



HAL
open science

Méthodologie d'étude de l'intégration de Small Modular Reactors dans des réseaux électriques dans le cadre de la transition énergétique

Charly Boudot

► **To cite this version:**

Charly Boudot. Méthodologie d'étude de l'intégration de Small Modular Reactors dans des réseaux électriques dans le cadre de la transition énergétique. Energie électrique. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2023. Français. NNT : 2023GRALT065 . tel-04445876

HAL Id: tel-04445876

<https://theses.hal.science/tel-04445876>

Submitted on 8 Feb 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

École doctorale : EEATS - Electronique, Electrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)

Spécialité : Génie électrique

Unité de recherche : Laboratoire de Génie Electrique

Méthodologie d'étude de l'intégration de Small Modular Reactors dans des réseaux électriques dans le cadre de la transition énergétique

Methodology for studying the integration of Small Modular Reactors into power systems in the context of the energy transition

Présentée par :

Charly BOUDOT

Direction de thèse :

Yvon BESANGER

Grenoble INP

Directeur de thèse

Bruno ROBISSON

CEA

Co-directeur de thèse

Jean-Baptiste DROIN

CEA

Co-encadrant de thèse

Pierre SCIORA

CEA

Co-encadrant de thèse

Rapporteurs :

Jean-Henry FERRASSE

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Aix-Marseille Université

Marc PETIT

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Université Paris-Saclay

Thèse soutenue publiquement le **18 octobre 2023**, devant le jury composé de :

Jean-Henry FERRASSE

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Aix-Marseille Université

Rapporteur

Marc PETIT

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Université Paris-Saclay

Rapporteur

Adrien BIDAUD

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Grenoble INP

Président

Anne-Laure MAZAURIC

DOCTEUR EN SCIENCES, RTE

Examinatrice

Yvon BESANGER

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, Grenoble INP

Directeur de thèse

Bruno ROBISSON

DIRECTEUR DE RECHERCHE, CEA

Co-directeur de thèse

Invités :

Jean-Baptiste DROIN

DOCTEUR EN SCIENCES, CEA

Pierre SCIORA

INGENIEUR, CEA



Nanos gigantum humeris insidentes

Bernard de Chartres

REMERCIEMENTS

Il est tout à fait paradoxal que ces derniers paragraphes que j'écris soient les premiers qui défileront sous les yeux ébaubis des lecteurs. D'autant plus paradoxal que ces lignes seront les plus lues, alors même qu'elles ne contiennent pas une once de science. Bien-sûr, je ne compte aucunement me dérober à remercier ceux qui m'ont accompagné pendant ces trois années.

Trois années qui n'auraient pas eu lieu sans les idées farfelues et la confiance de Jean-Baptiste, auprès de qui j'ai pu exercer ma curiosité et pousser ma rigueur scientifique, dans une atmosphère toujours motivante, amicale et intellectuellement stimulante. Merci aussi à Pierre d'avoir initié ces travaux d'un nouveau genre au sein de nos labos. Merci beaucoup à vous deux pour votre disponibilité malgré vos différents projets personnels et professionnels ayant eu cours pendant ces années. Merci pour votre bonne humeur, votre écoute et pour l'intérêt constant dans mon sujet de thèse pourtant éloigné de vos domaines d'expertise.

Trois années qui n'auraient pas pu être si bien aiguillées sans Yvon. Merci beaucoup pour ta patience, ta disponibilité et ta passion de transmettre ta connaissance avec toujours énormément de pédagogie. Merci aussi à Bruno pour ton temps accordé, ta disponibilité et pour avoir permis d'aiguiller cette thèse sur des chemins plus pertinents.

Trois années dont l'issue fut enrichissante grâce à Jean-Henry Ferrasse et Marc Petit qui ont accepté d'être rapporteurs de mes travaux. Je suis conscient du temps que nécessite ce travail minutieux et j'en suis d'autant plus reconnaissant. Merci à Adrien Bidaud d'avoir accepté de présider mon jury de thèse. J'apprécie beaucoup le fait qu'il existe une continuité entre votre enseignement à Grenoble INP et votre regard apporté à ma production scientifique à travers cette thèse. Je souhaite aussi remercier grandement Anne-Laure pour trois raisons. Merci d'abord pour toute la connaissance que tu m'as transmise pendant notre année biseau où j'apprenais à dompter PowerFactory et où tu rédigeais ton manuscrit. Merci ensuite pour ta prévenance pendant la période du covid et pendant nos périodes de télétravail partagé. Et finalement, merci d'avoir accepté d'examiner mes travaux de thèse. Je ne vois pas bien qui aurait pu être plus pertinent que toi quant aux enjeux et aux difficultés impliqués par de tels travaux bi-disciplinaires. Au-delà de ces profils académiques qui ont entouré l'achèvement de mes études supérieures, j'aimerais adresser un remerciement incongru et impersonnel aux enseignants qui m'ont marqué, qui étaient passionnés de transmettre leurs savoirs avec pédagogie et passion.

Trois années qui n'auraient pas pu trouver meilleure continuité sans la ligne hiérarchique du SESI. Merci donc à Claire, Maxime et Gérard pour votre confiance renouvelée par deux fois.

Et finalement, trois années qui n'auraient pas été si captivantes et agréables sans mes collègues (dans le sens littéral et dans le sens sudiste du terme). Merci en particulier à Idris, avec qui j'ai partagé les joies et les déboires qu'impliquent une thèse, mais aussi pour toutes les discussions dont la teneur ne sera — heureusement — pas étalée ici. Merci à Lucas et Camille pour votre bienveillance et votre générosité, pour votre sens de l'accueil et pour tous les moments passés ensemble (à me faire couper des oignons...). Merci à Elena et à Antonio pour votre gaieté, pour toutes nos discussions et aussi pour nos échanges de balles qui ressemblaient plutôt à ceux de Carlos Moyen contre Novak DjokoWish. Merci à Seb, grand amateur de nœuds en huit et de rhums en tout genre. Merci à Baptiste, Manon, ClémentLiegeard, Xavier, Martin, Laura, Alessandro et Paolo pour votre bonne humeur et l'atmosphère convivial que vous apport(i)ez au service. Merci finalement à Pierre M. pour l'énorme travail que tu as fourni pendant ton stage, pour ta sympathie et ta bonne humeur malgré le changement radical de voie que tu envisageais.

Et bien au-delà de ces trois années, je souhaite aussi exprimer ma gratitude infinie à mes amis, qui sont pour moi, bien plus que ce simple terme évoque. Un grand merci à mon bon Douf, le très excellent fut-un-temps colocataire et le meilleur des compagnons de voyage pour tous ces moments avouables ou un peu moins, depuis plus d'un quart de siècle. Un grand merci en particulier de m'avoir soutenu et supporté durant cette belle aventure que fut cette thèse. Oserais-je dire que tu es un peu

mon Sam Gamegie ? Un grand merci à mein Brudi, le plus grand musicien que cette terre ait jamais porté. Un grand merci pour toutes ces discussions calmes, emportées, en accord ou en total désaccord, mais toujours passionnantes et stimulantes, et surtout si éclectiques. Il n'existe rien de plus vivifiant que cette volonté et cette curiosité de partage de nos passions respectives. Je t'envoie donc ein tausend bécots, que tu partageras avec Hannitoh. J'aimerais aussi remercier la grande Fribule pour sa patience et son soutien durant ces trois années. Un grand merci pour ses mauvais et ses bons conseils, et un merci tout particulier pour ses bonnes fréquentations ! J'en profite pour répondre officiellement: « T'inquiètes, t'es ma préf' ». J'aimerais ensuite exprimer ma gratitude à tous les bons copains de Vesoul. Je dédicace tout d'abord tous les « triphasé » de ce manuscrit à mon beau Bambino et à cette bonne Clem', pour leur jovialité, leur générosité et leur curiosité. Ensuite, je fusse mort d'envie d'avoir été capable d'écrire ces remerciements en myxolydiens et en vers, mais je ne le suis point (capable, pas un ver, hein). Alors désolé mon bon Guitou, mais je vais rester, moi et ma médiocre poésie, à fanfaronner d'avoir été le premier témoin de votre bel amour avec cette bonne Marianouze. Merci à vous deux pour le plaisir et l'apaisement intellectuel qu'apportent nos discussions, dans ce monde de brutes. J'aimerais finalement remercier tous les Rouhier, Guillet et affiliés de Franche-Comté et de Navarre pour toute l'affection et le soutien portés depuis à peu près ma naissance. Enfin, il me semble nécessaire d'exprimer ma gratitude, une fois de plus, envers Titi et Salma pour l'honneur de leur confiance. Je rajouterai en plus de vous deux, un grand merci à Lolo, Céçou et Adri, pour avoir rendu mes jeunes années grenobloises si mémorables.

Au-delà de ces trois années aussi, je souhaite exprimer ma gratitude et ma reconnaissance les plus grandes à mes parents qui m'ont — sans avoir jamais vraiment compris en quoi consistaient mes études jusqu'au jour de ma soutenance — toujours soutenu moralement et qui m'ont donné toutes les chances de pouvoir faire ce qui me passionnait, je vous remercie infiniment. Je souhaite aussi coucher sur le papier une tendre pensée à mes grands-parents. Merci entre autres de m'avoir laissé regarder tant de *C'est pas Sorcier* après l'école. Cette émission n'est, je pense, pas exempte de tout reproche quant à mon goût pour les sciences. Je tiens aussi à adresser des remerciements à ma petite famille, disséminée à Toulouse, Faverney, Meursault et en Bretagne, pour l'environnement dans lequel vous m'avez donné de grandir. Un merci particulier à Seb pour ta présence le jour de ma soutenance et pour m'avoir, peut-être ne le sais-tu pas, motivé à suivre cette voie scientifique. Un autre merci particulier à Teuteu et à Dada pour votre présence à ma soutenance et pour la toute dernière relecture ultimement finale de ce manuscrit. Et finalement, merci à Maryse pour ta gentillesse depuis toujours et pour ta présence le jour de ma soutenance.

Pour finir en beauté, je tiens à adresser un tout dernier et surtout un doux remerciement à Charline qui a, entre autres, permis d'adoucir le traumatisme de la rédaction¹.

¹ A bon entendeur pour tout doctorant passant par là...Fuyez pauvres fous !

SOMMAIRE

Sommaire	vii
Nomenclature	ix
Liste des figures	xv
Liste des tableaux	xix
Introduction générale.....	1
Chapitre I - Contexte, problématique et positionnement	3
I.1. Contexte et problématique	4
I.2. Etat de l'art sur l'interaction du nucléaire flexible et des réseaux électriques	25
I.3. Démarche et organisation du manuscrit	28
Chapitre II - Outils de modélisation des réseaux électriques et de dynamique des réacteurs nucléaires	33
II.1. Introduction	34
II.2. Modélisation des réseaux électriques	34
II.3. Modélisation des réacteurs nucléaires	49
II.4. Conclusion partielle	56
Chapitre III - Couplage de la physique des réseaux électriques à celle des réacteurs nucléaires	59
III.1. Introduction.....	60
III.2. Méthodologie d'un couplage et choix du chaînage	60
III.3. Analyse physique des transitoires étudiés pour le chaînage	67
III.4. Mise en œuvre du chaînage	71
III.5. Conclusion partielle	90
Chapitre IV - Apport des SMR à la stabilité des réseaux électriques contraints.....	93
IV.1. Introduction	94
IV.2. Méthodologie générale.....	94
IV.3. Application à un réseau continental interconnecté.....	101
IV.4. Application à un réseau insulaire	120
Chapitre V - Conclusion et perspectives	129
V.1. Conclusion	129
V.2. Perspectives des travaux	130
Références	133
Annexe A - Données du réseau IEEE 39-nœuds de Nouvelle-Angleterre.....	141

Annexe B – Choix de modélisation du réseau de Guadeloupe	145
Annexe C – Extrapolation des données des machines synchrones.....	151
Annexe D - Théorie des graphes et impédance effective	153
Annexe E - Boîtes à moustaches	157
Annexe F - Evolution de l'inertie des turboalternateurs.....	159
Résumé	167
Abstract.....	168

NOMENCLATURE

Acronymes

ASTRID	Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration
AVR	Automatic Voltage Regulator
BCS	BouCles Secondaires
BP	Basse Pression
CANDU	CANada Deuterium Uranium
CATHARE	Code Avancé de THERmohydraulique pour les Accidents dans les Réacteurs à Eau
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives
CFD	Computational Fluid Dynamics
CPU	Central Processing Unit
ECSG	Echangeur de Chaleur Sodium-Gaz
EDF	Electricité de France (Entreprise)
EI	Echangeur Intermédiaire
EMT	Electromagnetic Transient
EPR	REP français de 3ème génération
FACTS	Flexible AC Transmission System
FPPT	Flexible Power Point Tracking
GOV	Régulateur de vitesse ou <i>GOVERNOR</i> en anglais
GV	Générateur de Vapeur
G2Elab	Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble
HP	Haute Pression
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
HWGCR	Réacteur à eau lourde refroidi au gaz
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Société savante)
IQ	InterQuartile
OCS	Outil de Calcul Scientifique
PF	PowerFactory (Code de calcul)
PSS	Power System Stabilizer
PV	PhotoVoltaïque
REB	Réacteur à Eau Bouillante
REP	Réacteur à Eau Pressurisé
RMS	Root Mean Square
RNR(-Na)	Réacteur à Neutrons Rapides (refroidi au sodium)
RTE	Réseau de Transport d'Electricité (Entreprise)
SCE	Système de Conversion de l'Energie
SF	Source Froide
SMR	Small Modular Reactor

STEP	Stations de Transfert d'Energie par Pompage
TAC	Turbine à combustion
UNGG	Uranium Naturel Graphite Gaz
VHTR	Very High Temperature Reactor
VVER	REP Russe

Notations mathématiques

j	Nombre imaginaire pur
$Z \angle \alpha$	Phaseur de module Z et d'argument α
\underline{Z}	Valeur complexe d'une grandeur de module Z
\underline{Z}^*	Nombre conjugué d'une grandeur de module Z
\Im	Partie imaginaire
\Re	Partie réelle
x_k^n	Grandeur x au pas de temps n et à l'itération k
$\binom{n}{k}$	k parmi $n = \frac{n!}{k!(n-k)!}$
\bar{X}	Moyenne de la série X
\mathcal{A}	Matrice A
\mathcal{A}^+	Pseudoinverse de Moore-Penrose de la matrice A
$\dot{()}$	Dérivée temporelle
$()'$	Composante transitoire
$()''$	Composante sub-transitoire
$()_d$	Composante longitudinale (relative à l'axe-d)
$()_q$	Composante transversale (relative à l'axe-q)
$\%P_n$	Unité relative à la puissance nominale

Notations latines

A	m^2	Section de passage
\mathcal{A}	–	Matrice d'admittance
B	S	Susceptance
C_0	W	Charge sur le rotor
C_k	adim	Facteur de friction
C_p	$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$	Capacité thermique massique à puissance constante
C_v	–	Coefficient de variation
c	$m \cdot s^{-1}$	Vitesse du son
D	p. u.	Facteur d'amortissement
D_m	$kg \cdot s^{-1}$	Débit massique
D_v	$m^3 \cdot s^{-1}$	Débit volumique
E	V	Force électromotrice
e	p. u.	Force électromotrice
e_{fd}	p. u.	Tension d'excitation

Et	–	Etendue
f	Hz	Fréquence électrique
Δf	Hz	Ecart à la fréquence électrique nominale
f_n	Hz	Fréquence électrique nominale
G	S	Conductance
g	m. s ⁻²	Accélération de la pesanteur terrestre
H	s	Constante d'inertie relative à la puissance apparente
h	J. kg ⁻¹	Enthalpie
I	A	Intensité du courant
J	p. u.	Vecteur des courants
i	p. u.	Intensité du courant
J	kg. m ²	Moment d'inertie
J	–	Matrice Jacobienne
K	–	Coefficient de friction singulière
L	H	Inductance
\mathcal{L}	–	Matrice Laplacienne
n	–	Rapport de transformation
P	W	Puissance active
ΔP	W	Ecart à la puissance nominale
P	Pa	Pression du fluide
P_i	Pa	Pression interfaciale
p	p. u.	Puissance active
p	s ⁻¹	Variable de Laplace (dans les schémas fonctionnels)
\mathcal{P}	–	Paires de pôles
P_e	W	Puissance électrique
p_e	p. u.	Puissance électrique
P_m	W	Puissance mécanique
p_m	p. u.	Puissance mécanique
p_{max}	p. u.	Puissance maximale
P_n	W	Puissance active nominale
Q	VAr	Puissance réactive
q	p. u.	Puissance réactive
q_{ke}	W. m ⁻²	Flux thermique à l'interface de la phase k
q_{pk}	W. m ⁻²	Flux thermique entre la phase k et le mur
R	Ω	Résistance
\mathcal{R}	–	Taux de stratification
r_l	$\Omega. m^{-1}$	résistance linéique
r_s	p. u.	Résistance du stator
S	VA	Puissance apparente
s	%	Statisme
S_n	VA	Puissance apparente nominale

s_n	p. u.	Puissance apparente nominale
T	K	Température du fluide
T_0	s	Constante de temps en circuit ouvert
U_0	%/s	Vitesse maximale d'ouverture de la vanne de la turbine
U_c	%/s	Vitesse maximale de fermeture de la vanne de la turbine
V	V	Tension
\mathcal{V}	p. u.	Matrice des tensions
v	p. u.	Tension
ν	m. s ⁻¹	Vitesse du fluide
V_n	V	Tension nominale
V_T	V	Tension aux bornes de l'alternateur
v_T	p. u.	Tension aux bornes de l'alternateur
v_∞	p. u.	Tension au nœud infini
w_i	m. s ⁻¹	Vitesse à l'interface
X	Ω	Réactance ($= L\omega$)
x_l	$\Omega \cdot m^{-1}$	Réactance linéique
x_ℓ	p. u.	Réactance (ou inductance) de fuite
x_s	p. u.	Réactance (ou inductance) synchrone
x_T	p. u.	Réactance (ou inductance) du transformateur
x_{tot}	p. u.	Réactance entre la force électromotrice et le nœud infini
Y	S	Admittance ($Y = G + jB$)
\mathcal{Y}	p. u.	Matrice d'admittance
y	S	Admittance
Z	Ω	Impédance ($Z = R + jX$)
Δz	m	Différence d'altitude

