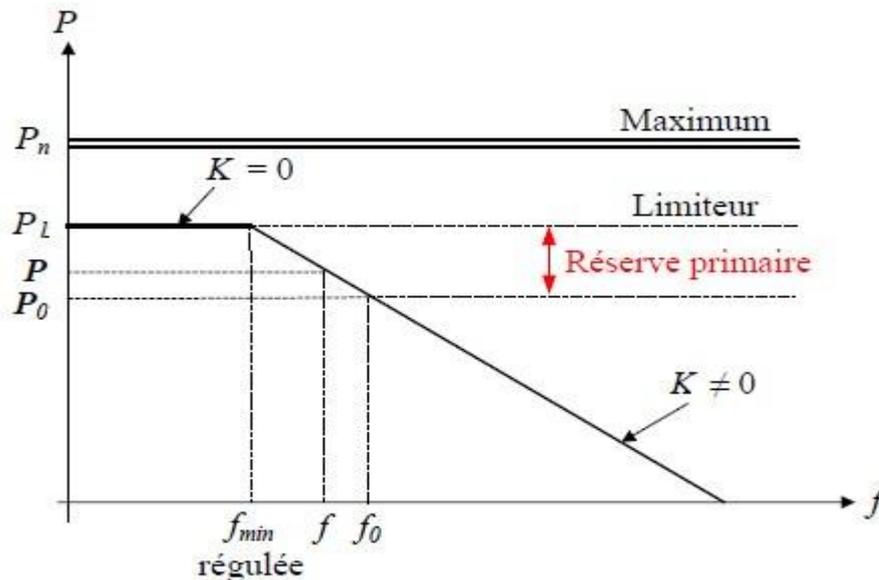


Figure II.2 : Caractéristique statique du réglage primaire d'un groupe de production

II.4. Réglage secondaire

Ce réglage est mis en œuvre au niveau global de chaque zone en faisant appel à une puissance réglante secondaire mise à disposition par les groupes de production participant au réglage [12.13].

L'action du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de consigne. Elle provoque également des écarts sur les échanges entre les régions du réseau interconnecté. En effet, tous les groupes des différentes régions participant au réglage primaire réagissent à la variation de fréquence commune, que la perturbation se produise sur le système électrique de la région ou en dehors de celle-ci.

Le réglage secondaire d'une zone de réglage a donc pour but :

- de solliciter essentiellement la réserve secondaire de la seule zone de réglage où est apparu ce déséquilibre ;
- de retrouver le programme d'échange initialement convenu entre la zone origine de la perturbation et l'ensemble des zones voisines auxquelles elle est interconnectée, et de

ramener la fréquence du système synchrone à sa valeur de référence ; et ainsi, de restaurer l'intégralité de la réserve primaire engagée par l'ensemble des régions ;

Le réglage secondaire se met en route de façon automatique à la suite du réglage primaire.

II.5. Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire intervient lorsque l'énergie réglante secondaire disponible est insuffisante. Contrairement aux réglages primaire et secondaire qui sont des automatismes, l'action du tertiaire est mise en œuvre manuellement. Elle se fonde sur un ensemble de contrats avec les producteurs plus ou moins contraignants en temps de réponse et en puissance requise [13].

Le réglage tertiaire fait appel au mécanisme d'ajustement. La réserve tertiaire sert non seulement à pallier un éventuel déficit de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide de l'écart entre production et consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart entre production et consommation. La mobilisation de cette réserve n'est pas automatique contrairement au réglage primaire et secondaire, elle se fait suite à des communications entre centres de conduite des réseaux et installations de production.

II.6. Zone isolée

Une zone électrique isolée (on dit aussi système isolé) comporte une ou plusieurs unités de production placée généralement à proximité des centres consommateurs. En cas de variation de charge, pour maintenir la fréquence constante, le système ne compte que sur lui-même c'est-à-dire qu'il n'est connecté à aucune autre zone lui permettant quelque échange de puissance que ce soit

II.7. Modélisation

II.7.1. Modélisation du système de puissance

L'objectif du réglage est de maintenir uniforme la fréquence du système en répartissant la charge demandée par le réseau entre les différents générateurs. La variation de la fréquence Δf est liée à la variation de la charge active demandée ΔP_D et à celle des échanges de puissance active ΔP_{tie} dans les lignes d'interconnexion (tie line) avec les régions voisines s'il y a lieu. Ces variations doivent donner lieu à une variation de la puissance mécanique d'entraînement ΔP_m de la turbine qui agira à son tour sur le générateur afin de faire varier la puissance active générée de la quantité ΔP_G correspondante [14].

La différence $\Delta P_m - \Delta P_D$ se manifeste par :

- une variation de puissance due à l'énergie cinétique W_c et telle que $\frac{dW_c}{dt}$;
- une variation de puissance due à la variation de la fréquence et égale à $D\Delta f$, avec $D = \frac{\partial P_D}{\partial f}$.

D est le coefficient d'amortissement.

On a donc la relation (II.3) ci-dessous :

$$\Delta P_m - \Delta P_D = \frac{dW_c}{dt} + D\Delta f \quad (\text{II.3})$$

Ou :

$$W_c = \left(\frac{f}{f_0} \right)^2 W_c^0 \quad (\text{II.4})$$

W_c^0 est l'énergie cinétique du système quand la fréquence est synchrone et égale à f_0 .

Sachant que $f = f_0 + \Delta f$ et que Δf petit devant f_0 , La relation (II.4) s'écrit

$$W_c = \left(\frac{f_0 + \Delta f}{f_0} \right)^2 W_c^0 = \left(1 + 2 \frac{\Delta f}{f_0} \right) W_c^0 \quad (\text{II.5})$$

La relation (II.3) en peut s'écrit donc sous la forme (II.6) ci-dessous :

$$\Delta P_m - \Delta P_D = \frac{2H}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} + D\Delta f \quad (\text{II.6})$$

Dans le domaine de Laplace, on aura la relation (II.7) ci-dessous :

$$[\Delta P_m(s) - \Delta P_D(s)] G_p(s) = \Delta f(s) \quad (\text{II.7})$$

Avec :

$$G_p(s) = \frac{k_p}{1 + sT_p} \quad (\text{II.8})$$

$$T_p = \frac{2H}{f_0 D} \quad (\text{II.9})$$

$$k_p = \frac{1}{D} \quad (\text{II.10})$$

T_p : constante de temps en seconde (s) ;

H : constant d'inertie en second, Elle est définie par la relation $H = \frac{W_c}{S_n}$;

S_n : la puissance de base du système ;

La régulation de vitesse (ou de fréquence) est conçue pour permettre d'agir sur la puissance active d'entraînement quand la charge active varie. la relation entre fréquence et puissance active débitée est illustrée par l'allure de la figure II.3 Qui donne une relation puissance active-fréquence. Cette caractéristique représente le statisme R du générateur .la valeur R dont l'expression est [14].

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (\text{II.11})$$

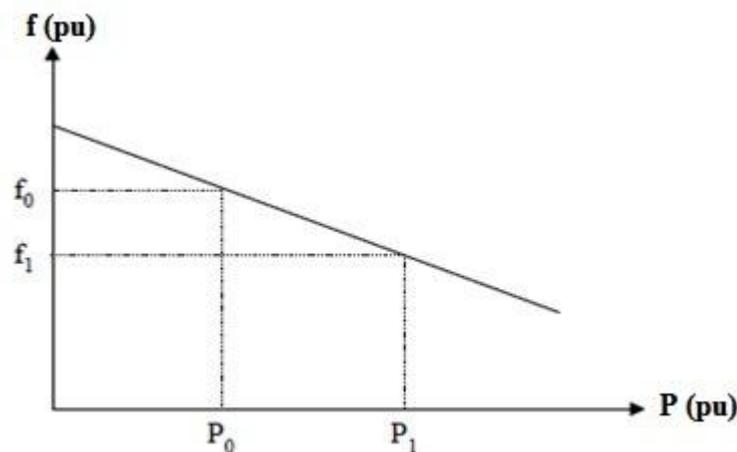


Figure II.3 : Statisme du générateur

II.7.2. Modélisation de la turbine

Les turbines dans les systèmes d'alimentation sont utilisées pour transformer l'énergie naturelle, comme l'énergie de la vapeur ou de l'eau, en énergie mécanique (P_m) qui est fournie au générateur. Dans le modèle de réglage de la fréquence en charge il existe trois types de turbines

couramment utilisées : non-réchauffée (non reheat), réchauffée (reheat) et turbine hydraulique, toutes pouvant être modélisées par des fonctions de transfert [15-17]

Les turbines non-réchauffées (non reheat) sont des unités de premier ordre. Une temporisation (notée T_t) se produit entre la commutation de la vanne et la production du couple de la turbine.