Notations grecques

α	—	Taux de vide
β	—	Coefficient de masse ajoutée
Γ_m	N. m	Couple mécanique (moteur)
Γ_e	N. m	Couple électrique (résistif)
Γ_t	kg. m ⁻³ . s ⁻¹	Transfert de masse entre phases
γ	—	Coefficient adiabatique du fluide
δ	rad	Angle interne de la machine
η	—	Efficacité isentropique
θ	rad	Déphasage tension/courant
μ	—	Moyenne d'une série de données
Π	—	Rapport de pression
ρ	kg. m ⁻³	Masse volumique
σ	—	Ecart-type d'une série de données

τ_i	—	Friction interfaciale
φ	rad	Déphasage tension/courant
χ_c	m	Périmètre de chauffage
χ_f	m	Périmètre de friction
Ω	tour. min ⁻¹	Vitesse de rotation
ω_e	rad. s ⁻¹	Pulsation électrique
ω_m	rad. s ⁻¹	Vitesse angulaire de rotation mécanique (liée à la rotation du rotor)
ω_n	rad. s ⁻¹	Vitesse angulaire de rotation mécanique nominale
$\Delta\omega$	rad. s ⁻¹	Ecart de la vitesse angulaire du rotor = $p(\omega_n - \omega_m)$

LISTE DES FIGURES

Figure I-1. Illustration du flux d'énergie historique, du réseau de transport vers le réseau de distribution	6
Figure I-2. Illustration des flux d'énergie à l'avenir, multidirectionnels.....	6
Figure I-3. Synthèse des réserves de puissance active, issue de [25]	12
Figure I-4. Modèle d'une ligne électrique courte : (a) schéma d'une ligne ; (b) diagramme de Fresnel [1].....	13
Figure I-5. Transits de puissance réactive dans les réseaux électriques, issue de [23]	15
Figure I-6. Illustration d'un transfert de puissance : (a) diagramme du modèle de Behn-Eschenburg ; (b) Diagramme de Fresnel équivalent ; (c) Caractéristique puissance-angle interne	17
Figure I-7. Diagramme temporel des mécanismes impactés par l'insertion massive d'EnRI.....	29
Figure II-1. Modélisation en π d'une ligne haute-tension.....	36
Figure II-2. Modélisation d'un transformateur à régleur en charge.....	37
Figure II-3. Organigramme du fonctionnement des calculs dynamiques, adaptée de [70].....	40
Figure II-4. Diagramme du fonctionnement des calculs dynamiques, adaptée de [70]	41
Figure II-5. Modèle standard d'une machine synchrone : (a) Modèle électrique ; (b) Diagramme de Fresnel équivalent	42
Figure II-6. Régulateur type IEEE1	44
Figure II-7. Représentation schématique des différents types de composants en interaction dans PowerFactory	45
Figure II-8. Représentation du réseau 39-noeuds.....	46
Figure II-9. Représentation du réseau de Guadeloupe	47
Figure II-10. Mix électrique du réseau de Guadeloupe en 2019, issue de [90].....	47
Figure II-11. Exemple de plan de production journalier du réseau de Guadeloupe en 2010, issue de [89]	48
Figure II-12. Comparaison de l'essai DTG1 simulé et réel	49
Figure II-13. Représentation schématique des différents types de composants en interaction dans CATHARE	52
Figure II-14. Exemple de cartes de performance d'une turbine avec la vitesse de rotation et le débit en entrée : (a) calculant le rapport de pression ; (b) calculant l'efficacité isentropique.....	54
Figure II-15. Schéma des boucles du prototype ASTRID	55
Figure II-16. Schéma du SCE Brayton d'Astrid 600 Gaz.....	55
Figure II-17. Schéma de principe du fonctionnement de CATHARE (en haut) et PowerFactory (en bas).....	56
Figure III-1. Diagramme schématique d'un couplage entre CATHARE (en haut) et PowerFactory (en bas).....	60
Figure III-2. Liste non-exhaustive de méthodes numériques permettant l'étude bi-disciplinaire évoquée.....	61
Figure III-3. Couplage implicite	62
Figure III-4. Couplage explicite	63
Figure III-5. Chaînage	63
Figure III-6. Chaînage retour.....	64
Figure III-7. Cartographie à confirmer de l'utilisation des méthodes de couplage décrites	65
Figure III-8. Diagramme schématique du chaînage entre PowerFactory et CATHARE.....	66
Figure III-9. Organigramme du fonctionnement du chaînage proposé.....	67
Figure III-10. Modèle d'une machine synchrone : (a) Modèle électrique ; (b) Diagramme de Fresnel équivalent.....	68
Figure III-11. Courbe puissance-angle interne et application à un court-circuit	69
Figure III-12. Courbe puissance-angle interne et application schématique à une diminution de la puissance électrique	70
Figure III-13. Comparaison des grandeurs calculées par PowerFactory et celles imposées en conditions aux limites à CATHARE : (a) Fréquence électrique au niveau du SMR ; (b) Charge Co sur la turbine ; (c) Puissance de consigne de la turbine	72
Figure III-14. Comparaison de la puissance de la turbine pour une perte de poste source	72

Figure III-15. Comparaison de l'angle rotorique pour une perte de poste source	74
Figure III-16. Comparaison de l'évolution de la puissance de la turbine pour un échelon de fréquence et pour une rampe de fréquence	75
Figure III-17. Comparaison de la vitesse de rotation pour une perte de poste source.....	76
Figure III-18. Comparaison de la chaleur échangée à l'ECSG pour une perte de poste source	76
Figure III-19. Comparaison de l'évolution de la puissance de la turbine pour deux vitesses d'ouverture maximales de la vanne de bypass	77
Figure III-20. Schéma du cycle Brayton et quelques points d'intérêts évoqués dans l'analyse	77
Figure III-21. Comparaison de grandeurs du fluide à la sortie du récupérateur et à l'entrée de l'ECSG : (a) vitesse du fluide ; (b) pression	78
Figure III-22. Comparaison de la puissance de la turbine pour un court-circuit	79
Figure III-23. Comparaison de la variation de l'angle interne pour un court-circuit	80
Figure III-24. Comparaison de l'évolution de l'angle interne d'Astrid dans deux cas simplifiés	81
Figure III-25. Comparaison de la chaleur échangée à l'ECSG pour un court-circuit.....	82
Figure III-26. Comparaison de l'évolution du débit dans la turbine pour le même évènement de variation de la vitesse du rotor, avec les modèles de PowerFactory et de CATHARE	83
Figure III-27. Comparaison de l'évolution de la puissance de la turbine pour une même évolution de débit dans la turbine avec les modèles de PowerFactory et de CATHARE.....	84
Figure III-28. Reconstruction de la puissance mécanique développée par l'ensemble {turbine + compresseurs} en fonction de la vitesse de rotation de l'ensemble et du débit massique dans le circuit	85
Figure III-29. Evolution de la puissance en fonction de la vitesse et du débit	86
Figure III-30. Evolution de la fréquence au nœud 28 calculée par PowerFactory-seul et avec un chaînage retour : (a) Comparaison des fréquences ; (b) Différence des fréquences	86
Figure III-31. Evolution de la puissance des turbines des 9 SMR remplaçant les réacteurs nucléaires calculées par PowerFactory	88
Figure III-32. Evolution de la puissance des turbines des 9 SMR remplaçant les réacteurs nucléaires calculées par le chaînage.....	88
Figure III-33. Evolution de la puissance de la turbine d'SMR 0 calculée par PowerFactory et par CATHARE-chaîné	89
Figure III-34. Evolution de la fréquence au nœud 19 calculée par PowerFactory-seul et par PowerFactory-chaîné : (a) Comparaison des fréquences ; (b) Différence des fréquences	89
Figure IV-1. Synthèse des méthodes d'analyse de sensibilité, adaptée de [117, 118]	100
Figure IV-2. Diagramme de décision pour le choix d'une méthode d'analyse de sensibilité appropriée [117, 118]	100
Figure IV-3. Illustration du comportement du réseau 39-nœud après un court-circuit fugitif et illustration des définitions des deux estimateurs	102
Figure IV-4. Evolution d'indicateurs statistiques sur une série de données (5 modularisations) en fonction du nombre de simulations	103
Figure IV-5. Fréquence extrême	104
Figure IV-6. Circuit RL simple avec un interrupteur simulant le court-circuit	105
Figure IV-7. Circuit électrique comprenant une machine synchrone simplifiée, une ligne électrique et un court-circuit	106
Figure IV-8. Temps de retour extrême	108
Figure IV-9. Comparaison de l'évolution de la fréquence au nœud le plus pénalisant d'une combinaison donnant un temps de retour de 4,3 s et d'une autre ayant un temps de retour de 6,0 s	109
Figure IV-10. Boîte à moustaches des fréquences extrêmes en fonction de la part de SMR dans la production	110
Figure IV-11. Impact de la modification des grandeurs impliquées par la modularisation sur la fréquence extrême.....	111
Figure IV-12. Fréquence extrême en fonction de l'inertie du réseau	112
Figure IV-13. Impact de la modularisation sur la fréquence extrême en fonction de l'inertie du réseau.....	112
Figure IV-14. Evolution des constantes d'inerties de générateurs de centrales nucléaires en fonction de leur puissance active nominale sur le réseau 39-nœuds et d'après [113]	114

Figure IV-15. Evolution de la vitesse de rotation du rotor pour différents ensembles de paramètres	115
Figure IV-16. Boîte à moustaches des temps de retour extrêmes en fonction de la part de SMR dans la production	116
Figure IV-17. Impact des paramètres sur le temps de retour extrême	116
Figure IV-18. Evolution du courant statorique pendant un court-circuit avec un modèle de machine synchrone du 6 ^{ème} ordre, issue de [1]	117
Figure IV-19. Evolution d'admittances de générateurs de centrales nucléaires caractéristiques pour les comportements lors de courts-circuits en fonction de leur puissance active nominale sur le réseau 39-nœuds et d'après [113]	118
Figure IV-20. Evolution des constantes de temps transitoires et sub-transitoires de générateurs de centrales nucléaires en fonction de leur puissance active nominale sur le réseau 39-nœuds et d'après [113]	118
Figure IV-21. Exemple de plan de production journalier Guadeloupéen avec substitution de moyens carbonés par des SMR, adaptée de la Figure II-11.....	121
Figure IV-22. Illustration du comportement du réseau de Guadeloupe après évènement de type N-1 et illustration des deux estimateurs : (a) de fréquence extrême ; (b) de variation de puissance.....	122
Figure IV-23. Cartographie des creux de fréquence lors d'un évènement de type « N-1 » lors d'un creux de consommation	123
Figure IV-24. Cartographie des creux de fréquence lors d'un évènement de type « N-1 » lors d'un pic de consommation.....	124
Figure IV-25. Cartographie des variations de puissance impliquées lors d'un évènement de type « N-1 » lors d'un pic de consommation	125
Figure A-1. Représentation du réseau 39-noeuds.....	141
Figure A-2. Régulateur de type IEEEG1	142
Figure A-3. Régulateur de type IEEEG3	143
Figure A-4. Modèle d'AVR type ST1, issue de [122]	143
Figure A-5. Conventional Power System Stabilizer, issue de [82].....	144
Figure B-1. Représentation du réseau de Guadeloupe	145
Figure B-2. GOV pour les générateurs diesel comprenant un statisme et un filtre avance-retard..	147
Figure B-3. Comparaison de la consommation des charges de Guadeloupe dans le cas du "scénario 1" de [89] : (a) les puissances actives ; (b) les puissances réactives	148
Figure B-4. Comparaison de la production des générateurs de Guadeloupe dans le cas du "scénario 1" de [89] : (a) les puissances actives ; (b) les puissances réactives	148
Figure B-5. Comparaison du plan de tension de Guadeloupe dans le cas du "scénario 1" de [89]..	149
Figure B-6. Comparaison de la fréquence sur le réseau de Guadeloupe pour l'essai DTG1.....	150
Figure D-1. Exemples de graphes électriques	154
Figure E-1. Schéma de principe des boîtes à moustaches	157
Figure F-1. Diamètres maximaux d'un rotor de turbo-alternateur bipolaire à vitesse nominale de 3 000 tour/min [126]	160
Figure F-2. Photographie d'un groupe turbo-alternateur de 900 MW au Bugey, par [129].....	161
Figure F-3. Dessin de la turbine Arabelle de General Electric, issue de [130].....	161
Figure F-4. Dernière ailette des turbines à vapeur basse pression : réalisations comparées aux limites constructives, issue de [131]	162
Figure F-5. Exemple d'ailette de 1,36 m de hauteur pour une turbine basse-pression [131]	163
Figure F-6. Corps basse pression d'une turbine Arabelle en construction [132]	164

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1. Capacités de flexibilité des centrales de production classiques.....	18
Tableau I.2. Recensement non exhaustif de mécanismes impactés par l'insertion massive d'EnRI et de solutions à l'étude	20
Tableau II.1. Comparaison des principaux logiciels de simulation de réseaux électriques, issu de [75].....	34
Tableau II.2. Types de bus permettant la description d'un <i>load flow</i> , adapté de [70, 76].....	38
Tableau II.3. Valeurs fixées, inconnues et initiales permettant le calcul de <i>load flow</i>	38
Tableau III.1. Paramètres de l'alternateur du SMR.....	71
Tableau IV.1. Paramètres de différents types de turbo-alternateurs de SMR.....	96
Tableau IV.2. Plan d'expérience des paramètres d'entrée	99
Tableau IV.3. Plan d'expérience adapté au réseau continental.	103
Tableau IV.4. Fréquence médiane de chaque groupe de la Figure IV-5 (a) en fonction de l'impédance effective pondérée par la puissance.....	105
Tableau IV.5. Indicateurs statistiques de la fréquence extrême	107
Tableau IV.6. Indicateurs statistiques du temps de retour extrême.....	109
Tableau IV.7. Indicateurs statistiques de la fréquence extrême	110
Tableau IV.8. Indicateurs statistiques du temps de retour extrême	115
Tableau IV.9. Résumé des principaux résultats de l'étude sur un réseau continental interconnecté, issus des Tableau IV.5, Tableau IV.6, Tableau IV.7 et Tableau IV.8	120
Tableau IV.10. Plan d'expérience adapté au réseau insulaire	122
Tableau A.1. Paramètres des modèles du 6 ^{ème} ordre des machines synchrones du réseau 39-noeuds	142
Tableau A.2. Paramètres des alternateurs ayant un GOV IEEEG1.....	142
Tableau A.3. Paramètre du régulateur IEEEG3 présent sur la machine 10	143
Tableau A.4. Paramètres de l'AVR ST1 présent sur toutes les machines du réseau 39-noeuds	143
Tableau A.5. Paramètres des <i>Conventional Power System Stabilizer</i> pour chaque machine du 39-noeud, d'après [82]	144
Tableau B.1. Caractéristiques des lignes électriques de Guadeloupe	145
Tableau B.2. Caractéristiques des générateurs électriques de Guadeloupe, issu de [88]	146
Tableau B.3. Etat du parc de Guadeloupe avant l'essai DTG1, issu de [89]	149
Tableau B.4. Puissances consommées par les charges, d'après [88].....	150
Tableau C.1. Modèles de turbo-alternateurs de SMR.....	151
Tableau D.1. Expression de moyennes usuelles.....	156
Tableau F.1. Principales caractéristiques des turbo-alternateurs de centrales nucléaires en France jusqu'en 1977, issu de [127].....	165

INTRODUCTION GENERALE

Le secteur électrique est à la fois un vecteur de développement économique et humain sans précédent, mais aussi le principal émetteur de gaz à effet de serre anthropique à l'échelle du globe. Les volontés affichées par les gouvernances mondiales de lutte contre ces émissions de gaz à effet de serre s'accompagnent de profonds changements dans les usages de l'énergie, regroupés sous le terme de « transition énergétique », qui conduisent à la mutation des systèmes électriques.

Idéalement, la diminution de la part de production d'électricité par des moyens carbonés tels que le gaz ou le charbon devrait être compensée par l'augmentation de la part de production d'électricité par des Energies Renouvelables Intermittentes (EnRI) décarbonées telles que l'éolien ou le photovoltaïque notamment. Toutefois, les réseaux électriques ont été bâtis et optimisés autour des courants alternatifs générés par les machines synchrones des centrales thermiques, nucléaires ou hydrauliques et dont leur production est *dispatchable*¹. Les EnRI, quant à elles, ne sont pas *dispatchables*, sont dépendantes des conditions météorologiques et produisent généralement de l'électricité en courant continu. Les enjeux économiques, technologiques, de pilotabilité et de sûreté des réseaux sont nombreux pour transformer les réseaux électriques afin qu'ils puissent accueillir plus d'EnRI à l'avenir. Il existe autant de verrous soulevés que de pistes de recherches prometteuses ou éprouvées dans la littérature scientifique internationale, abondante de ces sujets.

D'un autre côté, le secteur de la recherche nucléaire développe de nombreux projets de petits réacteurs nucléaires appelés *Small Modular Reactor* (SMR). Les réacteurs nucléaires étant des moyens de production pilotables, sûrs, décarbonés et économiques, sont par conséquent en adéquation avec les enjeux de la transition énergétique. Les principaux avantages des SMR attendus et avancés par divers rapports, en comparaison des centrales historiques, sont qu'ils pourraient être encore plus sûrs grâce à des systèmes de sécurité passifs permis par leurs plus petites puissances, plus économiques grâce à des gains obtenus sur des économies de production à la chaîne — et non plus d'économies d'échelle — et présenteraient des caractéristiques intéressantes du point de vue de la flexibilité.

Concernant ce dernier point, les caractéristiques potentiellement favorables des SMR, du point de vue de la flexibilité, pourraient en faire une contribution pertinente au nécessaire changement de paradigme sur le dimensionnement, la gestion et le pilotage des réseaux électriques, entraîné par l'insertion massives d'EnRI comme l'affirment certains ouvrages scientifiques. Cependant, peu de littérature scientifique examine cette affirmation d'un point de vue technique. Ce manuscrit de thèse propose de la questionner au travers d'une méthodologie scientifique visant à déterminer et quantifier les apports que pourraient avoir les SMR sur la stabilité de réseaux électriques en évolution, tout en veillant à caractériser les mécanismes physiques à l'œuvre.

Dans un premier temps, le Chapitre I questionne les enjeux de la transition énergétique du point de vue des réseaux électriques et présente l'opportunité des SMR. Il propose ensuite un état de l'art des travaux menés sur l'interaction du nucléaire et des réseaux électriques dans le contexte de la transition énergétique. Puis finalement, vis-à-vis des travaux déjà effectués, ce chapitre permet de cadrer la problématique générale de cette thèse, tout en lui offrant un cadre temporel et spatial, et en définissant les concepts de flexibilité des SMR à étudier.

Afin de répondre à la problématique technique formulée, le Chapitre II s'attache à présenter des outils, modèles et cas d'applications pertinents pour mener des études dynamiques de physique des réseaux électriques et de physique des réacteurs nucléaires.

¹ Anglicisme employé couramment dans le domaine de l'électrotechnique pour parler des moyens de production dont la puissance peut être modulée dans de larges proportions à la hausse ou à la baisse, de manière prolongée et stable.

Chacun de ces domaines de la physique étant originellement cloisonnés, il n'existe pas d'outil de calcul ou de logiciel unique permettant de prendre en compte les modèles détaillés de chaque physique. Le Chapitre III permet donc de caractériser les contextes d'études nécessitant — ou ne nécessitant pas — un couplage numérique de ces deux physiques, afin de prendre correctement en compte leur interaction.

Fort des conclusions du chapitre précédent, le Chapitre IV propose une méthodologie générale permettant de définir des paramètres d'entrée représentant les caractéristiques de flexibilité retenues, et des variables de sortie permettant d'analyser leurs impacts aux échelles spatiales et temporelles retenues suite à des événements donnés. Cette méthodologie est finalement appliquée à un réseau continental et à un réseau insulaire afin de quantifier l'impact qu'aurait l'intégration de parcs de SMR sur lesdits réseaux.

Chapitre I - CONTEXTE, PROBLEMATIQUE ET POSITIONNEMENT

Ce chapitre introductif permet de mettre en contexte puis de poser la problématique générale de ces travaux. Cette thèse traite globalement de l'influence de la potentielle intégration de parcs de Small Modular Reactors (SMR) dans des réseaux électriques contraints par les changements de paradigmes apportés par la transition énergétique.

Ce chapitre présente les enjeux historiques de la stabilité des réseaux électriques d'un point de vue physique et les enjeux nouveaux apportés par la transition énergétique. Il met ensuite en exergue en quoi les SMR sont une piste pertinente à explorer et donne le positionnement de ces travaux de thèse par rapport à ceux de la littérature scientifique internationale.

Sommaire

I.1. Contexte et problématique	4
I.1.1. Système électrique et transition énergétique	4
I.1.2. Les enjeux de l'intégration d'Energies Renouvelables Intermittentes	5
I.1.3. La stabilité des réseaux électriques	8
I.1.4. Flexibilité des moyens de productions	18
I.1.5. Solutions potentielles	18
I.1.6. Les Small Modular Reactors	22
I.1.7. Problématique de la thèse	24
I.2. Etat de l'art sur l'interaction du nucléaire flexible et des réseaux électriques	25
I.2.1. Etat de l'art	25
I.2.2. Synthèse	27
I.3. Démarche et organisation du manuscrit	28
I.3.1. Choix temporel	28
I.3.2. Choix spatial	29
I.3.3. Organisation des travaux	29

I.1. CONTEXTE ET PROBLEMATIQUE

I.1.1. Système électrique et transition énergétique

Les réseaux électriques sont les systèmes les plus complexes jamais conçus par l'Homme peut-on lire en ouverture de [1]. En effet, l'épopée de l'énergie électrique a connu une évolution remarquable, débutant avec la création du tout premier réseau électrique à New York en 1882 par Thomas Edison, qui s'étendait alors sur un rayon de 1,5 km [2]. Depuis lors, cette épopée a abouti au développement de réseaux électriques interconnectés à l'échelle de continents entiers, fonctionnant sans cesse, permettant un développement humain, économique et scientifique inégalé en l'espace d'un peu plus d'un siècle et permettant la création de nouvelles technologies inséparables de l'être humain de ce début de XXI^{ème} siècle. Le secteur de l'électricité a pris une place si importante pour l'Homme, qu'il est le principal secteur émetteur de gaz à effet de serre d'origine anthropique [3, 4] à hauteur d'environ 41 % au niveau mondial. Concernant la France, cette proportion tombe à 12 % [4] faisant donc figure d'exception en terme d'émission de gaz à effet de serre, grâce à une stratégie de production d'électricité basée majoritairement sur les industries nucléaire et hydraulique, très faiblement émettrices de gaz à effet de serre.

Cependant, le système électrique français inclus dans le réseau paneuropéen fait face depuis la fin des années 1990 à plusieurs mutations majeures :

- Tout d'abord, les politiques gouvernementales mondiales étant toutes sensibilisées au problème des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique via divers rapports tel que [3], se sont prononcées en faveur de l'atténuation de ces émissions de gaz à effet de serre [5]. La transition énergétique ainsi engagée mène à la recherche de la décarbonation des moyens de production d'électricité à plus ou moins long terme suivant les pays. Cette décarbonation se traduit globalement par une forte croissance de la proportion d'Energies Renouvelables Intermittentes (EnRI) dans des réseaux électriques qui n'ont pas été conçus originellement pour en contenir dans une grande proportion, comme cela sera expliqué dans la sous-section I.1.2. Le secteur de la recherche est donc actif pour proposer des solutions comme il sera évoqué dans la sous-section I.1.5 ;
- Ensuite, l'évolution des usages de l'électricité causée par exemple par l'électrification des moyens de transports, la croissance du numérique ou même la décarbonation des moyens de chauffage induit une réflexion sur la modification des besoins en capacités installées et des moyens de prévision et d'opération des systèmes électriques ;
- Finalement, la dérégulation des marchés de l'énergie a fait passer quelques acteurs en situation de monopole à des milliers d'acteurs en concurrence. De nouveaux acteurs apparaissent donc dans les réseaux électriques, qu'ils soient de nouveaux producteurs (parcs solaires, parcs éoliens, photovoltaïque privés, *etc.*), des intermédiaires (fournisseurs d'électricité non producteurs) ou des acteurs apportant de nouveaux moyens de flexibilité (opérateurs d'effacement par exemple). Cela mène ainsi à une refonte des structures même du marché de l'électricité et des procédés de maintien de la stabilité, comme cela sera détaillé dans la sous-section I.1.3.

Parmi toutes ces mutations, la forte augmentation du taux d'EnRI à la place des centrales thermiques conduit à un changement de paradigme quant au contrôle et à la stabilité des réseaux électriques. En effet, les centrales thermiques à flamme sont aujourd'hui des éléments importants de la stabilité des réseaux électriques. De par leur conception, elles sont capables de réguler facilement et rapidement tensions et fréquences, deux grandeurs clés des systèmes électriques. Les EnRI quant à elles ne sont pas conçues à l'heure actuelle pour être aussi pilotables que les sources carbonées historiques.

La sous-section suivante explique en quoi l'intégration massive d'Énergies Renouvelables Intermittentes (EnRI) mène à des réflexions sur la manière de gérer les réseaux électriques.

I.1.2. Les enjeux de l'intégration d'Énergies Renouvelables Intermittentes

Les réseaux électriques se sont construits autour d'un nombre restreint de machines synchrones¹ à courant alternatif et de fortes puissances, connectées à des réseaux de transport à haute tension (supérieures ou égales à 63 kV en France). Ces réseaux de transports alimentent ensuite, via des postes sources, des réseaux de distribution à plus faibles tensions. Ces réseaux de distribution alimentent ensuite les centres de consommation d'électricité que sont les villes, industries, entreprises, collectivités, habitations, *etc.*

L'intégration d'EnRI entraîne l'apparition d'un nombre beaucoup plus grand de sources de production en courant continu, de petites puissances (de quelques kW pour des panneaux photovoltaïques de particuliers) et connectés sur le réseau de distribution initialement conçu pour n'accueillir que des centres de consommation.

Ce changement de mode de fonctionnement implique plusieurs conséquences sur la qualité de l'énergie, sur les marchés de l'énergie, sur les technologies mises en places dans les réseaux, sur leur gestion et leur dimensionnement. Une liste non exhaustive de ces conséquences est présentée ci-dessous, regroupées par thématiques.

- Concernant la qualité de l'énergie :

Les harmoniques. L'onde de tension dans les lignes se propage idéalement sous la forme d'une sinusoïde. Cependant, l'intégration d'EnRI intensifie la présence d'électronique de puissance afin de convertir le courant continu en alternatif. Or, les convertisseurs à base d'électronique de puissance ont tendance à créer des harmoniques sur l'onde de tension [6], dégradant ainsi sa qualité.

Les oscillations. Deux principaux types de gestion de l'électronique de puissance existent : le *grid following* qui permet à des moyens de production (ou de stockage) d'injecter du courant en suivant la fréquence et la tension du réseau ; et le *grid forming* qui permet à ces mêmes sources d'injecter de la tension en imposant la fréquence et la tension au réseau. Dans le premier cas, un réseau à forte proportion de sources en *grid following* pose des questions sur la possibilité de maintenir la synchronisation de toutes les sources à la même fréquence [7] ; et dans le deuxième cas, la forte proportion de *grid forming* peut entraîner l'apparition de nouveaux modes d'oscillations, et donc d'instabilités potentielles dans les réseaux électriques [8, 9].

- Concernant les aspects économiques :

Le financement du renforcement du réseau. La modification des flux de courants sur les réseaux entraîne une modification des flux de puissance. En effet, les flux de puissance monodirectionnels et historiques des moyens de productions vers le consommateur (comme illustré dans la Figure I-1) vont tendre à faire place à des flux multidirectionnels (comme illustré dans la Figure I-2). Ce changement nécessite un renforcement du réseau électrique et pose la question de son financement. Sont-ce par exemple les consommateurs, des taxes, ou les producteurs à l'origine de ces renforcements qui doivent financer ? La question reste ouverte.

¹ Une machine synchrone est une machine électrique comprenant un rotor composé d'un aimant permanent ou d'un électro-aimant et tournant de façon synchrone avec le champ magnétique du stator, composé de bobinages. Cette machine permet de transformer une énergie mécanique de rotation en une énergie électrique (générateur) et inversement (moteur). Historiquement, tous les alternateurs de centrales électriques étaient des machines synchrones.

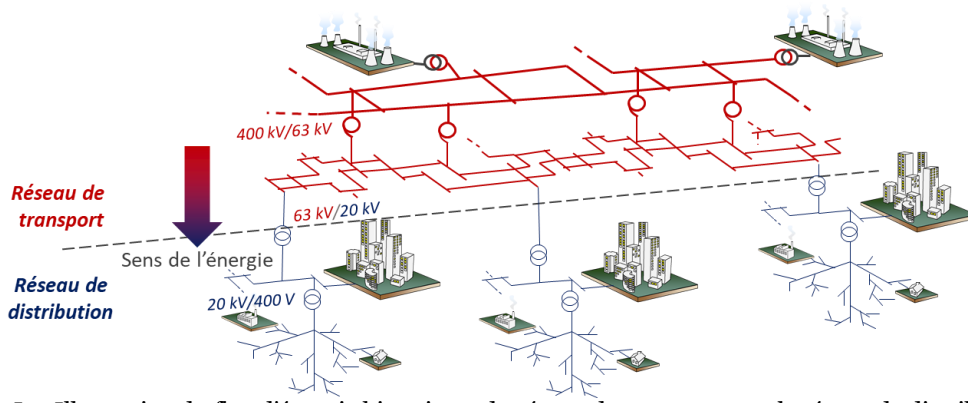


Figure I-1. Illustration du flux d'énergie historique, du réseau de transport vers le réseau de distribution

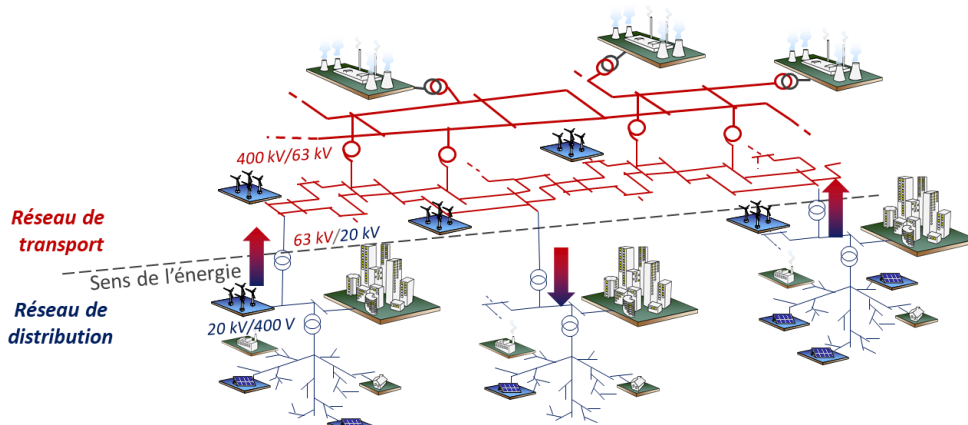


Figure I-2. Illustration des flux d'énergie à l'avenir, multidirectionnels

La structure du marché. L'intégration de milliers, voire de millions de nouveaux acteurs de la production d'électricité (en comptant les panneaux photovoltaïques des particuliers) dans les marchés de l'énergie à l'échelle d'un continent pose des questions sur leurs fonctionnements. En effet, l'intégration d'EnRI a entraîné la mise en place de nouveaux marchés de l'électricité qui étaient autrefois des situations de monopole ou d'obligation. Or, par exemple, la crise énergétique de 2023 a remis, en Europe, en cause le mécanisme de marché fonctionnant sur le système de *merit order* basé sur le prix marginal du dernier appelé, qui a conduit au couplage des prix de l'électricité au prix du gaz [10], entraînant une hausse des prix pour les consommateurs. Un autre exemple est la mise en concurrence de la réserve secondaire de puissance¹ en France pour la régulation de fréquence mise en place le 3 novembre 2021. Après 20 jours de fonctionnement, le gestionnaire de réseau Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ont décidé de suspendre le fonctionnement de ce nouveau marché à cause d'un « grave dysfonctionnement » conduisant à « des prix excessivement élevés » [11]. Ces exemples montrent la difficulté de réformer les marchés de l'électricité, ce qui est pourtant essentiel pour l'intégration d'EnRI.

- Concernant les défis techniques :

Le synchronisme. Un courant électrique correspond au déplacement de charges (les électrons) à travers un matériau conducteur. Classiquement pour un réseau électrique, ces charges sont mises en mouvement par les champs magnétiques des alternateurs (les machines synchrones). Cette spécificité implique que toutes les machines synchrones sont couplées entre elles par ce même champ magnétique et tournent, en régime permanent à la même vitesse, à la même fréquence². Or les moyens de production à courant continu ne bénéficient pas de ce synchronisme, ce qui n'est pas un problème si la pénétration d'EnRI est négligeable par rapport à celle des machines synchrones : le

¹ L'explication de la réserve secondaire de puissance est présentée plus tard dans la partie I.1.3.1.

² Voir la stabilité angulaire dans la partie I.1.3.3.

grid following est suffisant. Cependant, cette nécessité de synchronisme peut être problématique dès lors que la part d'EnRI augmente et avec elle la part de convertisseurs d'électronique de puissance en mode *grid forming*, ces convertisseurs devant réussir à se synchroniser entre eux [12].

Les protections. Les moyens de protections tels que les disjoncteurs, relais, fusibles, *etc.* sur les réseaux électriques ainsi que les plans de protection sont conçus avec l'hypothèse que les flux sont monodirectionnels : du réseau de transport vers le réseau de distribution, puis vers le consommateur (Figure I-1). Or, l'insertion de moyens de production sur le réseau de distribution va créer des flux bidirectionnels (Figure I-2), demandant de revoir les schémas de protections ainsi que les équipements [13].

Les courants de court-circuit. Les courts-circuits sont des événements habituels sur les réseaux électriques et les forts courants qu'ils induisent se répercutent sur l'ensemble du réseau électrique. Les machines synchrones dont le stator est composé d'éléments passifs supportent des courants pouvant aller transitoirement jusqu'à 6 fois leur courant nominal. Tandis que les convertisseurs d'électronique de puissance ne supportent pas de courants supérieurs à 1,1 fois leur courant nominal [14].

L'inertie. Chaque machine synchrone tournante possède une inertie¹. Pour une même perturbation, la variation de la vitesse de rotation de la machine et donc du réseau est inversement proportionnelle à son moment d'inertie. Le même raisonnement s'applique au réseau dans son ensemble puisque les machines sont synchronisées, les moments d'inertie se cumulent. Ainsi, plus l'inertie du réseau est grande, moins les perturbations auront de conséquences dynamiques. Or, les sources de productions continues ne présentent aucune inertie par nature. En remplaçant les machines synchrones par des EnRI, l'inertie totale du réseau diminue, le rendant plus sensible aux aléas [15].

Le redémarrage du réseau (*black start*). En cas de *blackout* sur le réseau, des stratégies de remise en tension du réseau sont prévues par les gestionnaires de réseau. Cependant, celles-ci nécessitent quelques moyens pilotables ciblés avec lesquels interagir de manière concertée et manuelle [1]. En cas de forte insertion d'EnRI, toutes ces stratégies sont à revoir car la quantité de sources avec lesquelles interagir est énorme et la question de la synchronisation précédemment évoquée est d'autant plus grande [16].

L'apparition de l'*Internet of Energy* (IoE). Les réseaux électriques du futur nécessiteront la transmission de données entre une multitude de producteurs, consommateurs, intermédiaires, gestionnaires de réseaux, opérateurs d'effacement, *etc.* Une idée récente est l'émergence d'un *Internet of Energy* [17] permettant l'augmentation des données échangées et stockées. Cela nécessite ainsi la création de nouvelles infrastructures, de nouveaux algorithmes et protocoles pour traiter de manière sûre ces données, afin que les réseaux électriques puissent fonctionner de manière stable avec une forte proportion d'EnRI.

- Concernant l'aspect opérationnel :

L'intervention du personnel technique. Lorsqu'une intervention de personnel technique a lieu sur le réseau de distribution, la déconnexion du poste de transformation est effectuée et le réseau en aval n'est plus alimenté. Cependant, la présence d'EnRI sur le réseau de distribution peut entraîner des renvois de tension préjudiciables à la sécurité des personnels intervenants, voire le fonctionnement en îlotage non-intentionnel d'une zone géographique à cause des EnRI mettant sous tension la partie du réseau normalement déconnectée [18].

La pilotabilité à l'échelle du suivi de charge. Par définition, les EnRI transforment de l'énergie primaire variable (le soleil ou le vent) en énergie électrique. Il est possible dans une certaine limite de piloter ces EnRI en puissance active (en général à la baisse) et en puissance réactive, mais

¹ Les notions d'inertie et de variation de la fréquence sont présentées dans la partie de stabilité en fréquence, dans l'équation (I-1) de la partie I.1.3.1.

il n'est pas possible de les piloter pour satisfaire de manière sûre l'équilibre offre-demande prédit par les gestionnaires de réseau. On parle de moyens de production *non-dispatchables* (anglicisme).