La fonction de transfert peut s'écrire sur la forme :

$$G_{t, NR}(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + sT_t} \quad (\text{II.12})$$

Avec :

T_t : constante de temps de la turbine est en seconde ;

Les turbines réchauffées (reheat) ont pour fonction de transfert la relation (II.13) ci-dessous :

$$G_{t, R}(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{F_{hp} T_{rh} s + 1}{(1 + sT_t)(1 + sT_{rh})} \quad (\text{II.13})$$

où T_{rh} représente le temps de réchauffage à basse pression et F_{hp} représente l'étape haute pression.

La figure II.4 ci-dessous donne le bloc diagramme de la turbine selon que cette dernière est de type non réchauffée (non reheat) (figure II.4.a) ou bien de type réchauffée (reheat) (figure II.4.b)

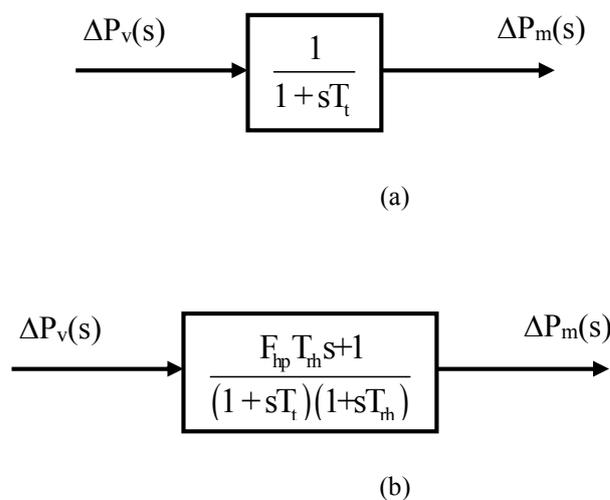


Figure II.4 : bloc diagramme de la turbine

II.7.3. Modélisation du gouverneur (régulateur de vitesse)

Le gouverneur est une unité utilisée dans le système énergétique. Elle a pour rôle de détecter toute variation de charge dans le système et d'agir en conséquence sur la turbine pour assurer l'équilibre puissance consommée – puissance produite. Entre la puissance détectée par le gouverneur à son entrée notée ΔP_g et la puissance transmise à la turbine ΔP_v , on a la relation

$$\Delta P_v(s) = G_g(s) \cdot \Delta P_g(s) \quad (\text{II.14})$$

La figure II.5 ci-dessous montre le bloc diagramme d'un tel dispositif.

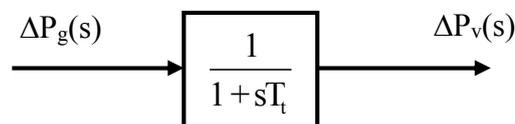


Figure II.5 : Bloc diagramme du gouverneur

La fonction de transfert du gouverneur est telle que :

$$G_g(s) = \frac{1}{1 + sT_g} \quad (\text{II.15})$$

T_g est la constante de temps en seconde.

II.7.4. Modélisation du système

En désignant par ΔP_{ref} la variation de puissance de référence et par ΔP_g la variation de puissance due au gouverneur (régulation de vitesse) [19], on aura la relation (II.16) ci-dessous :

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad (2.16)$$

En tenant compte des différentes chaînes de commande décrites ci-dessous, on obtient le bloc diagramme de commande d'un réseau isolé comme indiqué dans la figure II.6 ci-dessous :

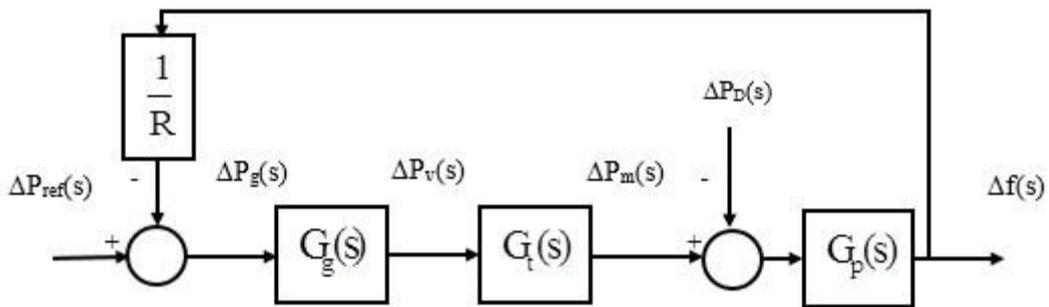


Figure II.6 : Bloc diagramme d'un réseau isolé

II.8. Etude du système non régulé

On examine le comportement d'un réseau isolé siège d'une variation de charge ΔP_D . La turbine du réseau est de type non réchauffée (non reheat). le bloc diagramme du système est celui de la figure II.7 ci-dessous :

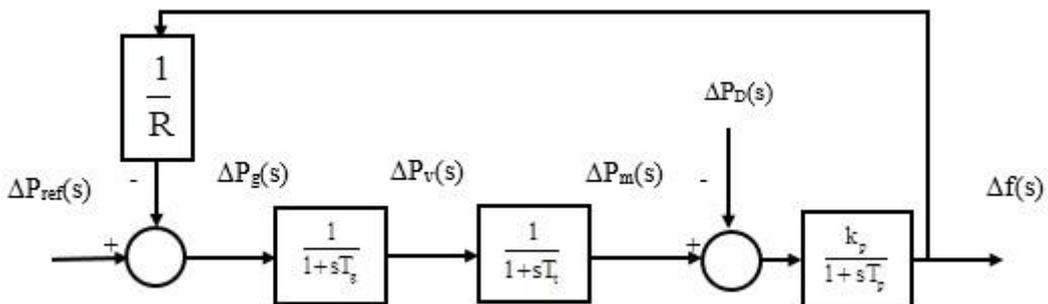


Figure II.7 : Bloc diagramme d'un système non régulé

Les paramètres du système sont :

$$R = 2 \text{ Hz/pu}$$

$$K_p = 100$$

$$T_p = 20$$

$$H = 5 \text{ s}$$

$$T_t = 0.4 \text{ s}$$

$$T_g = 0.06 \text{ s}$$

On considère que le système n'est pas régulé donc qu'il n'y a aucune action sur P_{ref} qui reste constante d'où $\Delta P_{ref} = 0$. Dans ces conditions, la variation de fréquence $\Delta f(s)$ peut s'écrire sous la forme (II.17) ci-dessous :

$$\Delta f(s) = - \frac{G_p(s)}{1 + \frac{1}{R} G_p(s) \cdot G_t(s) \cdot G_g(s)} \Delta P_D(s) \quad (\text{II.17})$$

$$\Delta f(s) = - \frac{\frac{k_p}{1 + sT_p}}{1 + \frac{1}{R} \frac{1}{1 + sT_g} \frac{1}{1 + sT_t} \frac{k_p}{1 + sT_p}} \Delta P_D(s) \quad (\text{II.18})$$

En utilisant le théorème de la valeur finale, nous obtenons la relation ci-dessous qui définit la variation de fréquence en régime stationnaire soit :

$$\Delta f_0 = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta f(s)] = \lim_{s \rightarrow 0} \left[s \left(- \frac{\frac{k_p}{1 + sT_p}}{1 + \frac{1}{R} \frac{1}{1 + sT_g} \frac{1}{1 + sT_t} \frac{k_p}{1 + sT_p}} \frac{\Delta P_D}{s} \right) \right] \quad (\text{II.19})$$

$$\Delta f_0 = - \frac{K_p}{1 + \frac{K_p}{R}} \Delta P_D = - \frac{\Delta P_D}{D + \frac{1}{R}} \quad (\text{II.20})$$

On définit la caractéristique liée à la variation de fréquence de système par la relation (II.21) ci-dessous :

$$\beta = D + \frac{1}{R} \quad (\text{II.21})$$

La variation de fréquence à l'état stationnaire peut s'écrire sous la forme

$$\Delta f_0 = - \frac{\Delta P_D}{\beta} \quad (\text{II.22})$$

Dans notre cas : $\beta = D + \frac{1}{R} = 0.51$, pour une variation de charge $\Delta P_D = 0.01$ pu, la variation de fréquence est :

$$\Delta f_0 = -0.0196 \text{ Hz}$$

En utilisant Matlab/Simulink et le bloc diagramme de la figure II.7, on aura le bloc diagramme de la figure II.8. La valeur de la fréquence en régime stationnaire donnée par la figure II.9 coïncide avec la valeur trouvée par l'utilisation de la relation (II .22) obtenue par le théorème de la valeur finale.