Les réserves de puissance pour le réglage de fréquence. En plus du suivi de charge, qui permet d'ajuster de manière manuelle la production pour la rapprocher au plus près de la prévision de consommation, il est nécessaire de prévoir d'autres réserves de puissances. En effet, il existe toujours une différence entre la consommation prévue par les gestionnaires de réseau et producteurs et la consommation réelle. Il est donc nécessaire de garder à disposition des réserves de puissance qui sont activées automatiquement en fonction du déséquilibre¹. Or, la non-dispatchabilité des EnRI ne permet pas de garantir leur participation aux réserves de puissance, contrairement aux moyens de production classiques.

La gestion des réserves de puissance réactive pour le réglage de tension. La gestion de la tension du réseau se fait en partie grâce à la gestion de la puissance réactive des machines synchrones². Ainsi, la manière de gérer de manière opérationnelle le plan de tension nécessite d'être repensée [19]. Néanmoins, les caractéristiques intrinsèques des convertisseurs d'électronique de puissance permettent assez facilement l'absorption ou la production de puissance réactive avec une boucle de régulation adaptée.

Concernant les aspects de dimensionnement du réseau et des moyens de productions :

Le dimensionnement des lignes. Déjà évoqué à deux reprises, le passage de flux de puissance mono à bidirectionnels implique un renforcement des réseaux électriques et notamment des câbles et lignes.

La dépendance météorologique. Il est certes possible de bénéficier du partage des ressources permettant de profiter du phénomène de foisonnement par le lissage des variations locales de puissance. La variabilité de puissance au niveau d'une ferme éolienne est bien plus élevée qu'au niveau régional et encore plus qu'au niveau national. Cependant, même si le développement des réseaux et des interconnexions peut permettre de bénéficier du foisonnement entre les sites de production intermittents, les phénomènes météorologiques présentent des répercussions à l'échelle d'un continent. Le foisonnement ne peut pas permettre d'effacer entièrement la variabilité des EnRI même à une échelle continentale [20] et en cas d'insertion massive d'EnRI, un surdimensionnement des capacités installées et de stockage de l'électricité doit être envisagé.

Les distances parcourues par les flux de puissance. D'un côté, de nombreux parc éoliens tendront à être créés en Europe du Nord et de grandes fermes solaires en Europe du Sud pour des raisons climatiques. D'un autre côté, les lieux de consommation qui sont essentiellement au niveau de la mégalopole européenne ne vont pas varier. Ainsi, les lieux de production et de consommation seront totalement décorrélés [21]. Or, le réseau actuel est certes interconnecté pour partager les ressources en cas de fluctuations importantes, mais il n'est pas dimensionné pour échanger des flux de puissance sur des milliers de kilomètres.

Au total, les problématiques soulevées par l'insertion massive d'EnRI sont multidisciplinaires et le champ d'étude est vaste, incluant des questionnements d'ordre technique, économique ou opérationnel. L'approche retenue dans nos travaux se focalise sur l'aspect technique et s'intéresse aux phénomènes en lien avec la stabilité des réseaux électriques qui est définie dans la prochaine sous-section.

I.1.3. La stabilité des réseaux électriques

La stabilité des réseaux électriques peut être définie comme étant *la capacité du système électrique à rester en équilibre de fonctionnement* [1]. Cet équilibre peut être divisé en trois familles :

¹ Il s'agit du réglage hiérarchique de fréquence présenté dans le paragraphe I.1.3.1.

² Il s'agit du réglage hiérarchique de tension présenté dans le paragraphe I.1.3.2.

- **La stabilité en fréquence** est la capacité de maintenir la fréquence des réseaux dans des bandes spécifiées à travers l'équilibre des puissances produites et consommées (les pertes du réseau étant considérées comme de la consommation) ;
- **La stabilité en tension** est la capacité de maintenir les tensions sur les réseaux en régime nominal dans une bande acceptable de fonctionnement à travers l'équilibre des puissances réactives.
- **La stabilité angulaire** est la capacité à maintenir la synchronisation de tous les moyens de production à travers l'équilibre des couples des machines synchrones.

Afin de mieux comprendre les notions traitées dans la suite, il est nécessaire de définir quelques grandeurs. D'abord dans les réseaux électriques, l'énergie électrique est globalement transmise par du courant triphasé alternatif à différents niveaux de tension. Les grandeurs importantes permettant de caractériser un flux électrique sinusoïdal triphasé sont la valeur efficace V de la tension simple (phase-neutre), la valeur efficace I de l'intensité dans une phase, la fréquence f de l'onde et le déphasage φ entre la tension et l'intensité. A partir de ces termes, il est possible de définir :

- La puissance apparente $\underline{S} \stackrel{\text{def}}{=} \sqrt{3} \underline{U} \cdot \underline{I}^*$ en VA ;
- La puissance active $\underline{P} \stackrel{\text{def}}{=} \Re(\underline{S}) = \sqrt{3} U \cdot I \cos \varphi$ en W. Celle-ci correspond à la puissance utilisable afin de fournir un travail ou une chaleur par un récepteur ;
- La puissance réactive $\underline{Q} \stackrel{\text{def}}{=} \Im(\underline{S}) = \sqrt{3} U \cdot I \sin \varphi$ en VAR. Celle-ci correspond à la puissance utilisée (lorsqu'elle est consommée) pour l'établissement d'un champ magnétique.

En outre, les spécialistes des réseaux électriques utilisent couramment les valeurs réduites, ou *per unit* (p.u.) en anglais. Il s'agit un système de repérage des grandeurs électriques, mais pas d'un système d'unités à proprement parler. Ce système de variables réduites facilite les calculs. Toutes les grandeurs sont exprimées par rapport à une base de 1 p.u., c'est à dire que :

- Les tensions en V sont adimensionnées par les tensions de base V_{base} (tension simple en triphasé) et U_{base} (tension composée en triphasé), qui correspond en général à la tension nominale pour chaque niveau de tension considéré dans le réseau étudié ;
- Les puissances actives, réactives et apparentes sont adimensionnées par la puissance apparente de base VA_{base} (dans les 3 phases en triphasé) choisie arbitrairement, mais en cohérence avec les niveaux de puissance qui transitent dans le réseau considéré (en général 100 MVA pour un réseau de transport Haute Tension B-HTB et 10 MVA pour un réseau de distribution Haute Tension A-HTA);
- Les fréquences en Hz ou rad.s^{-1} sont adimensionnées par la fréquence de base f_{base} avec la pulsation électrique $\omega = 2\pi f_{base}$;
- Les courants en A sont adimensionnées par $I_{base} = \frac{VA_{base}}{V_{base}}$;
- Les impédances en Ω sont adimensionnées par $Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{VA_{base}}$.

Afin de différencier les valeurs dont les unités sont exprimées dans le système international d'unités (SI) et ceux en p.u., les premières valeurs sont représentées par des majuscules et les secondes par des minuscules.

Le système en p.u. implique par exemple que les formules analytiques des puissances en triphasé ne font pas apparaître de facteur 3 ou $\sqrt{3}$. Il implique aussi que les inductances l sont égales aux réactance x .

Ces notions élémentaires étant posées, il est possible de définir les différents phénomènes impliqués dans la stabilisation des réseaux électriques.

I.1.3.1. Stabilité en fréquence

Généralités

La stabilité en fréquence est la capacité de maintenir la fréquence dans une plage spécifiée grâce à l'équilibre des **puissances actives** produites et consommées lors du fonctionnement normal ou après une perturbation [1]. En France, en Europe et majoritairement dans le monde, la fréquence de fonctionnement des réseaux électriques est de 50 Hz (sauf schématiquement en Amérique du Nord, Amérique latine et quelques pays d'Asie, où la fréquence est de 60 Hz).

La variation de fréquence est la traduction du déséquilibre des puissances actives consommées et produites. Le second principe de la dynamique appliqué à un solide en rotation (l'arbre du rotor du turbo-alternateur en l'occurrence) peut s'écrire :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = \Gamma_m - \Gamma_e \quad (\text{I-1})$$

Avec :

- J le moment d'inertie (en kg. m²) ;
- ω_m la vitesse angulaire de rotation du rotor (en rad. s⁻¹) ;
- Γ_m le couple mécanique ou couple moteur (en N. m) ;
- Γ_e le couple électrique ou couple résistif (en N. m).

Il est généralement préférable d'exprimer l'équation précédente en terme de puissance mécanique P_m et électrique P_e (en W) qu'en couples. La relation entre ces deux notions est donnée par :

$$P_{m,e} = \Gamma_{m,e} \cdot \omega_{m,e}$$

Après transformation de l'équation (I-1) en *per unit*, il est possible d'écrire que la fréquence du réseau f (en p.u.) est égale à la pulsation électrique ω_e (en p.u.) et que les couples sont égaux aux puissances p_m et p_e (en p.u.). Ainsi, il est possible d'écrire que la variation de fréquence est proportionnelle au déséquilibre de puissances :

$$\frac{df}{dt} \propto p_m - p_e \quad (\text{I-2})$$

Alors, si :

- $p_m > p_e$: la fréquence augmente ;
- $p_m < p_e$: la fréquence diminue.

La stabilité en fréquence d'un réseau électrique est impérative pour assurer l'intégrité à la fois des dispositifs de production mais aussi des régulations et des charges (industrielles ou des particuliers) connectées au réseau. D'une part, d'après l'équation (I-2), une variation de fréquence est le reflet ou entraîne une variation du couple sur les arbres des turbo-alternateurs. De trop fortes variations ou des variations trop répétées endommageraient les turbo-alternateurs. D'autre part, les dispositifs de régulation et les charges sont conçus pour fonctionner dans une bande de fréquence donnée¹.

Plusieurs moyens d'adaptation ont été mis en place pour le réglage de la fréquence. Il existe des actions sur le consommateur (lissage de la courbe de charge grâce à l'incitation heure pleine/heure creuse, effacement des consommateurs, délestages, etc.), des possibilités de stockage

¹ A titre d'exemple, en France métropolitaine, si la fréquence devient inférieure à 49 Hz [116], des délestages automatiques de centres de consommations ont lieu. Sur les autres réseaux insulaires français non interconnectés à la métropole, le premier seuil de délestage est de 48,5 Hz.

(essentiellement via les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage-STEP à l'heure actuelle) ou le partage des ressources grâce aux interconnexions. Mais le maillon essentiel de l'équilibre production-consommation se situe au niveau de la production :

- Le suivi de charge est le réglage de la puissance à des échelles de temps de l'heure à la journée via la prévision du niveau de consommation en amont de la journée ;
- Le réglage de fréquence est le réglage de la puissance active pour des perturbations aléatoires qui ne sont pas ou peu prédictibles à des échelles de temps plus courtes que le suivi de charge.

Moyens d'action

En pratique, le réglage de la fréquence repose sur des notions de réserves de puissance, contractuellement ou obligatoirement mobilisables par les moyens de production. Le réglage et les réserves sont divisés en trois catégories résumées ci-dessous et adaptées de [22, 23, 24].

Lors d'une perturbation, le **réglage primaire** de fréquence a deux objectifs :

- Retrouver un état d'équilibre production-consommation des puissances actives ;
- Répartir les fluctuations au prorata de chaque groupe de production, et non erratiquement seulement en fonction de sa localisation et de son moment d'inertie (équation (I-1)).

Pour cela, une correction locale rapide (jusqu'à 30 secondes) et automatique est mise en place au niveau des alternateurs des moyens de production¹. Ce correcteur s'apparente à un gain appelé statisme reliant la variation de fréquence détectée sur le réseau à une variation de la puissance de consigne [2, 22]. Comparée à la consigne de puissance, la variation de puissance calculée permet d'ajuster la puissance produite pour retrouver l'équilibre production-consommation. Au total, dans le réseau interconnecté européen, la réserve primaire correspond à 3 000 MW mobilisables (environ 500 MW pour la France), ce qui compenserait la perte des deux groupes les plus puissants sur le réseau européen et correspondrait à une chute de fréquence de 200 mHz. Cependant, à l'issue du réglage primaire, la fréquence est stabilisée à un nouveau point d'équilibre mais n'est plus égale à celle de consigne (50 Hz en Europe).

Le **réglage secondaire** intervient ensuite de 30 s à 15 min après la perturbation. Celui-ci a trois objectifs :

- Ramener la fréquence à sa valeur de consigne après l'action du réglage primaire ;
- Restaurer la réserve primaire ;
- Respecter les contrats d'échanges entre différentes zones d'un réseau électrique.

Pour cela, une correction automatique et centralisée au niveau de zones prédéfinies est mise en place. Cette correction correspond à un correcteur proportionnel-intégral qui envoie un signal de commande (ou signal de télé-réglage) aux groupes de production de sa zone² pour modifier leurs puissances de consignes respectives dans la limite de leur réserves secondaires disponibles³. Le réglage secondaire a pour effet de ramener la fréquence à sa valeur de consigne et l'action zonal a pour effet, dans l'idéal, de limiter l'utilisation de réserve secondaire à la zone perturbée uniquement. La réserve secondaire en France varie généralement de 500 MW à un peu plus de 1 000 MW.

¹ Historiquement, tous les moyens de productions d'une puissance supérieure à 120 MW étaient obligés de participer au réglage primaire en France. Mais « depuis janvier 2017, la réserve primaire est constituée en France par un appel d'offres hebdomadaire mené conjointement par RTE et ses homologues allemands, autrichien, belge, néerlandais et suisse » [25].

² La France métropolitaine correspond à une telle zone dans le réseau synchrone européen.

³ Historiquement, tous les moyens de productions d'une puissance supérieure à 120 MW étaient obligés de participer au réglage secondaire en France. Mais le règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019, prévoit d'imposer à terme la contractualisation de la réserve primaire par des appels d'offres (cf. aussi le projet PICASSO [134]).

Cependant après le réglage secondaire, le point de fonctionnement des sources de production n'est pas optimal d'un point de vue économique.

Le **réglage tertiaire** est donc une correction manuelle prenant le relais du réglage secondaire décidée par le gestionnaire de réseau. Ce réglage a lieu de 15 à 30 minutes après des perturbations et a deux objectifs :

- Trouver un optimum technico-économique de la répartition de la production en fonction des coûts de production de chaque source) ;
- Reconstituer la réserve secondaire.

Plusieurs sous-catégories de réserve tertiaire existent mais sont toutes activées manuellement et globalement issues d'appels d'offres¹. La réserve tertiaire peut aussi être utilisée par le gestionnaire de transport pour soulager des contraintes physiques sur le réseau électrique.

La Figure I-3 permet de synthétiser en un schéma le fonctionnement des réserves de puissance active pour le réglage de fréquence.

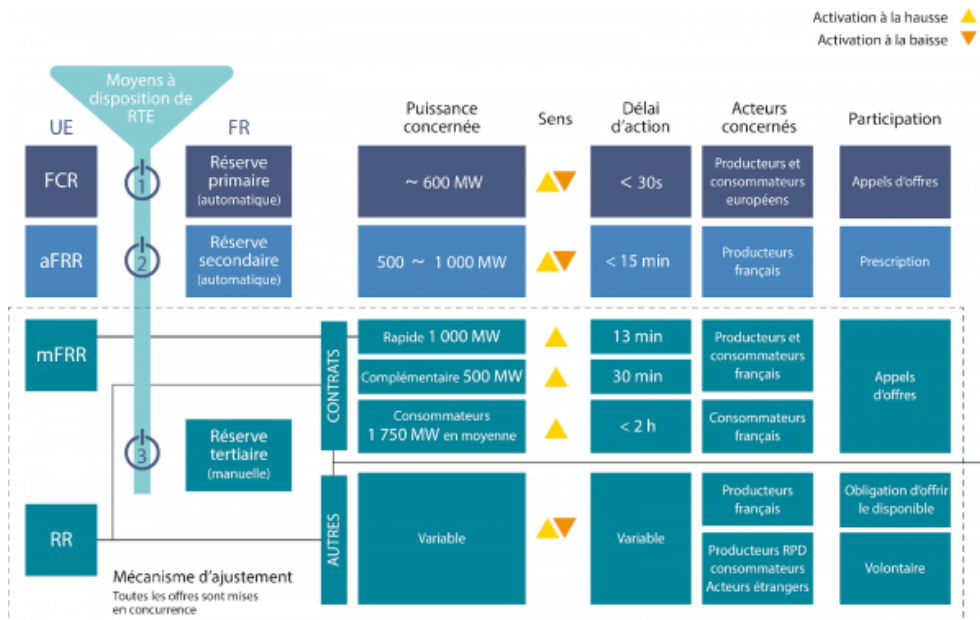


Figure I-3. Synthèse des réserves de puissance active, issue de [25]

La première colonne de la Figure I-3 correspond au nom légal des réserves primaire, secondaire et tertiaire dans la législation européenne :

- FCR signifie *Frequency Containment Reserve* et correspond à la réserve primaire ;
- aFRR signifie *automatic Frequency Restoration Reserve* et correspond à la réserve secondaire ;
- mFRR signifie *manual Frequency Restoration Reserve* et correspond à la réserve tertiaire activable en 15 min;
- RR signifie *Replacement Reserve* et correspond à la réserve tertiaire activable en moins de 30 min.

¹ Deux projets MARI [135] et TERRE [136] menés par l'ENTSO-E tendent à vouloir « européeniser » les mécanismes de constitution de la réserve tertiaire.

I.1.3.2. Stabilité en tension

Généralités

La stabilité en tension est la capacité de maintenir une tension stable acceptable grâce à l'équilibre des **puissances réactives** lors du fonctionnement normal ou après une perturbation [1]. Pour rappel, en courant alternatif, la puissance réactive q (en p. u.) est égale à :

$$q = v \cdot i \sin \varphi \quad (\text{I-3})$$

Avec v et i la tension et l'intensité respectivement (en p.u.)