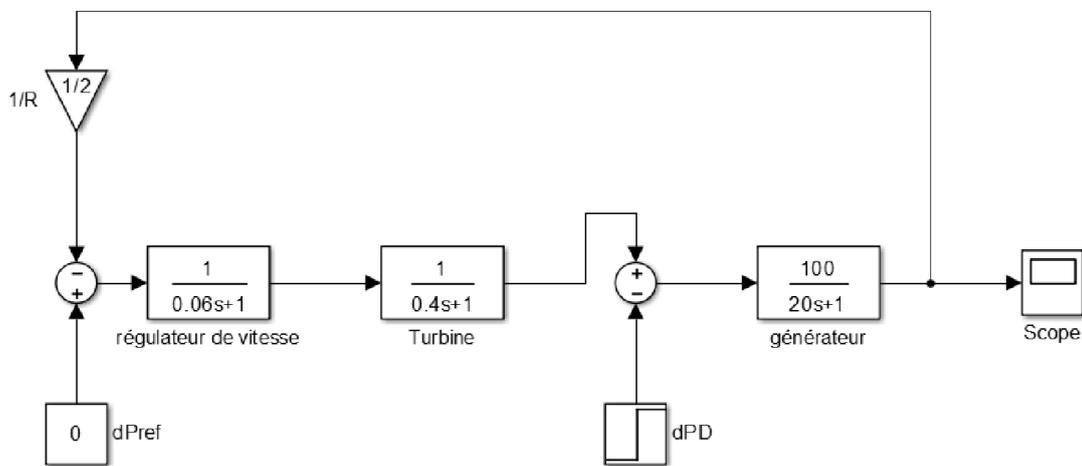


Figure II.8 : Bloc diagramme de simulation

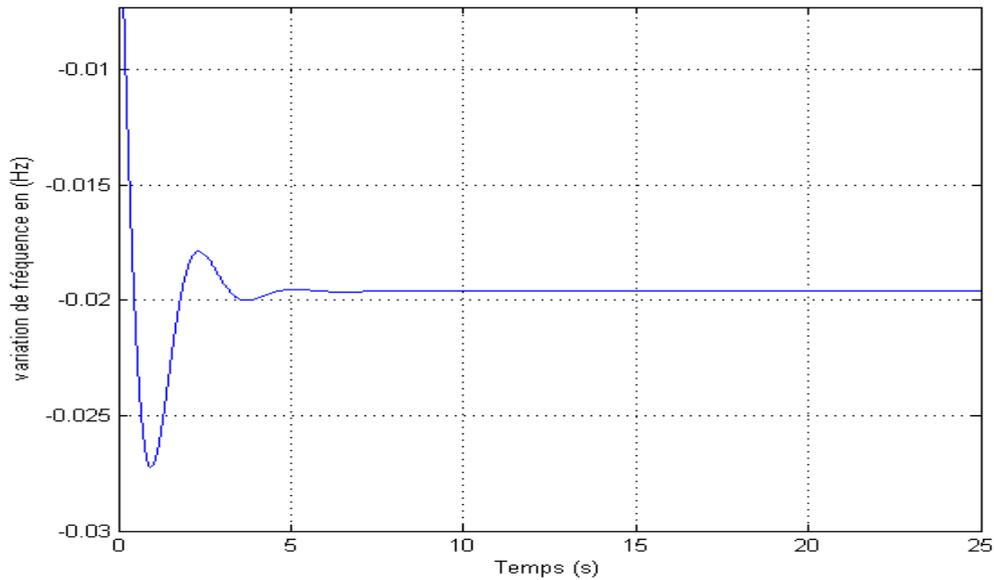


Figure II.9 : Variation de la fréquence

Nous examinons ci-après l'impact des différents dispositifs de la chaîne de commande sur le comportement du système

II.8.1 Impact du gouverneur

Le bloc diagramme de simulation est donné dans la figure II.10 ci-dessus :

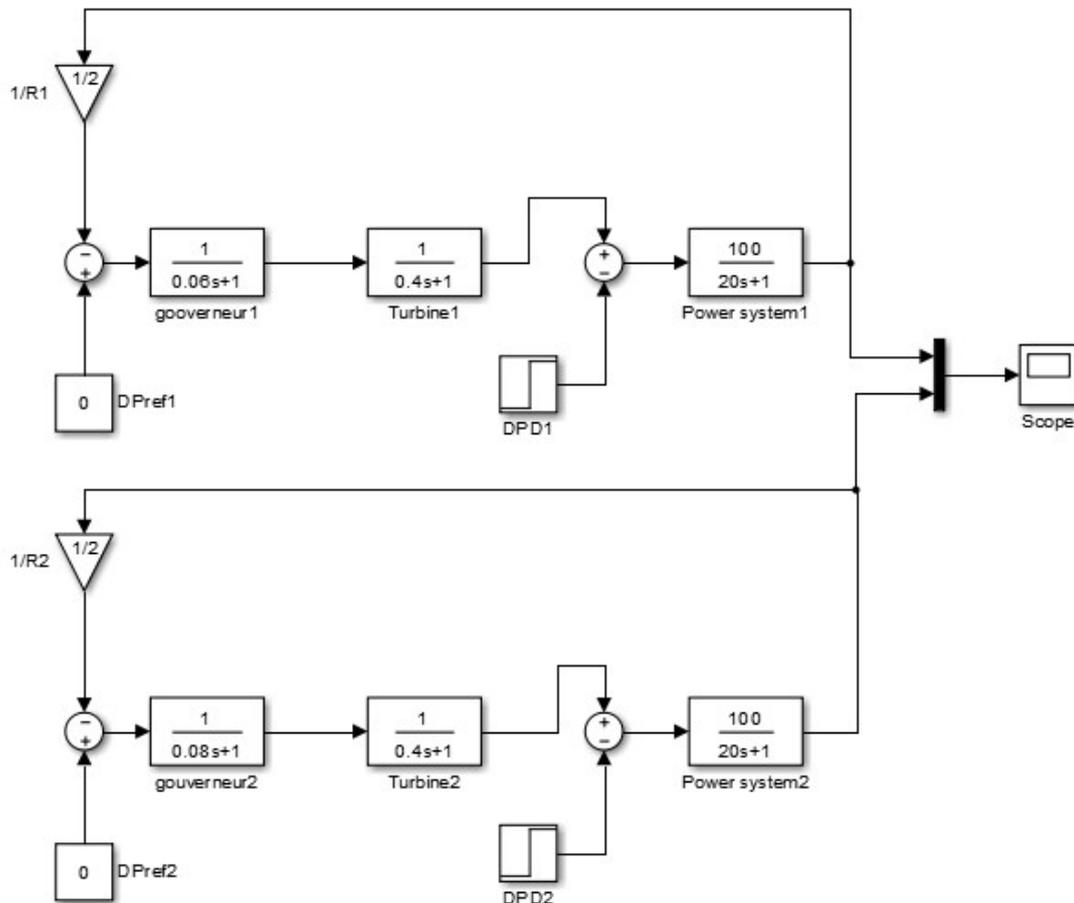


Figure II.10 : Bloc diagramme de simulation

Avec un gouverneur de constante de temps $T_{g1} = 0.06s$ et un deuxième gouverneur de constante de temps $T_{g2} = 0.08s$, on obtient les résultats montrés par la figure II.11. La variation de fréquence à l'état stationnaire resté inchangée par contre, les amplitudes des courbes en régime transitoire sont différentes avec un temps de réponse plus petit (T_{g1}) l'amplitude de l'oscillation est moins grande que celle obtenue avec un temps de réponse (T_{g2}) plus important (courbe en rouge). Ce qui est logique puisque plus le temps de réponse du régulateur est important moins il amortit le système en régime transitoire.

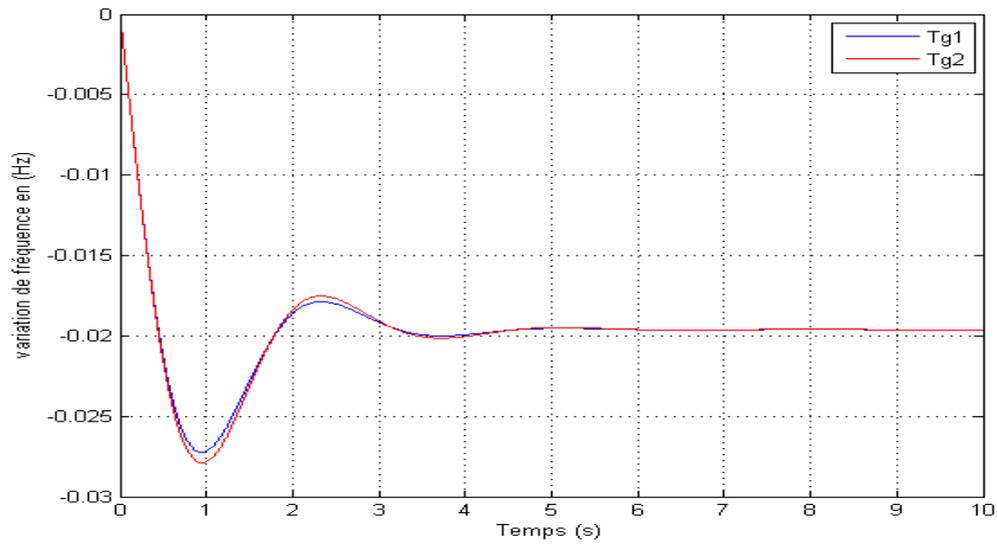


Figure II 11 : Variation de fréquence

II.8.2 Impact de la turbine

Le bloc diagramme de simulation est donné dans la figure II.12 ci-dessus :

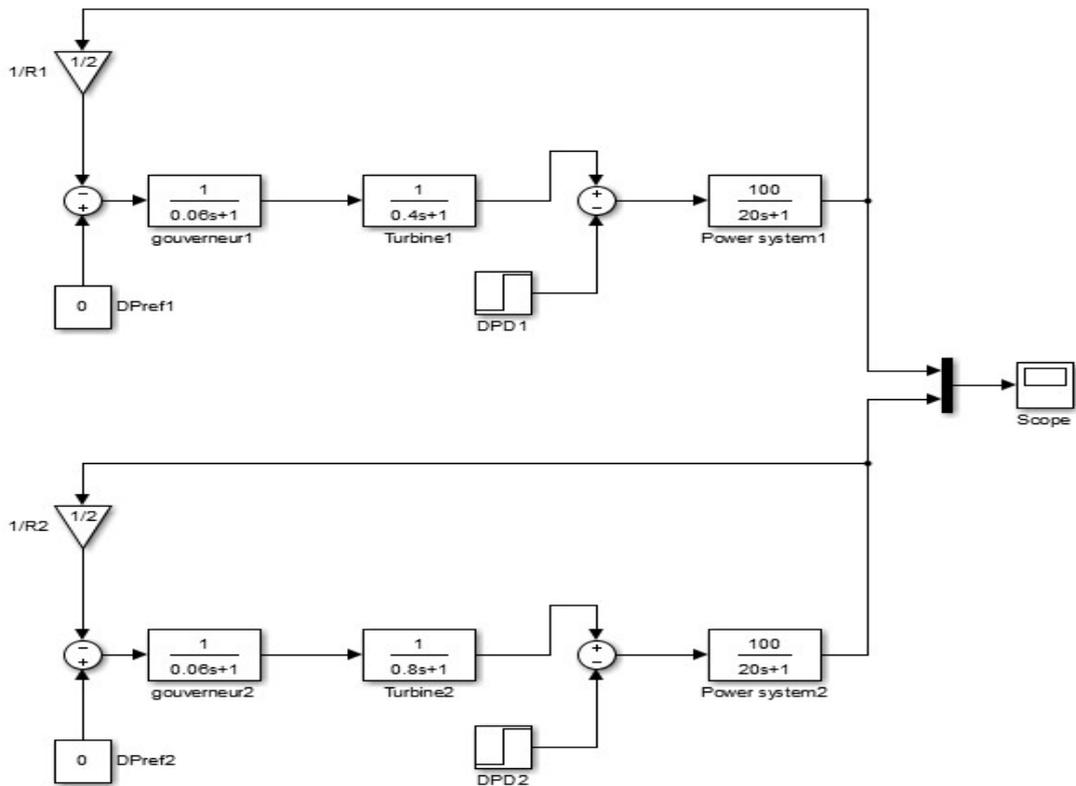


Figure II.12 : Bloc diagramme de simulation

Deux turbines de temps de réponse différents font que les amplitudes d'oscillation sont différentes, Pour deux valeurs $T_{t1}=0.4s$ et $T_{t2}=0.8s$, la figure II.13 montre que l'amplitude d'oscillations la plus grande en régime transitoire (courbe en rouge) est obtenue pour le temps (T_{t2}) tandis que l'amplitude la plus petite (courbe en bleu) est obtenue pour (T_{t1}) c'est le même phénomène que celui obtenu pour des gouverneurs différents du point de vue temps de réponse.

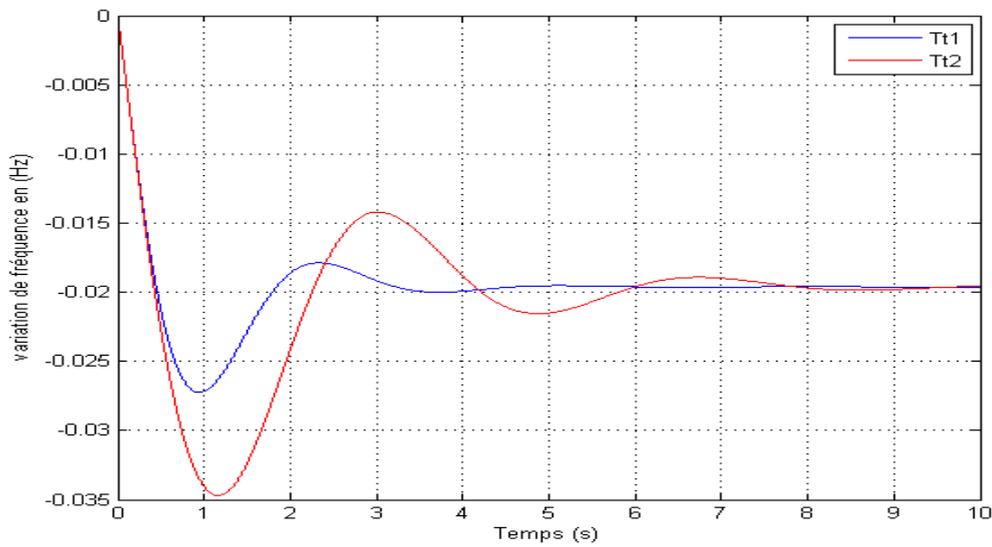


Figure II.13 : Variation de fréquence d'un réseau isolée

II.8.3. Impact du coefficient d'amortissement

Le bloc diagramme de simulation est donné dans la figure II.14 ci-dessus :