En modélisant le plus simplement une ligne électrique par une impédance \underline{z} comprenant seulement une résistance r (en p.u.) et une réactance x (en p.u.) (Figure I-4)¹, il est possible d'exprimer la chute de tension $\underline{\Delta v}$ (en p.u.) en fonction de la résistance et de la réactance :

$$\underline{\Delta v} = \underline{v}_1 - \underline{v}_2 \simeq ri \cos \varphi + xi \sin \varphi \quad (\text{I-4})$$

Cette équation peut aussi être écrite en fonction des puissances (en p.u.) active p et réactive q [1] :

$$\underline{\Delta v} \simeq \frac{rp + xq}{v_2} \quad (\text{I-5})$$

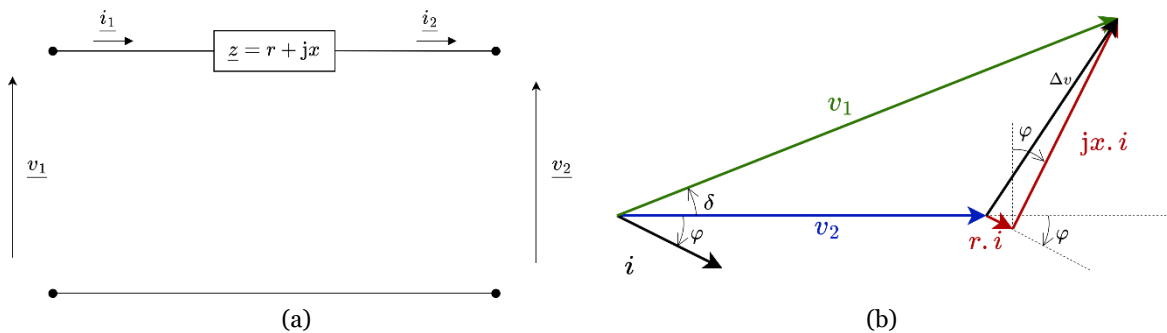


Figure I-4. Modèle d'une ligne électrique courte : (a) schéma d'une ligne ; (b) diagramme de Fresnel [1]

En sachant que sur le réseau de transport, le terme $r \ll x$ [1], alors en utilisant les notations de la Figure I-4, on a :

$$\underline{\Delta v} \simeq \frac{xq}{v_2} \quad (\text{I-6})$$

Ainsi, la chute de tension dans une ligne électrique est principalement causée par la puissance réactive.

Or le maintien de la tension d'un réseau électrique est un impératif car une surtension peut mener aux problèmes suivants (non exhaustifs) :

- Vieillessement des isolants électriques ;
- Claquage d'isolants ;
- Saturation des transformateurs ;
- Claquage de composants électriques.

¹ Hypothèse acceptable pour des lignes électriques de moins de 80 km d'après [2].

Et une sous-tension peut mener aux problèmes suivants (non exhaustifs) :

- Surcharge de lignes électriques et transformateurs (la puissance étant le produit de la tension et de l'intensité du courant, pour une même puissance, une tension plus faible conduit à une intensité plus forte) ;
- Déclenchement de groupes de production.

En courant alternatif, le réglage de tension est étroitement relié à la puissance réactive transitant sur le réseau, comme l'exprime l'équation (I-6). Or, il est impossible de se passer de la puissance réactive car elle est intrinsèquement reliée à tous les composants du réseau. En effet :

- Les lignes aériennes faiblement chargées (c'est-à-dire avec des courants relativement faibles) fournissent de la puissance réactive ;
- Les lignes souterraines fournissent de la puissance réactive ;
- Les bancs de capacité fournissent de la puissance réactive.

Alors que :

- Les lignes aériennes fortement chargées absorbent de la puissance réactive ;
- Les transformateurs, les bancs d'inductance et les charges absorbent de la puissance réactive.

Finalement, les machines synchrones peuvent consommer ou produire de la puissance réactive en fonction de l'intensité d'excitation du rotor : sous-excitées, les machines synchrones consomment du réactif, surexcitées elles en produisent.

Ainsi, régler la tension du réseau revient à régler la puissance réactive transitant dans les lignes. Pour cela, des bancs réglables de capacités ou d'inductances peuvent être implantés sur le réseau pour modifier la consommation ou la production de réactif. Des systèmes plus complexes utilisant de l'électronique de puissance peuvent aussi être utilisés (les Flexible Alternating Current Transmission System-FACTS) pour la même finalité. Des transformateurs réglables (autotransformateurs et régulateurs en charge) permettent aussi d'ajuster les niveaux de tension sur le réseau. Finalement, les machines synchrones elles-mêmes sont un élément clé de la répartition de la production de puissance réactive. Ces notions sont résumées sous la forme d'un graphique dans la Figure I-5.

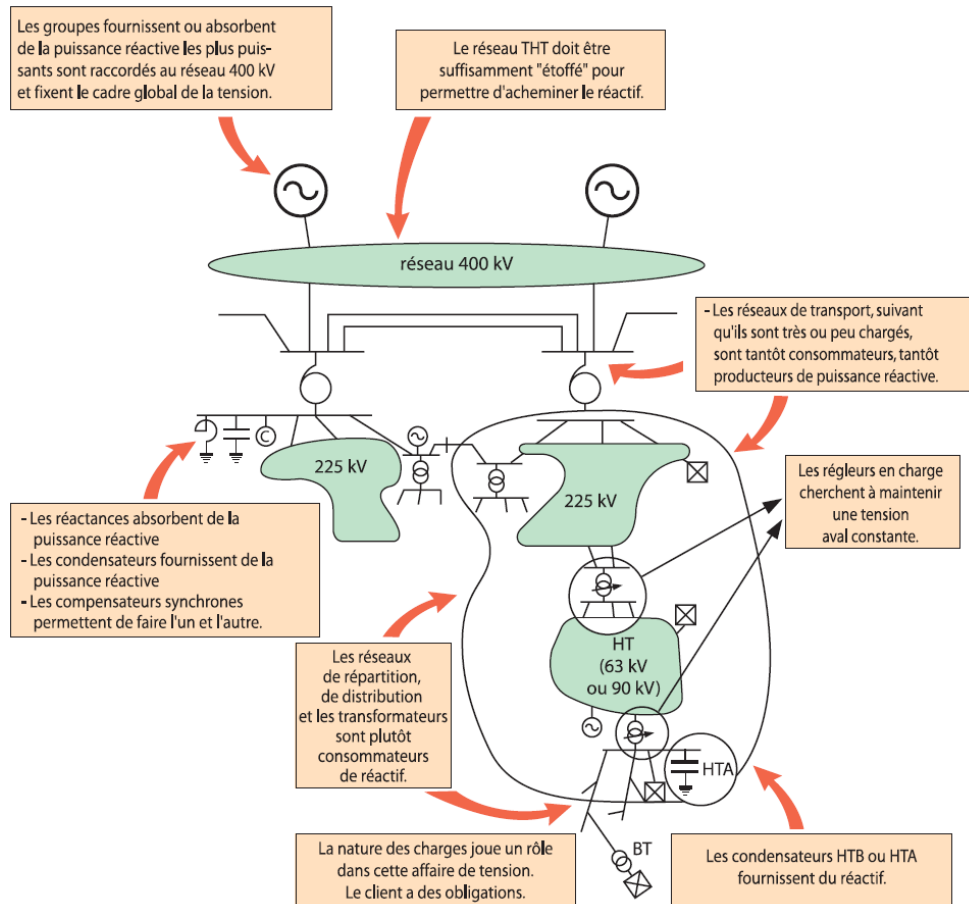


Figure I-5. Transits de puissance réactive dans les réseaux électriques, issue de [23]

Moyens d'action

De manière analogue au réglage de fréquence qui correspond à l'équilibrage des puissances actives et qui repose sur des notions de réserves de puissance active, le réglage de la tension correspond à l'équilibrage des puissances réactives et repose sur les réserves de puissances réactives au niveau des machines synchrones. Seulement, la tension n'étant pas reliée à des phénomènes d'inertie mais à des phénomènes électriques, les constantes de temps mises en jeu sont plus rapides que celles concernant la fréquence [26]. La tension étant une valeur locale, contrairement à la fréquence, les bandes de fonctionnement sont plus larges¹. Toutefois le réglage hiérarchique de tension se fait là aussi en 3 étapes [27, 28].

D'abord, le **réglage primaire** de tension a pour objectif de faire face à des variations rapides de tension. Il s'agit là aussi d'une correction rapide et automatique, décentralisée au niveau de chaque générateur. La constante de temps de ce réglage est de l'ordre de la seconde. Le réglage de la puissance réactive se fait par une boucle de rétroaction sur l'excitation de la machine synchrone en fonction de la différence de tension entre la mesure — en temps réel — aux bornes du générateur et une valeur de référence.

Ensuite, le **réglage secondaire** de tension s'active avec une constante de temps de quelques dizaines de secondes. Ce réglage a pour objectif :

- De faire face à des variations lentes de tension ;
- D'avoir une maîtrise du plan de tension du réseau de manière centralisée ;

¹ La tension du réseau 400 kV peut fonctionner entre 360 kV et 420 kV [116].

- D'éviter que certains groupes ne produisent de la puissance réactive qui serait absorbée par d'autres.

Il s'agit finalement de centraliser l'information sur la puissance réactive pour faire face à des fluctuations de tension. C'est pourquoi, de manière analogue au réglage secondaire de fréquence, il s'agit d'une correction proportionnelle intégrale agissant en fonction de la tension à certains nœuds dits « pilote » du plan de tension. C'est une action automatique et centralisée au niveau de chaque zone.

Finalement, le **réglage tertiaire** de tension est une correction manuelle dont la constante de temps est de l'ordre de quelques dizaines de minutes. C'est une action centralisée et manuelle, issue d'un calcul d'optimisation du gestionnaire de réseau de transport.

I.1.3.3. Stabilité angulaire

La stabilité angulaire est la capacité des machines synchrones à **rester synchronisées** lors du fonctionnement normal ou après une perturbation en partageant un couple électromagnétique synchronisant [1]. Cette notion est reliée à la fois à la stabilité en fréquence mais aussi au dimensionnement du réseau électrique et du pilotage des moyens de productions. Une modélisation très simplifiée d'un alternateur (modèle de Behn-Eschenburg) relié à un réseau est présentée dans la Figure I-6. La résistance statorique r_s est toujours négligeable par rapport à la réactance synchrone [2]. La puissance électrique p_e transférée au réseau (en p. u.) est égale à :

$$p_e = \frac{e \cdot v_T}{x_s} \sin \delta \quad (\text{I-7})$$

Avec :

- e et v_T les tensions respectivement électromotrices et aux bornes de l'alternateur (en p. u.) ;
- x_s la réactance synchrone (en p. u.) ;
- δ l'angle interne du générateur (en rad).

L'angle interne correspond au déphasage entre la force électromotrice e et la tension v_T aux bornes de l'alternateur. Sa variation est aussi la traduction de la variation de la vitesse $\Delta\omega$ du rotor par rapport à la pulsation électrique nominale du champ tournant :

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \quad (\text{I-8})$$

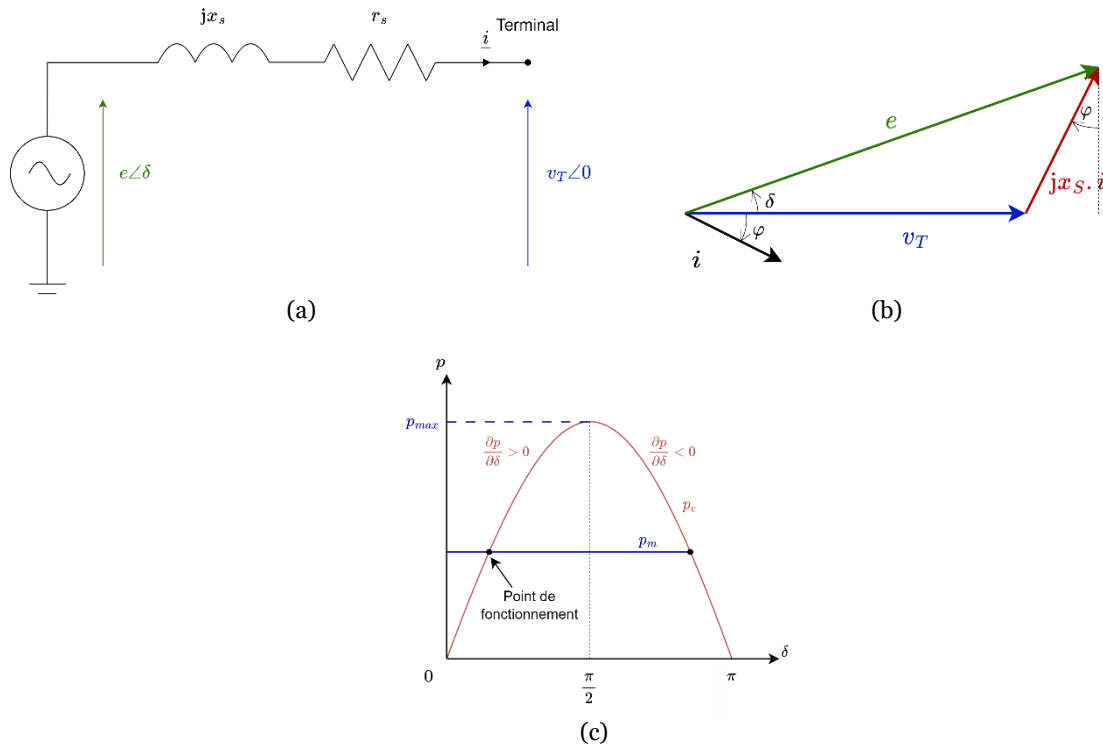


Figure I-6. Illustration d'un transfert de puissance : (a) diagramme du modèle de Behn-Eschenburg ; (b) Diagramme de Fresnel équivalent ; (c) Caractéristique puissance-angle interne

Ainsi d'après l'équation (I-7), la puissance maximale transmissible au réseau est lorsque $\delta = \frac{\pi}{2}$. Au-delà de cette valeur, toute infinitésimale variation de l'angle interne conduirait à une situation instable, car :

- Une augmentation de la charge se traduit par une augmentation de i et donc de δ , d'après les lois de Kirchhoff et comme l'illustre la Figure I-6 (b) ;
- Pour $\delta < \frac{\pi}{2}$: si δ augmente, alors p_e augmente. Une augmentation de la charge correspond à une augmentation de la puissance électrique transmise, la situation est stable ;
- Pour $\delta > \frac{\pi}{2}$: si δ augmente alors p_e diminue. Une augmentation de la charge correspond à une diminution de la puissance transmise, la situation est instable.

La valeur de l'angle interne doit donc être inférieure à $\frac{\pi}{2}$ pour assurer la stabilité statique du système.

De plus, lors d'un transitoire impliquant par exemple l'augmentation de la vitesse du rotor, son énergie cinétique augmente et d'après l'équation (I-8) δ aussi. Qualitativement, il est nécessaire que δ soit suffisamment inférieur à $\frac{\pi}{2}$. En effet, sur la Figure I-6 (c), l'aire comprise entre la caractéristique sinusoïdale (p_e -angle interne) et la droite horizontale p_m est l'image de l'énergie cinétique maximale que peut emmagasiner le rotor sans perdre le synchronisme avec le reste du réseau. Pour plus d'explications, se référer à [1, 2, 29].

Les paramètres modifiables permettant de diminuer δ pour garder suffisamment de marges de fonctionnement sont les paramètres e et v_T . Il est donc nécessaire de piloter correctement la force électromotrice mais surtout de dimensionner correctement le réseau électrique, ses moyens de protections de gestion de la puissance réactive (pour piloter la tension v_T du réseau).

Ces premières sous-sections ont permis de mettre en avant les enjeux et les verrous de l'intégration massive d'EnRI vis-à-vis de la stabilité des réseaux électriques. Les prochaines sous-sections permettent de mettre en avant diverses solutions qui semblent prometteuses pour faire

évoluer les moyens de contrôle de la stabilité des réseaux en comparaison à ceux actuels. Parmi ces pistes, apparaissent les Small Modular Reactors (SMR) pour lesquels nous dresserons un panorama des études et des manques à ce sujet.

I.1.4. Flexibilité des moyens de productions

Actuellement, les machines synchrones sont les éléments clés des trois types de stabilité des réseaux électriques précédemment présentées. Historiquement, les réseaux se sont conçus, construits et optimisés autour de leur seule existence. Désormais, d'autres sources d'énergie tendent à remplacer les sources d'énergie carbonées ayant des machines synchrones.

D'un côté, comme indiqué dans le Tableau I.1, la production de puissance active (liée à la fréquence sur le réseau) et réactive (liée à la tension sur le réseau) des centrales électriques à combustible fossile est facilement pilotable et très flexible.

Tableau I.1. Capacités de flexibilité des centrales de production classiques¹

		Capacités en suivi de charge	Rampes pour le réglage primaire de fréquence
Diesel [30] ²		100 % P_n /min	100 % P_n /min
Gaz [31]	Cycle combiné	4-8 % P_n /min	
	Cycle ouvert	10-15 % P_n /min	
Charbon		2-6 % P_n /min [31]	2-5 % P_n en 30 s [32]
Nucléaire [33]	Konvoi	5 % P_n /min pour ± 50 %	1 % P_n /s pour ± 5 % P_n
	N4	5 % P_n /min	
	VVER ³ -1200	5 % P_n /min de 50 à 100 % P_n	1 % P_n /s pour ± 5 % P_n
	EPR	5 % P_n /min de 60 à 100 % P_n	1 % P_n /s pour $\pm 2,5$ % P_n

D'un autre côté, les moyens de production intermittents ne sont par définition pas *dispatchables*. Il en vient la nécessité de faire évoluer les moyens d'assurer la stabilité pour faciliter l'intégration d'EnRI au-delà d'un taux de pénétration de 40 % d'après l'étude [34] d'EDF R&D, au-delà de 30 % dans une région isolée d'après la thèse [26] ou au-delà de 50 % dans une région interconnectée d'après la thèse [35]. Quelques solutions sont présentées dans la sous-section suivante.

I.1.5. Solutions potentielles

Il est question dans la sous-section I.1.2 de multiples mécanismes impactés par l'insertion massive d'EnRI. Chacun de ces mécanismes fait l'objet d'une recherche active dans le domaine de la physique des réseaux électriques. Une autre manière de classer ces mécanismes est de raisonner en fonction de son échelle de temps caractéristique. Le Tableau I.2 résume les mécanismes impactés d'ordre technique qui présentés dans la sous-section I.1.2 et donne quelques pistes prometteuses étudiées dans la littérature scientifique.

Outre toutes les solutions potentielles qui sont à l'étude pour apporter des réponses aux problématiques soulevées par l'insertion massive d'EnRI, il semble opportun d'introduire les Small Modular Reactors (SMR). Les SMR — dont la définition précise est donnée dans la sous-section suivante — sont des réacteurs nucléaires qui présentent des caractéristiques techniques qui

¹ P_n signifie puissance nominale et dépend du contexte d'utilisation. Dans ce cadre, elle se réfère à la puissance nominale de la turbine.

² Source commerciale provenant d'un industriel.

³ *Vodo-Vodianoï Energuetitcheski Reaktor* : Réacteur à Eau Pressurisée russe.

pourraient s'avérer intéressantes du point de vue de la flexibilité, en plus de présenter l'intérêt d'être pilotables et d'apporter une énergie cinétique complémentaire au réseau grâce à leurs machines synchrones. C'est de l'étude de l'intérêt potentiel des SMR vis-à-vis de la stabilité des réseaux électriques dans un contexte d'accroissement des contraintes qu'il est question dans ce manuscrit de thèse.