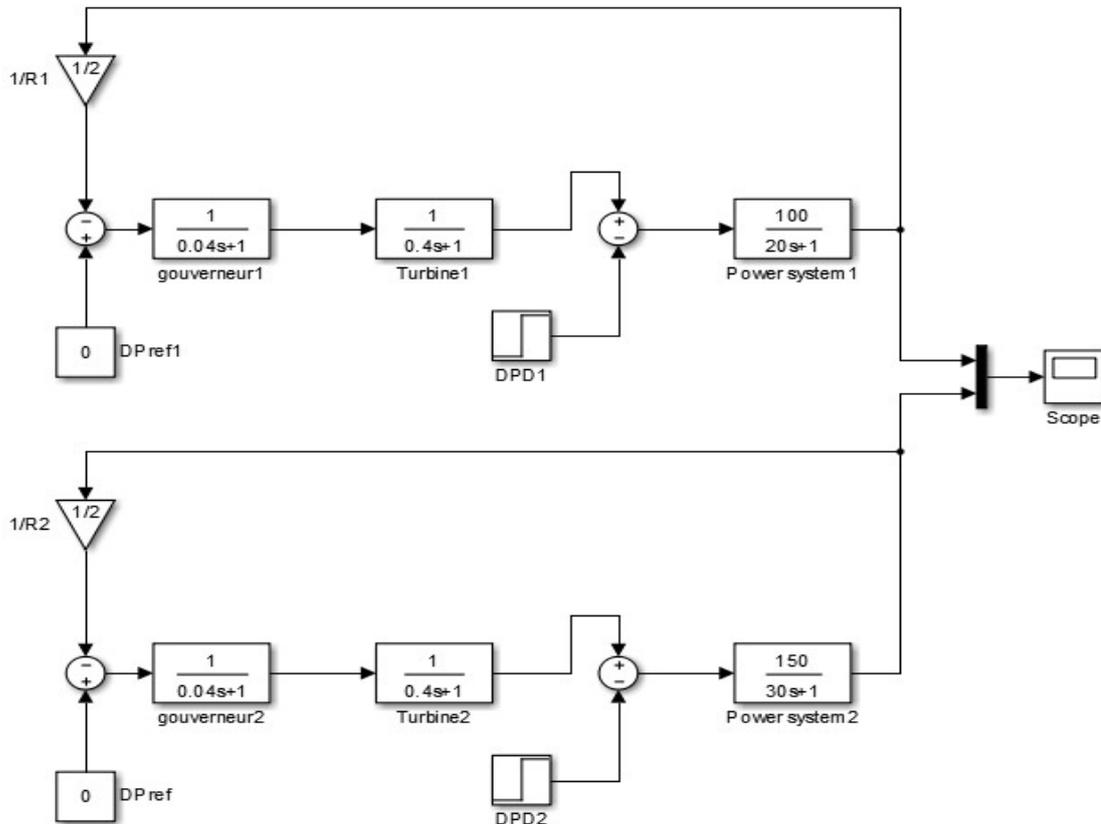
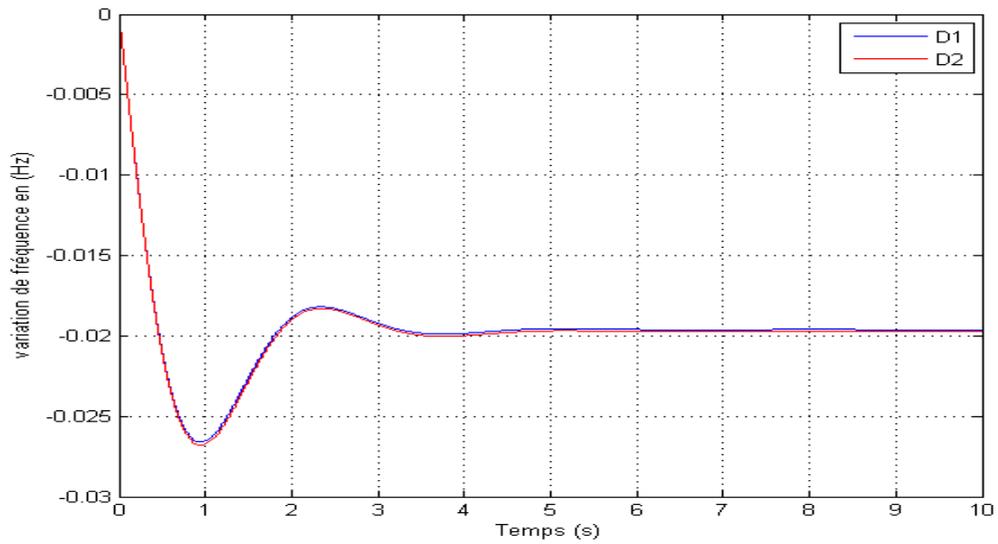
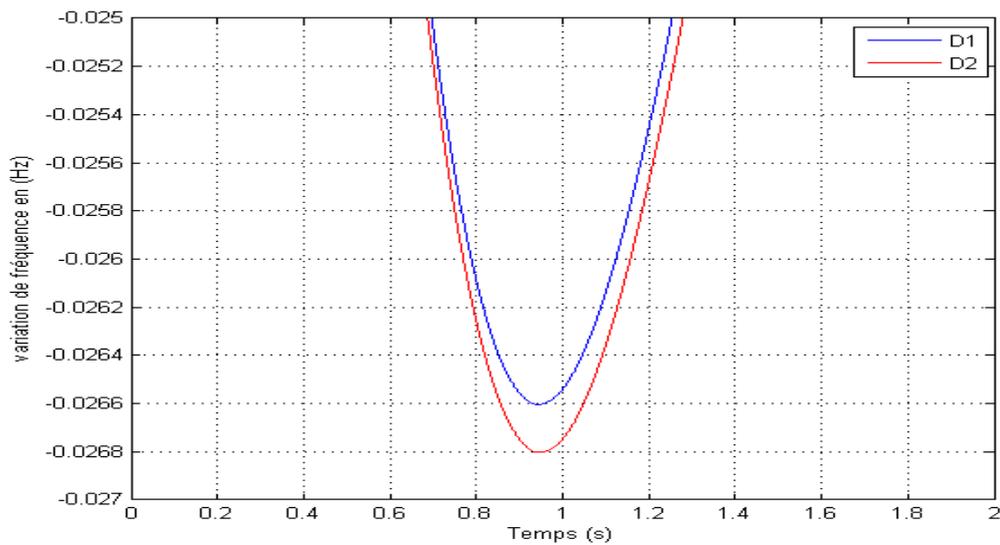


Figure II.14 : Bloc diagramme de simulation

Pour deux amortissements de la machine $D_1=0.01$ pu $D_2=0.0067$ et une constante d'inertie H constante et égale à 5 s, On obtient les résultats montrés par la figure II.14 ci-dessus, L'amplitude de l'oscillation en régime transitoire augmente inversement à la valeur du coefficient D , c'est-à-dire plus ce dernier est grand moins l'amplitude est importante.



(a)



(b)

Figure II.15 : Variation de fréquence d'un réseau isolé

La figure II.15.b agrandit la fonction dans un intervalle plus petit de la figure II.15.a pour permettre une observation plus fine du phénomène.

II.8.4 Impact de la constante d'inertie

Le bloc diagramme de simulation est donné dans la figure II.16 ci-dessous :

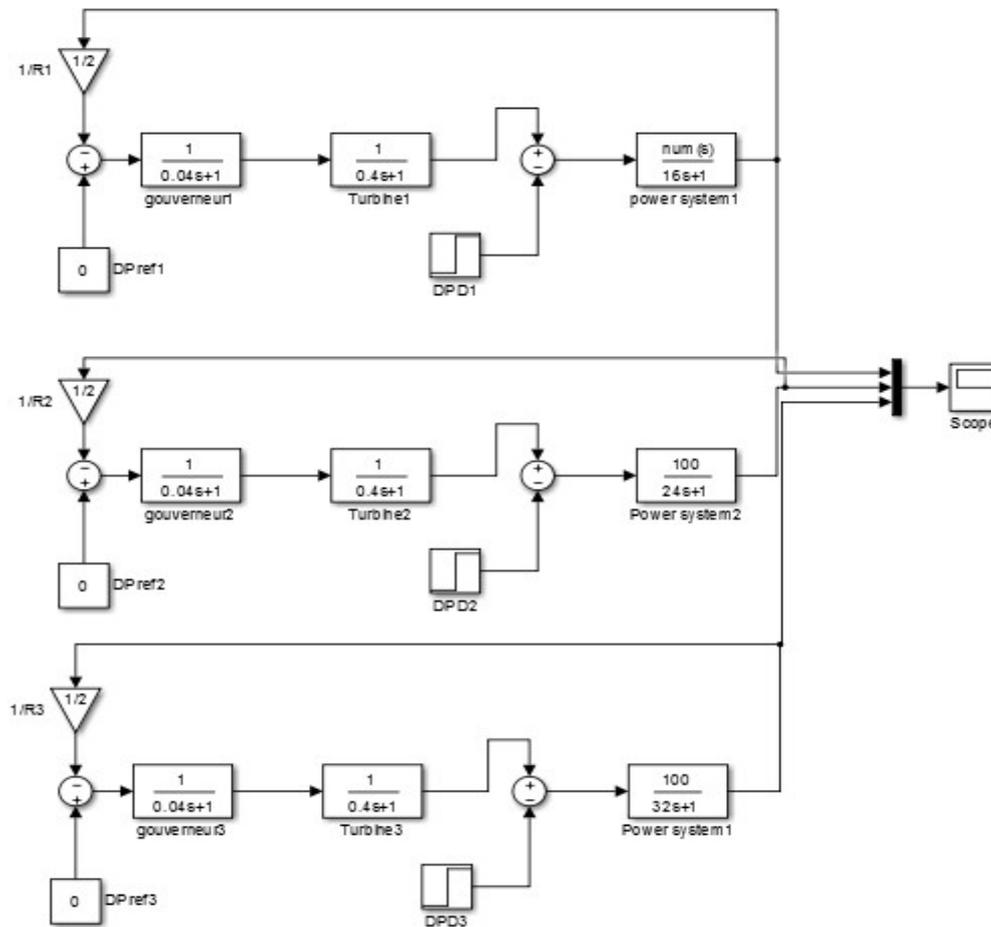


Figure II.16 : Bloc diagramme de simulation

La figure II.17 montre les résultats obtenus pour 3 systèmes de constantes d'inertie différentes et égales à $H_1=4s$ (courbe en bleu), $H_2=6s$ (courbe en vert) et $H_3=8s$ (courbe en rouge). On observe que plus la constante d'inertie est grande et plus l'amortissement est élevé. Celui-ci est donc directement lié au dimensionnement de la machine qui influe sur la tenue de stabilité de la fréquence. Plus la machine est puissante et plus le système est amorti.