Tableau I.2. Recensement non exhaustif de mécanismes impactés par l'insertion massive d'EnRI et de solutions à l'étude

Echelle de temps	Mécanisme en jeu	Influence de l'insertion massive de renouvelable	Solutions potentielles
t < s	1. Les harmoniques 2. Le synchronisme 3. Les protections 4. Les courants de court-circuit	1. Les onduleurs ont tendance à créer des harmoniques sur le réseau [6] 2. Des convertisseurs électroniques se substituent aux alternateurs qui ont de l'inertie. De manière imagée, il y a moins de « chefs d'orchestre » imposant la tension et la fréquence, et plus de moyens de productions qui injectent de la puissance en suivant le réseau [7, 12, 36] 3. Les moyens de protections ne sont pas initialement conçus pour fonctionner avec des flux de puissance bidirectionnels [13] 4. Les fort courants dus à des transitoires admis par l'électronique de puissance sont beaucoup plus faibles que ceux des machines synchrones ($1,1xI_n^1$ vs $6xI_n$) [14]	1. R&D sur le contrôle des onduleurs [6] 2. <i>Grid forming</i> [37] 3. et 4. Modification du plan de protection et R&D associés [14]
s < t < min	5. Les oscillations 6. L'inertie 7. Le réglage hiérarchique de fréquence 8. Le réglage hiérarchique de tension	5. Apparition de nouveaux modes d'oscillations apportées par le <i>grid forming</i> [8, 9] 6. Réduction de l'inertie impliquant des déviations de fréquence plus rapides [15] 7. Capacités limitées des éoliennes et du PV à faire du suivi de fréquence 8. Gestion du réglage de tension dépendante du type de convertisseur [19]	5. Utilisation de réseau de neurones artificiels pour l'ajustement de PSS pour amortir les oscillations [38] 6. Inertie virtuelle ou synthétique (source continue pilotable [39, 40], photovoltaïque avec stockage [39, 41], éolien [42]) 7. Pilotage des énergies renouvelables (régulateur Flexible Power Point Tracker-FPPT pour le photovoltaïque [43] ou pour l'éolien [42], divers contrôles pour l'éolien [44]) Stockage batteries, flexibilités [45] 8. <i>Grid forming</i> [46], réglage coordonné de tension sur les réseaux de distribution utilisant les EnRI [47, 48]

¹ Courant nominal de la bobine statorique de l'alternateur.

min < t < jour	<p>9. Réglage tertiaire et équilibrage prévisionnel/J-1</p> <p>10. Flux de puissance sur le réseau dépendant de la production intermittente</p>	<p>9. Eoliennes et PV non <i>dispatchables</i> pour effectuer du suivi de charge¹</p> <p>10. Inversion des flux entre les réseaux de transport et de distribution au cours de la journée, modifiant les niveaux de tension²</p>	<p>9. Augmentation du besoin de réserve : demande flexible, nouveaux stockages (batteries, <i>etc.</i>), mutualisation des réserves par le réseau. [45] Ecrêtement de la production éolienne (à la baisse) [49] Intelligence artificielle au service de la prédiction de la production intermittente [50]</p> <p>10. Investissement sur la R&D concernant les protections [51] Optimisation de la répartition des flux (distances électriques/répartition géographique des injections et soutirages) [36]</p>
Jour < t < année	<p>11. Equilibrage prévisionnel/Actions de planification du système</p> <p>12. Episodes météorologiques</p>	<p>11. et 12. <i>Adequacy</i> saisonnière [20]</p>	<p>11. et 12. Stockage d'électricité saisonnier [52]</p>
t > année	<p>13. Capacités du réseau électrique</p>	<p>13. Réseaux non conçus pour de grandes amplitudes de transits Réseaux électriques non conçus pour transporter l'électricité sur des milliers de km [21]</p>	<p>13. Investissement sur le renforcement du réseau de transport et de distribution [36] Création d' « autoroutes à électricité » [53]</p>

¹ Par définition.

² Voir équation (I-4).

I.1.6. Les Small Modular Reactors

I.1.6.1. Définition

Nous considérons ici la définition donnée des Small Modular Reactors (SMR) donnée par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [54], dont nous proposons ici une traduction :

« Les SMR sont définis comme étant des **réacteurs nucléaires** dont la puissance électrique est **inférieure à 300 MW** par module. Ils sont généralement conçus pour être **construits en usine** afin de bénéficier des **économies de production en série**, puis transportés sur le site où ils doivent être installés. Ils exploitent des caractéristiques de **sûreté intrinsèques**, tels que des systèmes passifs de sécurité et des conceptions simplifiées impliquant des systèmes et composants moindres et plus simples. Il est prévu qu'ils soient déployés en série [...]. Les SMR pourront être installés :

- Sous forme de modules individuels distribués sur le réseau, ce qui pourrait être attractif dans les pays ou régions où les **réseaux sont moins développés** ;
- Dans des régions isolées ;
- Comme sources d'électricité dédiées à des **complexes industriels** ;
- Ou encore dans des centrales traditionnelles à plus grande échelle en **regroupant plusieurs modules**.

En principe, les SMR pourraient être adaptés pour **répondre aux besoins de flexibilité** de la production d'électricité par les réseaux électriques futurs qui allieront des centrales en fonctionnement en base et une part accrue de production intermittente. Ils pourraient être utilisés par un large spectre d'utilisateurs et d'applications, incluant le **stockage d'énergie**, la **cogénération** et d'autres applications non électriques. »

Cette définition ne renseigne aucunement sur la technologie du modérateur, du caloporteur ou du combustible. En effet, d'après cette définition, toutes les technologies classiques de réacteurs nucléaires peuvent être éligibles à cette appellation. Dans la pratique, la recherche se porte effectivement sur toutes les technologies possibles. A la date de 2020, l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) recensait 72 projets de SMR [55] incluant tous types de technologies, dont entre autres :

- Nuward qui est un projet avancé (en 2023) de Réacteur à Eau Pressurisée (REP) français de 2×170 MWe ;
- CANDU SMR qui est un concept *CANada Deuterium Uranium* CANDU canadien de 300 MWe ;
- BWRX-300 qui est un projet avancé de Réacteur à Eau Bouillante (REB) américano-japonais de 300 MWe ;
- HTR-PM qui est double *Very High Temperature Reactor* (VHTR) chinois en fonctionnement (en 2023) de 210 MWe au total ;
- BREST-OD-300 qui est un Réacteur à Neutrons Rapide (RNR) russe en construction (en 2021) de 300 MWe ;
- *Etc.*

Et incluant des projets à puissance plus modestes, dont entre autres :

- NuScale qui est un REP américain en cours d'examen d'évaluation (en 2023) présentant des modules de 60 MWe ;
- CAREM qui est un REP argentin dont un prototype est en cours de construction (en 2023) d'une puissance de 30 MWe ;

- KLT-40S qui est un REP russe en fonctionnement (en 2023) de 35 MWe.

Les gammes de technologies et de puissances couvertes par la définition des SMR est donc large. Restreindre leur étude à une puissance, un degré de flexibilité de rampes donné ou tout autre paramètre ne paraît pas pertinent.

I.1.6.2. Flexibilité des SMR

De son côté, l'AIEA présume que les SMR pourraient permettre de répondre aux besoins de flexibilité de la production électrique [56] et offrent la possibilité de combiner efficacement l'énergie nucléaire avec des sources d'énergie alternatives telles que les EnRI [57]. Dans le rapport [54] duquel est issu la définition des SMR précédente, l'AIEA recommande d'accélérer l'innovation sur les nouvelles conceptions de réacteurs nucléaires, tels que les SMR, afin d'améliorer la flexibilité des centrales nucléaires pour faciliter l'intégration des EnRI dans le mix énergétique.

Comme expliqué précédemment, les SMR présentent des caractéristiques intéressantes du point de vue de la flexibilité. Ces caractéristiques peuvent être regroupées sous différentes catégories : une flexibilité d'exploitation, une flexibilité de déploiement et une flexibilité de l'utilisation, comme le propose [58]. Chacune de ces catégories peut être déclinée en plusieurs points, proposés par [57] et listés ci-après.

- Flexibilité d'exploitation

- o Manœuvrabilité accrue des SMR :
 - Le fonctionnement des réacteurs à puissance intermédiaire est actuellement limité. Pour les SMR, la capacité de production peut être modulée par unité de SMR et permettre ainsi d'ajuster la puissance de manière incrémentale en allumant/éteignant des modules. Une centrale regroupant plusieurs modules pourrait ainsi fonctionner de manière prolongée à puissance intermédiaire ;
 - Les SMR pourraient inclure des systèmes de contrôle de la réactivité innovants (sans bore) qui pourraient réduire les sollicitations du cœur pendant le suivi de charge et ainsi améliorer les rampes de puissance atteignables.
- o Disponibilité accrue :
 - Les SMR peuvent offrir une disponibilité accrue grâce à un cycle d'exploitation prolongé en augmentant significativement les périodes entre les rechargements de combustible.
- o Compatibilité à une utilisation hybride :
 - Outre le rôle traditionnel des centrales nucléaires pour la production d'électricité et grâce à leurs plus petites puissances, les SMR peuvent plus aisément être utilisés pour des applications non électrogène (chauffage urbain, dessalement, production d'hydrogène, etc.). Il pourrait donc être possible de moduler la production des SMR entre plusieurs applications en fonction de la demande (par exemple, la production d'électricité aux heures de pointe et la transition vers d'autres processus utilisant la chaleur des SMR aux heures de faible demande). Cela permettrait de grandes variations de la puissance électrique sans affecter la puissance produite par le cœur du SMR qui serait maintenue constante pendant le suivi de charge.
- o Diversification des combustibles utilisés :
 - La recherche sur l'innovation des éléments combustibles est active notamment sur la composition des pastilles de combustible et des gaines pour les rendre plus tolérants à des contraintes plus fortes (*accident tolerant fuel* [59]) ;

- L'augmentation des capacités des réacteurs de 4^{ème} génération — incluant aussi les SMR — à faire du multi-recyclage ou à transmuter des actinides mineurs issus de combustible usés nécessite de concevoir des cœurs plus flexibles quant à leur composition.

- Flexibilité de déploiement

- Capacité à être déployée à des puissances diverses :
 - Grâce à leurs faibles puissances, les SMR peuvent plus facilement s'intégrer dans des petits réseaux dont la demande d'énergie est modeste. Il est aussi envisageable de vouloir renforcer des réseaux de forte puissance en remplaçant par exemple les centrales thermiques à flamme, qui sont généralement elles-mêmes des moyens de production de plus faible puissance que les centrales nucléaires classiques.
- Capacité à être déployée à des localisations flexibles :
 - La faible quantité de chaleur à évacuer des SMR ne nécessite pas autant d'eau de refroidissement que les centrales de forte puissance, permettant d'élargir les options géographiques d'implantation. Les SMR pourraient donc être plus proches des centres de consommation d'électricité et pourraient être plus facilement couplés à des systèmes utilisant de la chaleur.
- Constructibilité :
 - Leurs plus petites tailles et le fait qu'ils puissent être fabriqués de manière modulaires et à la chaîne pourrait permettre de mieux contrôler les délais et les budgets de construction.
- Capacité d'adaptation de la puissance installée :
 - La possibilité d'ajouter des modules à une centrale peut permettre d'adapter de façon incrémentale la puissance installée d'un réseau en fonction de l'évolution de la demande.

- Flexibilité de l'utilisation

- Capacité à produire de manière fiable, variable et en cogénération :
 - De l'électricité ;
 - De la chaleur industrielle ;
 - De la chaleur urbaine ;
 - Du dessalement ;
 - De l'hydrogène ;
 - *Etc.*

I.1.7. Problématique de la thèse

Cette première section a permis de mettre en avant les enjeux techniques principaux induits par l'intégration d'EnRI sur la stabilité, la gestion et la planification des réseaux électriques. De nombreuses pistes de réflexions et de recherches ont pour objectifs de lever les différents verrous technologiques rencontrés pour l'intégration d'EnRI.

D'un autre côté, la recherche dans le domaine nucléaire est active sur le sujet des SMR. De nombreux rapports prévoient une augmentation de la flexibilité de ces réacteurs, permettant d'après

eux de compenser la variabilité des EnRI [55, 60] et présumant qu'ils pourraient être bénéfiques pour accélérer l'intégration d'EnRI dans les réseaux [54].

Cependant, la quantification de cet apport des SMR à la stabilité des réseaux électriques vis-à-vis de l'intégration massive d'EnRI demande une approche scientifique robuste et rigoureuse. Il est désormais question de comprendre et de quantifier précisément les mécanismes physiques en lien avec l'insertion de SMR sur un réseau électrique, du point de vue de la stabilité de ces réseaux. Il semble alors pertinent de se demander :

Comment caractériser l'intégration d'un parc de SMR sur un réseau électrique dans un contexte de besoin accru de flexibilité ?

Pour répondre à cette question, nous allons tout d'abord dresser dans la prochaine section I.2 un panorama des études effectuées sur le sujet de l'interaction des SMR et des réseaux électriques contraints pour souligner les études déjà menées, les moyens et choix de modélisation mis en œuvre dans ces cadres, les principaux résultats obtenus et finalement les limites par rapport à la question précédente. Finalement, cet état de l'art nous permettra de positionner nos travaux dans la section I.3 afin de compléter les études déjà menées sur la caractérisation de l'interaction SMR/réseaux électriques.

I.2. ETAT DE L'ART SUR L'INTERACTION DU NUCLEAIRE FLEXIBLE ET DES RESEAUX ELECTRIQUES

I.2.1. Etat de l'art

Quelques travaux ont déjà proposé des approches permettant de quantifier l'interaction du nucléaire (et en particulier des SMR) avec les réseaux électriques dans le cadre de la transition énergétique. Les références présentées ci-dessous recensent des approches techniques sur les sujets principaux qui concernent l'interaction du nucléaire et des réseaux électriques.

- Concernant l'intégration de SMR pour répondre aux questions de long terme sur les capacités installées :

La référence [61] propose d'explorer l'impact du déploiement de flottes de SMR à la place de sources carbonées sur les réseaux électriques canadiens vis-à-vis du coût de l'électricité et de l'impact carbone de l'énergie produite. Pour cela, un modèle d'optimisation sous contraintes est proposé. Il permet de maximiser la part d'électricité décarbonée par rapport au coût de l'électricité tout en contraignant notamment :

- Les coûts de production et d'acheminement de l'électricité ;
- Les ressources primaires à disposition sur le sol canadien ;
- Les capacités installées et interconnexions qui doivent garantir suffisamment d'énergie pendant chaque période du scénario ;
- Les émissions de gaz à effet de serre qui ne doivent pas dépasser certains objectifs.

Ce modèle divise le temps en 3 périodes de 2031 (date qu'ils estiment pour le déploiement du premier SMR) jusqu'à 2045 et l'espace en 13 provinces et territoires. Les principales conclusions de cet article sont que les SMR pourraient remplacer les 14 centrales à charbon canadienne d'ici 2045, permettant de diminuer les émissions de gaz à effet de serre du système électrique de 48 % par rapport à 2018. Cet article permet d'apporter un éclairage spatial au problème mais considère implicitement le réseau comme une plaque de cuivre, c'est-à-dire que l'aspect typologique des réseaux électriques et les flux de puissance dessus ne sont pas pris en compte. En outre, le raisonnement se base sur des énergies (par périodes de 5 ans), plutôt qu'en puissance. Ce type d'étude ne renseigne donc pas sur la physique et la stabilité des réseaux électriques vis-à-vis de l'intégration de SMR.

- Concernant l'étude d'un SMR vis-à-vis de sa capacité à moduler sa puissance pour la stabilité d'un réseau électrique.

La référence [62] propose d'explorer l'impact de la cogénération sur le cœur d'un SMR lors d'un transitoire de suivi de charge. Pour cela, un modèle simplifié sur Matlab/Simulink de SMR, proposé dans [63, 64], est couplé à un modèle de processus de cogénération afin de compenser les demandes du réseau vis-à-vis de suivi de charge. Les équations de la neutronique sont celles de la cinétique point. Les équations de la thermohydraulique sont des bilans de conservation de la quantité de mouvement, de la masse et de l'énergie au niveau du Générateur de Vapeur (GV). Et finalement les modèles de la turbine et de la cogénération sont deux modèles génériques simplifiés qui ne dépendent pas de l'architecture de ces composants. Ni le réseau électrique, ni l'alternateur ne sont modélisés. La puissance de la turbine et d'autres variables sont régulées à l'aide de correcteurs. Le principal résultat de cet article est que la variation de la puissance extraite par le processus secondaire pour un transitoire donné entraîne la variation de la puissance de la turbine de 100 %Pn à 70 %Pn en 10 minutes (c'est-à-dire avec une rampe de 3 %Pn/min), tout en étant totalement transparent pour le cœur. Ainsi, le transitoire de type suivi de charge qui est proposé ici n'entraîne pas de variation au cœur du réacteur, démontrant la faisabilité de la cogénération des SMR pour augmenter leur flexibilité vis-à-vis du suivi de charge. Si cet article étudie l'impact de la présence d'un processus de cogénération sur le cœur du SMR pour du suivi de charge, il n'étudie ni l'impact d'évènements plus rapides (tels que ceux liés au réglage de fréquence) ni l'impact de la présence de SMR sur des réseaux électriques réels. L'interaction des deux domaines nucléaire/réseaux électriques n'est donc pas capturée à l'aide de ce type d'étude.

- Concernant la modélisation d'un SMR et d'un réseau électrique vis-à-vis de leur interaction sur des transitoires de régulation de fréquence impactant la stabilité du réseau électrique.

La référence [65] propose un modèle dynamique du projet de SMR NuScale allant du cœur jusqu'à l'amont de la turbine. Ce modèle est intégré dans le logiciel de simulation dynamique des réseaux électriques PSS/E. Cette modélisation inclut les équations de la cinétique point pour la neutronique et des équations génériques de bilans de conservation de l'énergie pour la thermohydraulique au niveau du circuit primaire et du générateur de vapeur. Ce modèle est ensuite complété d'un processus de cogénération pour de la production de chaleur urbaine et de stockage thermique dans la référence [66]. Dans cette référence, un réseau électrique de 30-nœuds consommant environ 105 MWe et incluant un couplage SMR-cogénération, des sources éoliennes et photovoltaïque et une batterie est modélisé. Entre autres, des transitoires correspondant à de la régulation de fréquence sont simulés en faisant varier la consommation et la production d'EnRI, et démontrent l'intérêt d'étudier cette interaction :

- Du côté de la stabilité du réseau : le comportement du réseau est impacté par la présence du couplage SMR-cogénération par rapport à un SMR seul. Cela signifie que la flexibilité d'exploitation du SMR est importante, et que le SMR présente un avantage vis-à-vis des réacteurs de forte puissance ;
- Du côté nucléaire : la présence d'une batterie sur le réseau permet de diminuer les contraintes sur le cœur du SMR.