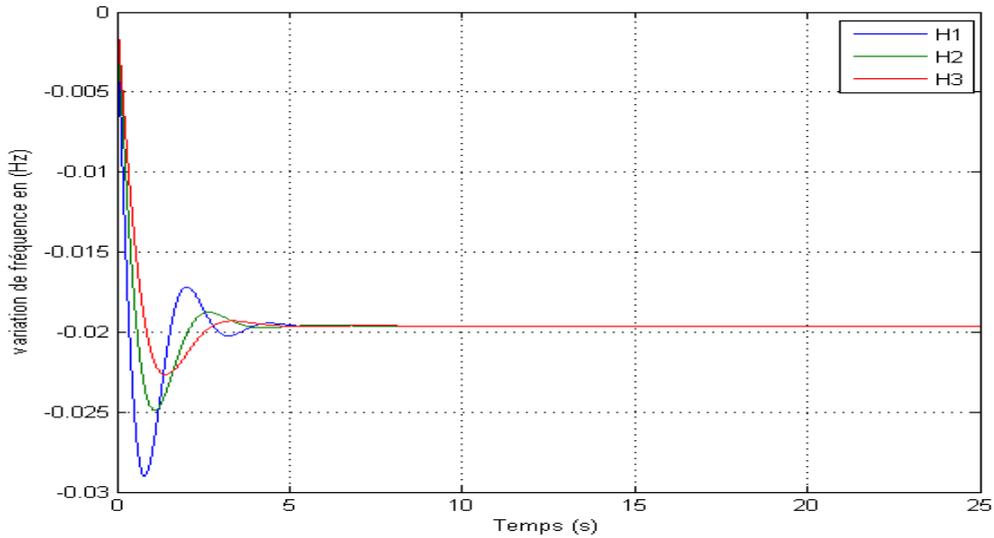


Figure II.17 : Variation de fréquence d'un réseau isolé en fonction de l'inertie

II.8.5. Impact de type de turbine

On examine le comportement de la fréquence en cas de variation de charge quand le système est équipé d'une turbine non réchauffée (non reheat) et d'une turbine réchauffée (reheat). Le bloc diagramme de simulation est donné dans la figure II.14 ci-dessous :

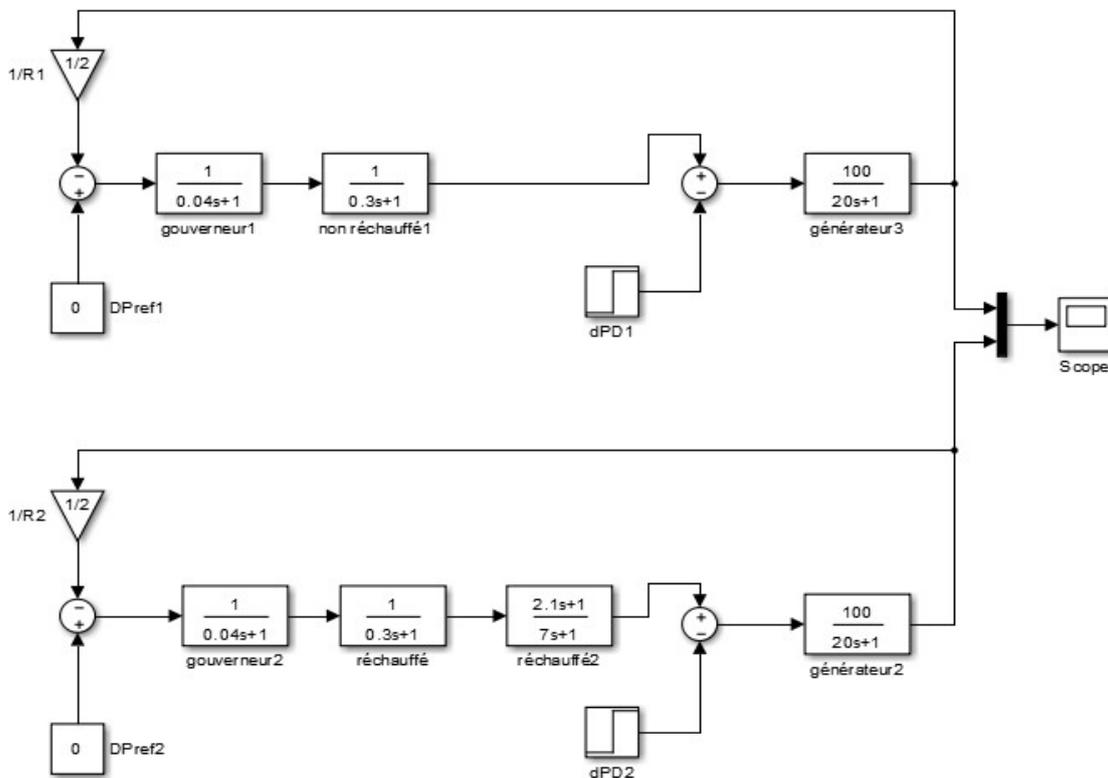


Figure II.18 : Bloc diagramme de simulation

Les turbines de types différents chauffée (reheat) et non réchauffée (non reheat) font que pour une même variation de charge, la fréquence du système se comporte différemment. Avec une turbine non réchauffée, l'amortissement de la fréquence est plus important (courbe en bleu) par rapport à celui observé quand la turbine est réchauffée (courbe en rouge). La fréquence retrouve également la fréquence stationnaire plus rapidement. Le réglage de la fréquence est donc plus performant avec une turbine non réchauffée qu'avec une turbine réchauffée. Mais cette performance vaut elle le prix que nécessite alors le kWh dans ces conditions connaissant les déperditions d'énergie auxquelles on a affaire en utilisant une telle turbine (non reheat) par rapport à celle (reheat) d'efficacité énergétique meilleure.

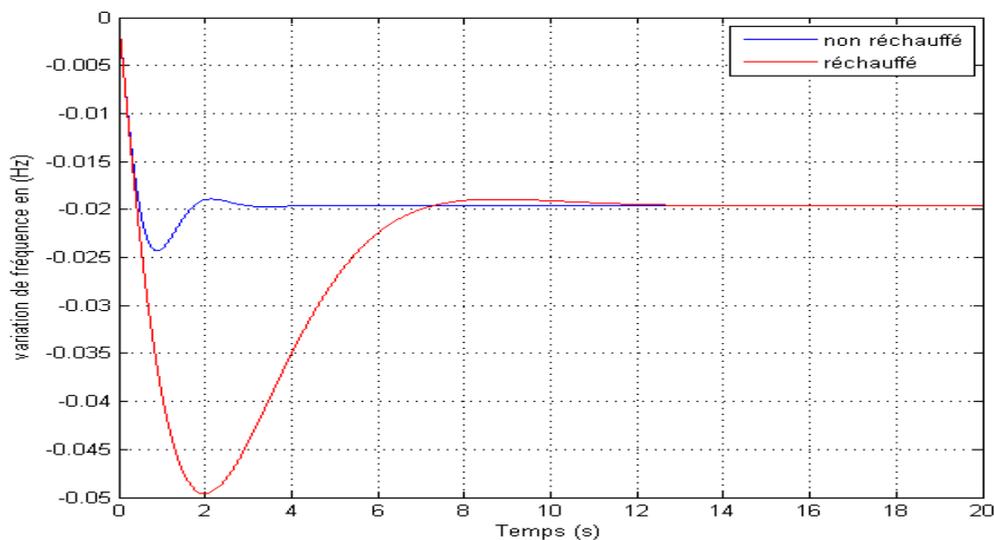


Figure II.19 : Variation de fréquence d'un réseau isolé

II.9. Etude du système régulé

Afin d'annuler l'écart de fréquence, nous devons fournir une action de réinitialisation en introduisant un contrôleur intégré pour agir sur la variation de fréquence [19]. Cet écart de réglage de la zone dit ACE (Area Control Error) et tel que $ACE = \Delta f$ permet par utilisation de l'action donnée par la relation (II.23) ci-dessous d'agir la fréquence [20].

$$\Delta P_{ref} = -k_I \int \Delta f dt \quad (II.23)$$

La transformation de Laplace de (II.23) donne :

$$\Delta P_{ref}(s) = -\frac{k_I}{s} \Delta f(s) \tag{II.24}$$

La constante de gain k_I contrôle le taux d'intégration et donc la vitesse de la réponse de la boucle est donnée par la relation (II.25) ci-dessous [19].

$$k_{I,crt} = \frac{1}{4T_p k_p} \left(1 + \frac{k_p}{R} \right)^2 \tag{II.25}$$

On examine le comportement d'un réseau isolé siège d'une variation de charge ΔP_D . La turbine du réseau est de type non réchauffée (non reheat).le bloc diagramme du système est celui de la figure II.20 ci-dessous :

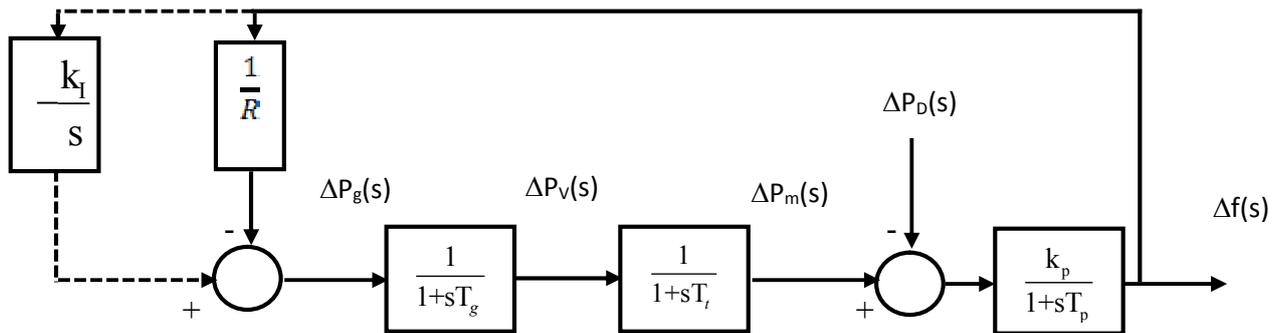


Figure II.20 : bloc diagramme d'un réseau isolé avec AGC

Les paramètres de système sont les mêmes que pour le système non régulée avec introduction de k_I égal à 0.30. Le bloc de simulation est donné dans la figure II.21 ci-dessous

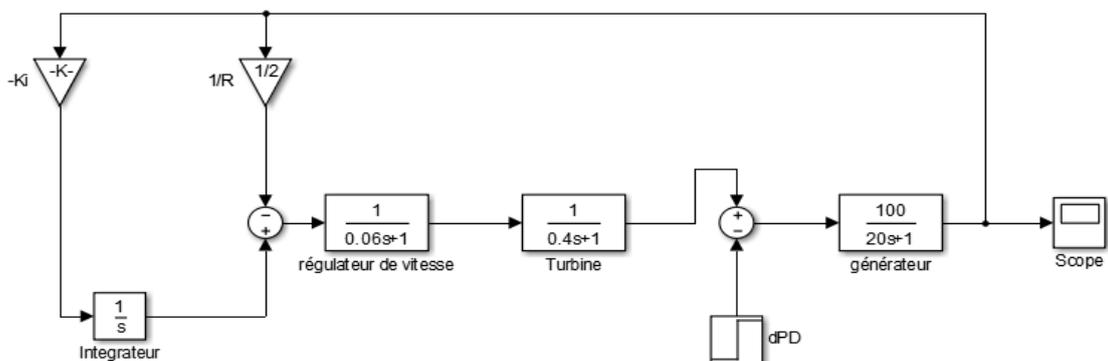


Figure II.21 : Bloc de simulation d'un réseau isolé

Le résultat de simulation de la figure II.17 ci-dessous représente la variation de fréquence du réseau isolé équipé d'un régulateur automatique de production (AGC : Automatic Generator Control). On voit clairement qu'il y a un régime transitoire mais la fréquence retrouve sa valeur nominale à 5s et s'y maintient. Le régulateur PI réduit l'écart de fréquence à zéro et permet de stabiliser la fréquence à celle synchrone.

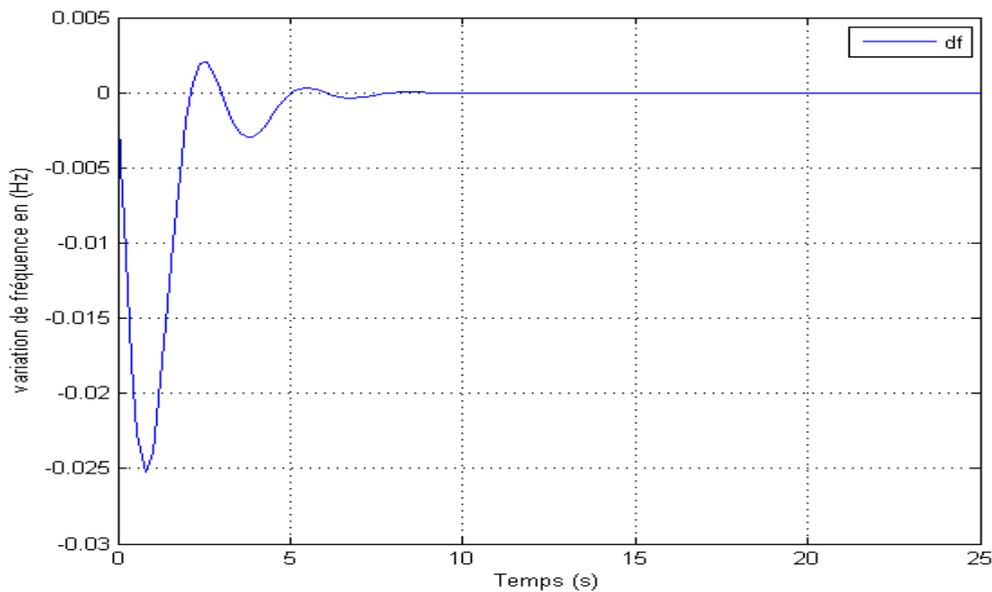


Figure II.22 : Variation de fréquence d'un réseau isolé

L'examen de l'impact de gain de régulateur k_I sur le comportement du système est réalisé en utilisant le bloc diagramme de la figure II.23 pour $K_{I1} = 0.2$ et $K_{I2} = 0.4$

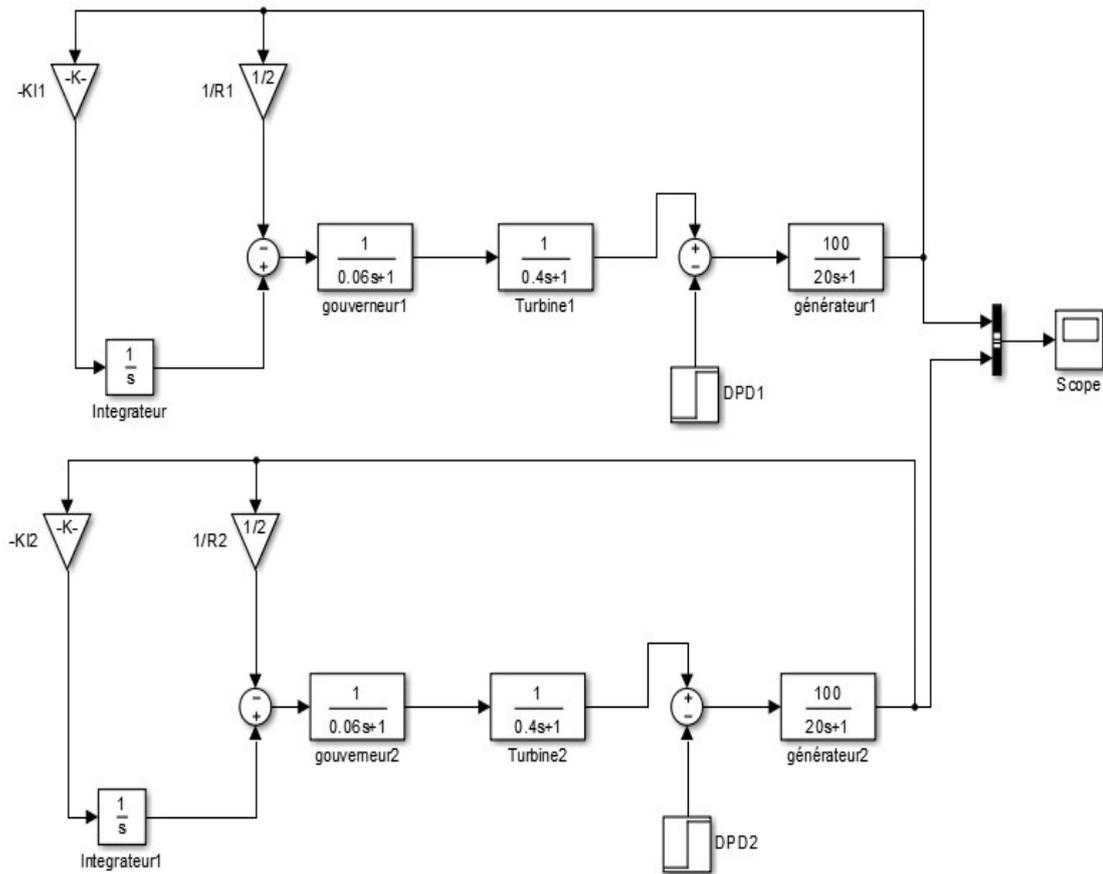


Figure II.23 : Bloc de simulation

Les résultats de simulation montrés dans la figure II.24 ci-dessous, montre que pour un gain $K_{11} = 0.2$ (courbe en rouge) les amplitudes des oscillations sont plus grandes que celles obtenues pour un gain $K_{12} = 0.4$ (courbe en bleu)