Cependant :

- Le modèle de la turbine dans le logiciel utilisé est le seul composant du SMR qui n'est pas remis en question et qui est utilisé tel quel sans justification ;
- L'aspect géographique des moyens de production n'est pas pris en compte dans cette étude ;
- Un seul SMR est présent sur le réseau, il ne s'agit pas d'une flotte de SMR ;
- La dynamique du SMR est corrélée à celle du projet NuScale et à la cogénération de chaleur urbaine, sans permettre de degré de liberté quant à la conception de réacteurs nucléaires encore plus flexibles que le couplage SMR-cogénération proposés.

- Concernant le dimensionnement de l'architecture d'un réacteur nucléaire afin de lui offrir plus de flexibilité.

Les deux références du même auteur [22, 67] proposent de quantifier les options de conception d'un réacteur nucléaire afin de lui donner une flexibilité accrue permettant d'être plus enclin à effectuer du suivi de charge et du réglage de fréquence. Pour cela, un modèle simplifié de réacteur nucléaire est proposé et prend en compte les équations de la cinétique point pour la neutronique, des bilans d'énergie pour le circuit primaire et des inerties thermiques pour le générateur de vapeur. Une analyse de sensibilité est menée et prend en entrée les paramètres de coefficient modérateur et Doppler, les temps caractéristiques de circulation du fluide dans le circuit primaire et les vitesses d'insertion des barres de contrôle dans le cœur. Les paramètres de sorties analysés tels que les rampes de puissance du cœur, les rampes de température du combustible et du GV ou les variations de réactivité permettent de quantifier les performances du cœur, de la sûreté du cœur et du GV, ou du pilotage du réacteur. Cette analyse de sensibilité permet de quantifier quelle modification de plusieurs paramètres de conception (notamment de coefficient Doppler ou de temps caractéristiques dans la boucle primaire) permettent d'atteindre un niveau élevé de performance et de sûreté du réacteur flexible pour répondre à des transitoires enveloppes caractéristiques du suivi de charge et du réglage de fréquence. Cette approche prend le problème à l'envers des références précédemment citées. En effet, elle permet de ne préjuger d'aucune limite du nucléaire flexible mais donne des pistes de conception de réacteurs pour les intégrer dans des réseaux contraints. Cependant dans cette approche, le réseau électrique est représenté comme une condition aux limites, ne permettant pas de véritable interaction entre la physique du réseau électrique et du réacteur nucléaire.

I.2.2. Synthèse

Cet état de l'art permet de mettre en exergue plusieurs approches menées pour caractériser l'impact qu'aurait l'intégration de SMR sur des réseaux électriques.

D'abord, les études d'optimisation de la capacité installée ou des scénarios de mise en place d'une flotte de SMR invoquent des notions de technico-économie, raisonnent sur des notions d'énergie pour l'équilibre production-consommation et considèrent les réseaux électriques comme des plaques de cuivre permettant de faire transiter toutes les énergies sans problème. Celle-ci ne permet donc pas de savoir si les réseaux électriques sont capables ou non d'accommoder les flux et variations instantanées de puissance en restant stables à des échelles de temps plus courtes.

Ensuite, en étudiant un modèle simplifié de réacteurs nucléaires avec des rampes de puissance à la turbine comme conditions aux limites, les références parcourues ne permettent pas de quantifier l'interaction des deux physiques. Elles permettent simplement de quantifier l'impact des réseaux électriques contraints sur le cœur des réacteurs nucléaires ou sur leur dimensionnement et celui de potentiels couplages.

Finalement, une approche permettant l'étude de l'interaction d'un modèle d'un couplage SMR-cogénération et d'un modèle de réseau électrique ne permet pas de s'affranchir des limites de conception actuelles des réacteurs nucléaires vis-à-vis de leur flexibilité. Il apparaît pourtant intéressant de ne postuler aucune limite de flexibilité pour pouvoir quantifier ce que les réseaux électriques pourraient requérir des SMR pour assurer leur stabilité.

Au total, il semble que :

- Aucune étude parcourue n'évalue l'impact des choix de modélisation des composants des SMR alors même que plusieurs approches existent. Par exemple, les références [65, 66] incluent des modèles avancés du réacteur à l'amont de la turbine, puis de l'aval de la turbine au réseau électrique sans quantifier l'impact du choix de modélisation de la partie turbine du turboalternateur qui est pourtant le lien entre le réseau électrique et le SMR ;

- Aucune étude à notre connaissance ne traite de l'impact de la présence d'une flotte de SMR sur la stabilité des réseaux électriques, alors même que les SMR pourraient être largement déployés sur les réseaux électriques ;
- Aucune étude portée à notre connaissance n'étudie l'impact de la présence de SMR sur diverses topologies de réseaux. Cela peut poser diverses questions, d'abord car les enjeux d'intégration sur un micro-grid ou un réseau isolé ou insulaire ne sont pas les mêmes que sur des réseaux continentaux. De plus, concernant l'aspect spatial, la référence [68] met en avant que « *l'impact de la topologie d'un réseau électrique sur sa stabilité en fréquence est inconnue* », exprimant ainsi l'intérêt d'étudier l'impact de la distribution de moyens de production sur un réseau. Pour aller plus loin, la référence [69] met en avant que la localisation des moyens de productions possédant de l'inertie¹ devrait tendre à être optimisée au fur et à mesure de la pénétration d'EnRI dans le mix électrique pour ne pas le déstabiliser.

Ainsi, une simple étude bibliographique ne suffit pas pour caractériser l'interaction d'une flotte SMR avec des réseaux électriques contraints. La section suivante propose alors une démarche pour compléter la littérature scientifique à ce sujet.

I.3. DEMARCHE ET ORGANISATION DU MANUSCRIT

I.3.1. Choix temporel

La sous-section I.1.2 a permis de recenser quelques mécanismes importants touchés par l'insertion massive d'EnRI. Les mécanismes recensés dans le Tableau I.2 par pas de temps sont illustrés dans la Figure I-7. Le placement de chacun des phénomènes sur l'axe temporel est basé sur des données issues de l'étude bibliographique. A titre d'exemple, des temps caractéristiques sont associés à des phénomènes d'importance dans la liste ci-dessous :

- 2 ms : Constante de temps électrique dans un réseau [26] ;
- 20 ms : Période associée du 50 Hz ;
- De 0,5 à 4 s : Périodes d'oscillation des modes locaux et interrégionaux [70] ;
- 1 s : Ordre de grandeur du déclenchement du réglage primaire (zone d'insensibilité de 10 mHz) ;
- 2-3 s : Ordre de grandeur de la fin du domaine des protections [71] ;
- 10 s : Temps que met l'information d'une onde électromagnétique dans un conducteur à 400 kV pour parcourir 3 000 km à sa vitesse de phase [72] ;
- 15 s : Constante de temps mécanique d'un rotor de machine synchrone [26] ;
- 30 s : Temps du relais réglage primaire-réglage secondaire ;
- 15 min : Temps du relais réglage secondaire-réglage tertiaire ;
- 30 min : Fin du réglage secondaire et actualisation du suivi de charge de RTE ;
- 1 journée : Echelle de temps caractéristique du suivi de charge (prévision J-1).

¹ Il s'agit des moyens de productions connectés au réseau par des machines synchrones.

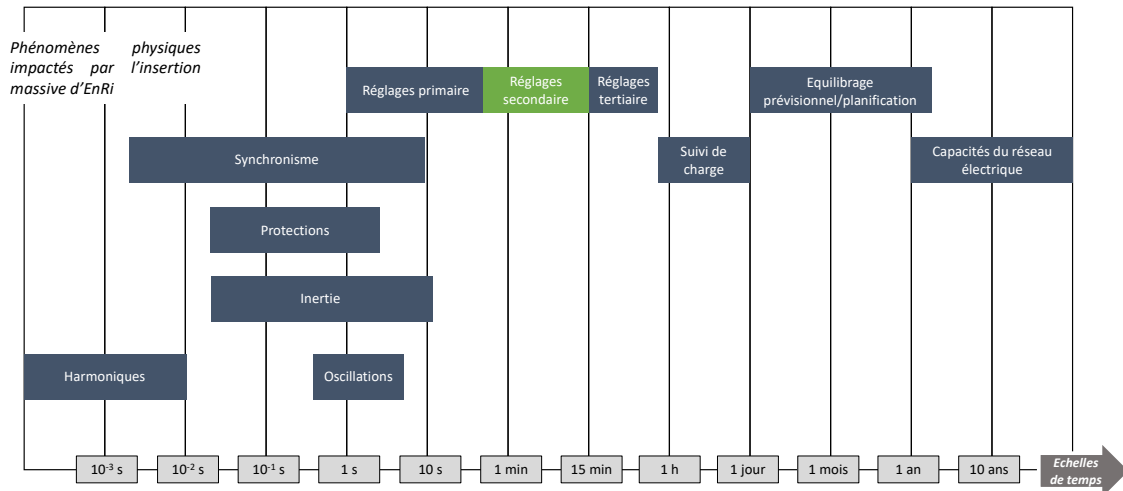


Figure I-7. Diagramme temporel des mécanismes impactés par l'insertion massive d'EnRI

Il apparaît que de nombreux mécanismes aux échelles de temps de la seconde à la minute sont impactés par l'insertion massive d'EnRI et impactent à leur tour la stabilité des réseaux électriques. L'étude de l'impact, à cette échelle de temps, de l'intégration de SMR est ainsi particulièrement pertinente. C'est donc cette **échelle de temps de la seconde à la minute** qui retient notre intérêt.

I.3.2. Choix spatial

Au vue de l'échelle de temps d'intérêt de la seconde à la minute et de l'état de l'art précédemment effectué, il n'apparaît pas approprié de traiter le problème en considérant les réseaux électriques comme des plaques de cuivre permettant aux flux de puissance de transiter sans limitations. Il est nécessaire de prendre en compte la topologie des lignes électriques et la répartition des moyens de production sur ces réseaux.

En outre, il s'agit ici d'étudier l'impact de la présence de SMR dont les puissances sont certes inférieures à 300 MWe mais qui sont bien trop élevées pour être intégrées à des réseaux de distribution. Le choix des réseaux d'études porte donc sur des **réseaux de transport**, qu'ils soient représentatifs de continents entiers, de pays interconnectés ou non, ou de réseaux insulaire et isolés. Il faut aussi garder à l'esprit que les méthodologies et études présentées dans ce manuscrit présentent un caractère inédit, contraignant les choix de réseaux étudiés afin de garder une maîtrise de la démarche.

I.3.3. Organisation des travaux

En reprenant les termes de la flexibilité présentés dans le paragraphe I.1.6.2, cette thèse permet de **caractériser l'impact de l'intégration, à l'échelle de la seconde à la minute, de SMR dont la flexibilité est issue de leur capacité de déploiement à localisation flexible, à puissance flexible et à manœuvrabilité accrue sur des réseaux électriques de transport divers**. Les flexibilités retenues étant indépendantes de tout choix technologique (combustibles ou matériaux innovants, cogénérations, etc.), de toute problématique technico-économique ainsi que de toutes problématiques politiques ou sociologiques concernant la construction de flottes de SMR sur des territoires donnés. Seuls les mécanismes physiques afférents à la flexibilité de ces réacteurs et à leur potentiel d'influence sur la stabilité des réseaux sont étudiés dans le cadre de ces travaux de thèse.

Ce **Chapitre I** a permis de mettre en avant un besoin de nouveaux moyens de flexibilité pour les réseaux électriques futurs. Il semble que les SMR présentent des caractéristiques intéressantes de ce point de vue. La littérature scientifique fait ressortir plusieurs approches pour caractériser l'interaction de SMR avec des réseaux électriques. Cependant, il semble que l'étude de la manœuvrabilité des SMR et de leur flexibilité de déploiement sur différentes topologies de réseaux

n'a jamais été entreprise et présenterait pourtant un intérêt certain. En outre, ce chapitre fait apparaître que l'échelle de temps comprise entre la seconde et la minute et la topologie des réseaux sont intéressants à étudier et que pour cela, il est nécessaire d'effectuer des simulations dynamiques des réseaux électriques à l'aide de logiciels spécialisés.

En outre, la littérature scientifique adopte différentes modélisations plus ou moins simplifiées des réacteurs nucléaires sans effectuer de comparaison de l'impact que ce choix a sur la représentativité des dynamiques des réacteurs nucléaires et des réseaux électriques. Plusieurs questions surviennent quant à la modélisation des SMR à prendre en compte : une modélisation simplifiée est-elle suffisante ? Ou un couplage avec un code de calcul de dynamique des réacteurs est-il nécessaire ? Et le cas échéant, dans quels cadres un couplage est nécessaire ? Le **Chapitre II** permet de recenser les différentes approches de simulation de la dynamique des réacteurs nucléaires et des réseaux électriques, et de retenir celles qui semblent pertinentes pour ces travaux de thèse. Parmi ces approches, de nombreux modèles sont utilisés pour représenter des mêmes éléments, tels que la turbine ou le réseau électrique par exemple. Une mise en perspective des modèles physiques et de leurs limites potentielles est effectuée. De plus, ce chapitre permet de présenter les outils de calculs et logiciels de simulation retenus dans la mesure où pléthore d'outils équivalents peuvent exister pour une même approche. Finalement, quelques jeux de données et cas d'applications sont mis en avant à la fois pour leur pertinence mais aussi pour être utilisés dans les chapitres suivants.

Il apparaît qu'historiquement, les études physiques de génie électrique et de dynamique des réacteurs nucléaires étaient cloisonnées et considéraient l'autre domaine de la physique comme une condition aux limites. Le **Chapitre III** cherche à caractériser une partie des contextes d'étude nécessitant un couplage des deux physiques au vu des différences de modèles adoptées par chaque domaine de physique. Pour cela, un chaînage entre deux outils de simulation de chaque physique (retenus dans le Chapitre II) est entrepris. La comparaison des résultats — suite à des transitoires donnés — issus du chaînage par rapport à des simulations indépendantes (sans chaînage) permet de caractériser dans quels cas d'étude un chaînage ou un couplage est nécessaire et dans quels cas il est possible de s'en passer.

Finalement, les conclusions sur les besoins de couplage permettent d'affiner les hypothèses de simulation du **Chapitre IV** afin de proposer une méthodologie pour caractériser et quantifier l'impact de l'implantation de parcs de SMR sur différents types de réseau. L'état de l'art précédemment présenté a montré que certains points de l'interaction des SMR et des réseaux électriques ne sont pas traités tout en présentant pourtant un intérêt. En particulier, les travaux menés dans ce chapitre s'attachent à proposer une méthodologie de caractérisation de l'impact d'une flotte de SMR dont la localisation, la dynamique et la taille peuvent varier et influencer sur le contrôle de la stabilité de réseaux électriques divers. Cette méthodologie est ensuite appliquée à une modélisation d'un réseau représentatif d'un réseau continental et d'un réseau insulaire.

A retenir du Chapitre I- Contexte, problématique et positionnement

- Le système électrique a un rôle central dans l'économie, l'outil de production et la prospérité de l'Homme moderne et sa décarbonation présente de forts enjeux
- Le remplacement des centrales thermiques fortement émettrices de gaz à effet de serre par des Energies Renouvelables Intermittentes va tendre à bouleverser le paradigme de la gestion de la stabilité des réseaux électriques
- De nombreuses pistes de recherche existent, incluant l'apport potentiel des Small Modular Reactors (SMR) qui sont à la fois économiques, décarbonés et sûrs, et qui présentent des caractéristiques intéressantes du point de vue de la flexibilité par rapport aux centrales nucléaires historiques. Par flexibilité, sont entendus :
 - o Flexibilité d'exploitation (manœuvrabilité, disponibilité accrue, utilisation hybride, combustible innovant)
 - o Flexibilité de déploiement (puissance flexible, localisation flexible, constructibilité, adaptation de la capacité installée)
 - o Flexibilité d'utilisation (production non électrogène d'électricité/chaleur urbaine/H₂/dessalement, *etc.*)
- Une échelle d'intérêt de la stabilité des réseaux particulièrement intéressante pour le domaine de la physique se démarque et se situe entre la seconde et la minute
- Peu de littérature scientifique traite de l'impact des SMR à l'échelle de temps précédemment citée au niveau de la flexibilité de déploiement et de la manœuvrabilité
- Une approche originale par rapport à la littérature scientifique est proposée afin d'étudier l'impact de ces notions de flexibilité des SMR sur cette échelle de temps, concernant la stabilité en fréquence de réseaux électriques de transport contraints par les nouveaux enjeux de la transition énergétique

Chapitre II - OUTILS DE MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES ET DE DYNAMIQUE DES REACTEURS NUCLEAIRES

Ce chapitre permet de donner au lecteur les bases de connaissance et de compréhension de la modélisation des réseaux électriques et des réacteurs nucléaires utilisées dans les chapitres de résultats. En outre, il justifie l'utilisation des codes de calculs choisis pour les études de génie électrique et de dynamique des réacteurs nucléaires et présente les jeux de données et cas d'études utilisés dans la suite de ces travaux.

Sommaire

II.1. Introduction	34
II.2. Modélisation des réseaux électriques	34
II.2.1. Inventaire et description des outils à disposition.....	34
II.2.2. Description des équations caractéristiques.....	35
II.2.3. Réseaux étudiés dans la thèse	45
II.3. Modélisation des réacteurs nucléaires	49
II.3.1. Inventaire et description des outils à disposition.....	49
II.3.2. Description des équations caractéristiques.....	50
II.3.3. Réacteur ASTRID.....	54
II.4. Conclusion partielle	56

II.1. INTRODUCTION

La problématique de la thèse posée dans le chapitre précédent étant par nature bi-disciplinaire, les besoins de simulation doivent à la fois traiter la modélisation de phénomènes de génie électrique et de physique des réacteurs nucléaires. Les outils de calculs scientifiques spécialisés en génie électrique ou en physique des réacteurs incluent certes des modèles de l'autre physique, mais ces modèles souvent représentatifs de conditions aux limites sont généralement très simplifiés.

Certains travaux cherchent à implémenter des modèles plus précis du comportement de réacteurs dans des logiciels de génie électrique, tels que [63, 65, 66] cités dans le chapitre précédent ou encore [73, 74] qui adoptent une approche similaire. Ces travaux sont pertinents, mais nécessitent à la fois de valider ces nouveaux modèles et de recréer des jeux de données permettant la simulation de réacteurs nucléaires¹.