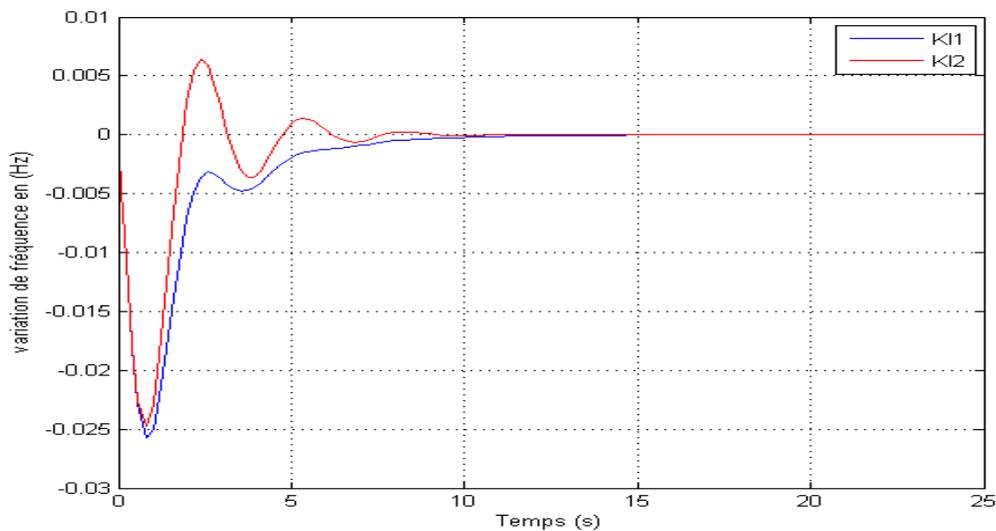


Figure II.24 : Variation de fréquence d'un réseau isolé avec $K_{11} \neq K_{12}$

Le bloc diagramme de la figure II.25 ci-dessous permet de mesurer l'impact du type de turbine sur le comportement du système.

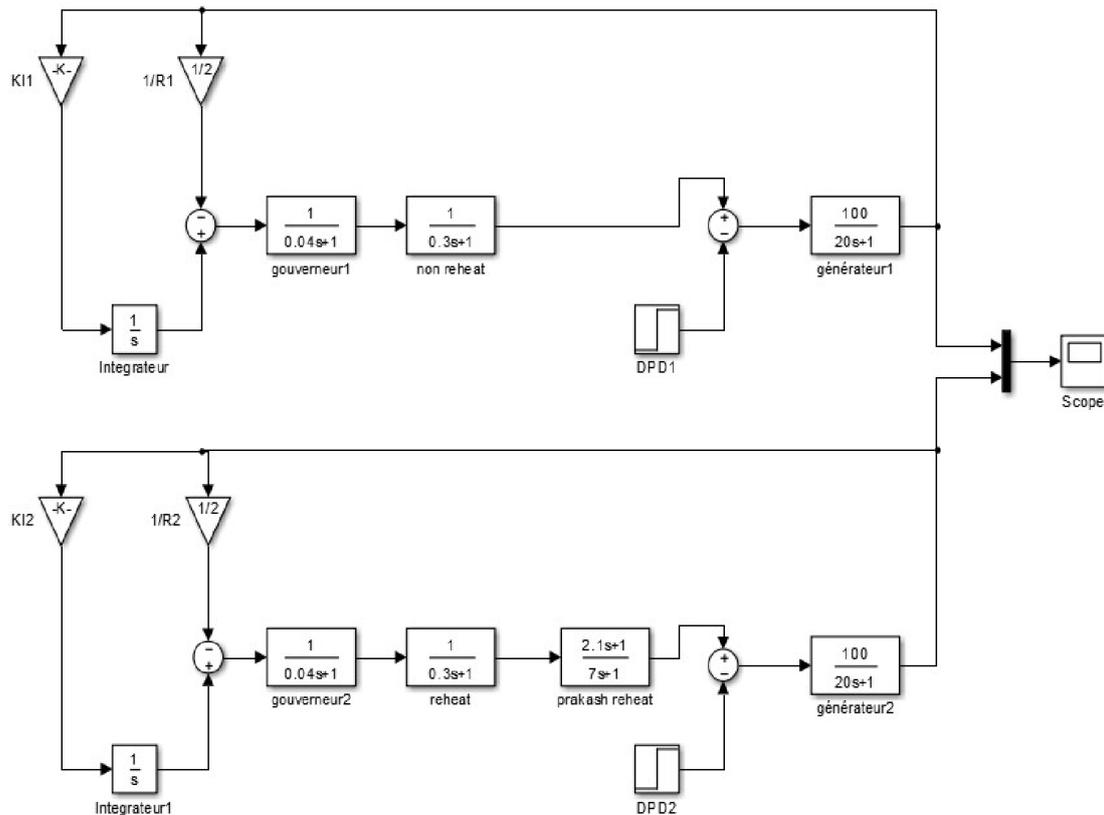


Figure II.25 : Bloc diagramme de simulation

Le résultat de simulation de la figure II.26 ci-dessous représente la variation de fréquence du réseau isolé équipé d'un régulateur automatique de production avec de turbine réchauffée et non réchauffée. On voit clairement que le régime transitoire de la courbe rouge (réchauffée) plus amorti que celle de la courbe bleu (non réchauffée) et la fréquence retrouve également la fréquence stationnaire plus rapidement. Le réglage de la fréquence est donc plus performant avec une turbine non réchauffée qu'avec une turbine réchauffée.

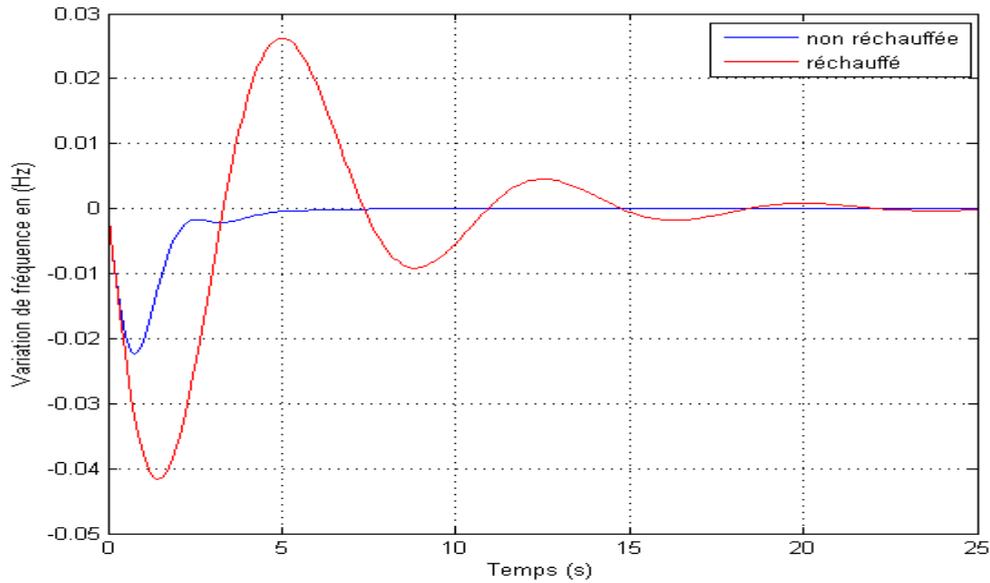


Figure II.26 : Variation de fréquence d'un réseau isolé avec deux types de turbine différents et la même K_{11}

II.10. Conclusion

Nous avons étudié la stabilité de fréquence d'un réseau isolé quand il n'est soumis à aucune régulation et quand il est régulé. Nous avons pu examiner l'impact des différents constituants (gouverneur, turbine, générateur, ...) sur le comportement du système et analyser le réseau. L'exemple du type de turbine (reheat ou non reheat) est démonstratif quant à l'importance de cet équipement sur le degré d'efficacité de la tenue de la fréquence et sur le compromis à faire entre efficacité et économie du système.