Une autre possibilité est de faire communiquer deux codes de simulations différents, l'un de génie électrique, l'autre de physique des réacteurs. Ce couplage des physiques, et donc des codes de simulations, sera analysé à travers quelques cas d'application dans le Chapitre III. Avant cela, le choix des outils de modélisation est argumenté dans ce chapitre, puis les différences d'approches entre les deux outils de calcul retenus sont mises en avant et finalement, la présentation de jeux de données utiles aux cas d'applications des Chapitre III et Chapitre IV y est effectuée.

La prochaine section motive le choix de l'outil PowerFactory pour effectuer des simulations dynamiques des réseaux électriques, met en avant les modèles généralement utilisés dans ce cadre et présente deux réseaux pertinents pour la suite du manuscrit. De manière analogue, la section d'après motive le choix de l'outil CATHARE pour simuler la dynamique des réacteurs nucléaires. Elle présente également les modèles allant du réacteur au réseau électrique utilisés par cet OCS retenu, et introduit un jeu de données modélisant une partie de réacteur nucléaire qui sera appelé dans la suite de ces travaux.

II.2. MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES

II.2.1. Inventaire et description des outils à disposition

Il existe un certain nombre de logiciels de simulation de réseaux électriques calculant des flux de puissance statiques, appelés aussi « calcul de répartition de charge » ou « *Load Flow* » en anglais (explicités dans le paragraphe II.2.2.2) et des simulations dynamiques (explicitées dans le paragraphe II.2.2.3). Au sein de ces outils, il existe aussi des dizaines de modèles différents pour chaque composant électrique du réseau en fonction des applications, des besoins et des coûts de calculs mais les méthodes de résolution des équations décrivant leur physique restent similaires. Ainsi, le choix d'un logiciel en particulier dépend généralement de son contexte d'utilisation. Les principaux logiciels utilisés actuellement dans l'industrie électrique sont cités dans le Tableau II.1. La popularité des trois principaux logiciels est présentée dans la thèse [75] en calculant la proportion d'articles qui utilisent ces logiciels dans un échantillon arbitraire d'articles traitant des problématiques de réseaux électriques.

Tableau II.1. Comparaison des principaux logiciels de simulation de réseaux électriques, issu de [75]

Logiciel de simulation	Popularité d'après [75]	<i>Load Flow</i>	Simulation RMS
Matlab/Simulink	48 %	Oui	Oui
PSCAD	24 %	Oui	Non
PowerFactory	14 %	Oui	Oui
PSS/E	7 %	Oui	Oui

¹ Ce sujet sera rediscuté dans la sous-section II.3.1.

Le logiciel le plus répandu pour l'étude des réseaux est Matlab/Simulink qui, d'après les retours d'expérience [22], ne comporte pas une grande bibliothèque de modèles prédéfinis et qui n'est pas optimisé vis-à-vis du temps de calcul et de l'utilisation de la mémoire. Le deuxième logiciel le plus répandu semble être PSCAD, mais il est dédié à la simulation EMT (ElectroMagnetic Transient) de phénomènes transitoires et ne comporte pas de module de simulation RMS¹ pour l'étude de la stabilité dynamique, qui est requis pour ces travaux de thèse, comme cela est détaillé plus tard dans le manuscrit dans le paragraphe II.2.2.3. Finalement, PowerFactory de DigSILENT semble être un bon choix de par sa bibliothèque de modèle suffisamment développée, par son champ d'applications (simulations statique et dynamique RMS) et par ses utilisateurs : entre autres le gestionnaire de réseau britannique et Enedis [22, 75], l'industriel Schneider [75], l'équipe encadrante au G2Elab et au CEA l'utilisent [22]. C'est donc notamment pour ces raisons de disponibilité du retour d'expérience que le logiciel PowerFactory a été retenu pour ces études.

La sous-section suivante explicite les équations, modèles et méthodes de résolution globales utilisées pour simuler des réseaux électriques afin de mettre en avant les différences d'approches pour étudier la dynamique des réacteurs nucléaires et des réseaux électriques et motiver le besoin d'explorer l'utilité d'un couplage des deux physiques.

II.2.2. Description des équations caractéristiques

II.2.2.1. Généralités

Les éléments principaux constitutifs d'un réseau électrique sont des machines synchrones, des lignes, des transformateurs, des nœuds (ou *bus* en anglais) sur lesquels se connectent les lignes et transformateurs et les charges. Chacun de ces composants peut être modélisé de différentes manières en fonction de l'application mais aussi en fonction du type de simulation, qu'il soit statique (*load flow*) ou dynamique (simulation RMS). Le prochain paragraphe II.2.2.2 décrit les principaux modèles utilisés pour les modélisations statiques et le suivant II.2.2.3, décrit ceux utiles pour les modélisations dynamiques.

II.2.2.2. Modélisation statique

Principe du calcul de répartition de charges (*load flow*)

Comme évoqué précédemment, le calcul de répartition de charges — généralement appelé *load flow* — a pour but de simuler un réseau électrique dans un état statique, c'est à dire en régime permanent. Pour un réseau donné, les valeurs de puissance aux générateurs et aux charges (c'est-à-dire les soutirages d'électricité) sont des grandeurs connues. Le principe du *load flow* est alors de déterminer en chaque nœud, les valeurs de tension et de facteur de puissance (*i.e.* le déphasage tension-intensité) pour permettre le calcul des flux de puissances, des courants et des pertes dans chaque ligne. Cela nécessite la modélisation des lignes et transformateurs. Les équations mises en jeu pour le calcul du *load flow* (essentiellement (II-1), (II-2) et (II-7)) sont des équations algébriques.

Mise en équation et matrice des admittances

Le calcul des flux de puissances nécessite de décrire les principaux éléments intermédiaires — que sont les lignes et transformateurs — entre les moyens de productions et les charges. La matrice d'admittance \mathcal{Y} permet de relier toutes les valeurs de tensions sur le réseau dans un vecteur à tous les courants dans un vecteur \mathcal{J} , tel que :

$$\mathcal{J} = \mathcal{Y}\mathcal{V} \tag{II-1}$$

La matrice d'admittance est donc composée de la somme des admittances connectées au bus i sur la diagonale ii et l'opposé de l'admittance reliant le bus i au bus j sur l'élément ij :

¹ Les notions de simulation dynamique EMT (ElectroMagnetic Transient) et RMS (Root Mean Square) définissent des plages de fréquence différentes des phénomènes étudiés et sont détaillées au paragraphe II.2.2.3.

$$\begin{cases} y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \\ y_{ij} = -y_{ji} \end{cases} \quad (\text{II-2})$$

Les admittances des lignes et des transformateurs étant calculées telles que dans les deux prochains paragraphes.

Les lignes

Les lignes électriques sont couramment représentées par un modèle équivalent en π comme représenté dans la Figure II-1 [2, 70]. Il s'agit d'une représentation faisant intervenir une résistance r_{ij} , une réactance inductive x_{ij} et deux demi-susceptances qui représentent la réactance capacitive b_{ij} de la ligne.

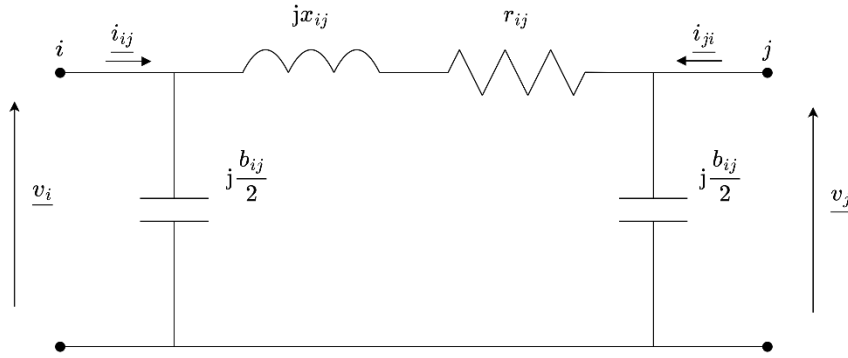


Figure II-1. Modélisation en π d'une ligne haute-tension

L'admittance $\underline{y} \in \mathbb{C}$ en série d'une telle ligne s'exprime en Ω^{-1} et est notée :

$$\underline{y}_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (\text{II-3})$$

D'après les lois de Kirchhoff, les courants \underline{i}_{ij} et \underline{i}_{ji} valent donc :

$$\begin{aligned} \underline{i}_{ij} &= \left(\underline{y}_{ij} + j \frac{b_{ij}}{2} \right) \underline{v}_i - \underline{y}_{ij} \cdot \underline{v}_j \\ \underline{i}_{ji} &= \left(\underline{y}_{ij} + j \frac{b_{ij}}{2} \right) \underline{v}_j - \underline{y}_{ij} \cdot \underline{v}_i \end{aligned} \quad (\text{II-4})$$

Ces équations peuvent être condensées dans une matrice, appelée matrice d'admittance \underline{y} :

$$\begin{pmatrix} \underline{y}_{ij} + j \frac{b_{ij}}{2} & -\underline{y}_{ij} \\ -\underline{y}_{ij} & \underline{y}_{ij} + j \frac{b_{ij}}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{v}_i \\ \underline{v}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{i}_{ij} \\ \underline{i}_{ji} \end{pmatrix} \quad (\text{II-5})$$

Les transformateurs

Les transformateurs permettent de connecter deux parties d'un réseau ayant des niveaux de tensions différents. Il existe de multiples types de transformateurs. Celui présenté dans la Figure II-2 est un modèle simple de transformateur à régleur en charge, largement utilisé dans les réseaux électriques. Un tel transformateur contient une réactance x_T , un rapport de transformation n variable et α le déphasage entre les nœuds i et j .

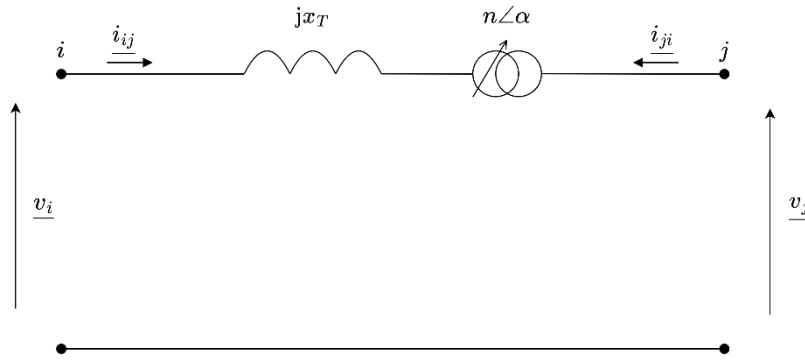


Figure II-2. Modélisation d'un transformateur à régulateur en charge

Les équations issues des lois de Kirchhoff peuvent s'écrire sous forme matricielle, similairement à l'équation (II-5) :

$$\begin{pmatrix} 1/x_T & -n/x_T \\ -n^*/x_T & n^2/x_T \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_i \\ v_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{ij} \\ i_{ji} \end{pmatrix} \quad (\text{II-6})$$

Pour plus d'informations sur les modélisations des lignes électriques et des transformateurs, le lecteur peut se référer à [2, 70].

Calcul des puissances

Les puissances actives et réactives injectées ou soustraites aux nœuds du réseau peuvent être reliées aux tensions (module v et argument δ) des nœuds et aux admittances des lignes (module y et argument θ), par les équations non-linéaires suivantes :

$$\begin{cases} p_i = \sum_{j=1}^n |v_i| \cdot |v_j| \cdot |y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \\ q_i = - \sum_{j=1}^n |v_i| \cdot |v_j| \cdot |y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \end{cases} \quad (\text{II-7})$$

Trois types de nœuds existent :

- Les nœuds i représentant des générateurs pour lesquels sont fixées — dans les équations (II-7) — la puissance active p_i et l'amplitude de la tension v_i du nœud (appelés nœuds PV) afin de représenter les réglages de fréquence-puissance active et de tension-puissance réactive des générateurs. En effet, avec ces boucles de régulation, les consignes de puissance et tension sont fixées pour chaque générateur ;
- Les autres nœuds i représentant des charges pour lesquels sont connus la puissance active p_i et réactive q_i (appelés nœuds PQ), mesurées dans les postes sources — qui sont les charges du réseau de transport et les sources des réseaux de distribution — et dans les postes de livraison des gros clients industriels ;
- Et l'un des nœuds appelé nœud bilan — ou *slack bus* — fixe la tension et l'angle de référence ($v_i \angle \delta_i$) et permet de compenser les écarts entre production et consommation. L'angle de référence est en général choisi arbitrairement égal à 0° .

Un récapitulatif peut être trouvé dans le Tableau II.2.

Tableau II.2. Types de bus permettant la description d'un *load flow*, adapté de [70, 76]

Type de nœud	Tension		Puissance active	Puissance réactive
	Amplitude	Angle		
Nœud bilan (Slack bus)	Fixée	Fixé	<i>Inconnue</i>	<i>Inconnue</i>
Nœud PV (Pour les générateurs)	Fixée	<i>Inconnu</i>	Fixée	<i>Inconnue</i>
Nœud PQ (Pour les charges)	<i>Inconnue</i>	<i>Inconnu</i>	Fixée	Fixée

Résolution par la méthode de Newton-Raphson

Plusieurs méthodes de résolution de *load flow* existent. La méthode de Newton-Raphson cependant permet une précision des résultats et une vitesse de convergence intéressantes, motivant son utilisation dans le logiciel PowerFactory.

La méthode de Newton-Raphson permet de résoudre numériquement par approximations successives un ensemble d'équations différentielles non linéaires.

Pour cela, il faut définir l'ensemble des grandeurs inconnues (résumées dans le Tableau II.3) regroupées dans un vecteur $\mathcal{X} \in \mathbb{R}^p$.

Tableau II.3. Valeurs fixées, inconnues et initiales permettant le calcul de *load flow*

	Valeurs fixées	Inconnues	Valeurs initiales
Nœud bilan (Slack bus)	$v_{ref}, \delta_{ref}(= 0)$	p_i, q_i	$v_{ref} \angle 0^\circ$
Nœud PV (Pour les générateurs)	p_i, v_i	δ_i, q_i	$v_i \angle 0^\circ$
Nœud PQ (Pour les charges)	p_i, q_i	v_i, δ_i	$1 \angle 0^\circ$

L'ensemble des fonctions $f: \mathbb{R}^m \mapsto \mathbb{R}$ faisant apparaître les inconnues de \mathcal{X} est regroupé dans un vecteur $\mathcal{F} \in \mathbb{R}^p$. Dans le cas du *load flow*, les fonctions f sont celles présentées dans l'équation (II-7) :

- P et Q pour un nœud PQ (2 inconnues donc nécessite les 2 équations (II-7)) ;
- P pour un nœud PV (2 inconnues donc nécessite les 2 équations (II-7)) ;
- Pour le nœud bilan : P et Q se déduisent de (II-7).

La méthode itérative de Newton est définie dans l'équation (II-8).

$$\mathcal{X}_{k+1} = \mathcal{X}_k - J^{-1}(\mathcal{X}_k) \cdot \mathcal{F}(\mathcal{X}_k) \quad (\text{II-8})$$

Avec $J \in \mathcal{M}_{p \times p}(\mathbb{R})$ la matrice jacobienne qui regroupe les dérivées partielles de chaque fonction dans \mathcal{F} par rapport aux grandeurs inconnues dans \mathcal{X} présentée dans l'équation (II-9).

$$J_{ij} = \frac{\partial \mathcal{F}_i}{\partial \mathcal{X}_j} \quad (\text{II-9})$$

Ainsi, en initialisant les grandeurs inconnues avec des valeurs initiales (Tableau II.3 par exemple), on peut calculer numériquement le vecteur \mathcal{X}_0 , puis le vecteur \mathcal{F}_0 , puis la matrice jacobienne J_0 et ainsi déterminer \mathcal{X}_1 grâce à l'équation (II-8) et ainsi de suite. En itérant plusieurs fois jusqu'à une précision ou un nombre d'itérations donné, il est donc possible d'obtenir la solution du *load flow*, c'est-à-dire l'ensemble des valeurs des tensions aux nœuds du réseau et permettre ensuite de calculer les puissances échangées dans les lignes et les pertes associées, ainsi que la puissance injectée par la machine de référence (présente au nœud de référence).

Cependant, les calculs du comportement de réseaux électriques pour en étudier la stabilité dynamique nécessitent des modèles dynamiques, présentés dans le paragraphe suivant. Une

simulation dynamique représente alors la résolution dans le temps d'un système d'équations algèbro-différentielles.

II.2.2.3. Modélisation dynamique

Simulations électromagnétiques (EMT) et électromécaniques (RMS)

Concernant le comportement dynamique des réseaux électriques, il ne convient désormais plus de considérer seulement les flux sur le réseau électrique. Il faut aussi prendre en compte les comportements dynamiques des générateurs, des charges, des inductances *etc.* Deux types de simulations existent suivant l'échelle de temps et le phénomène étudié : les simulations EMT (ElectroMagnetic Transient) et RMS (Root Mean Square).

Pour des transitoires avec des échelles de temps courtes (inférieures à la période de 20 ms associée au 50 Hz), les phénomènes sont généralement de nature électromagnétiques [77], relatifs par exemple à des surtensions rapides dues à la foudre ou à des effets de ferorésonance. Les simulations EMT utilisées pour ces échelles de temps nécessitent la résolution d'équations différentielles en fonction du temps pour chaque élément du réseau et donnent pour chaque grandeur sa valeur temporelle et pas simplement une amplitude et un déphasage.

Pour des transitoires plus lents, les phénomènes sont généralement de nature électromécaniques, c'est-à-dire liées principalement à l'équation des masses tournantes (II-11) [78]. Ces phénomènes sont par exemple relatifs à des transitoires impliquant des déclenchements de lignes (c'est-à-dire leurs ouvertures), de générateurs ou des variations de puissance liées au réglage de puissance [22]. Les simulations RMS réduisent par hypothèse toutes les grandeurs à des phaseurs, c'est-à-dire la représentation complexe d'une grandeur sinusoïdale par une amplitude A , un argument α et une pulsation ω , généralement écrite sous la forme $A \angle \alpha$.

Les simulations RMS et EMT utilisent donc les mêmes équations caractéristiques des composants des réseaux et les mêmes modèles. Cependant, les simulations RMS n'ayant pas de nécessité à présenter les phénomènes aux échelles de temps inférieures à la fréquence de synchronisme (généralement 50Hz, soit 20 ms), elles ne considèrent pas des grandeurs instantanées (EMT) mais des grandeurs sous forme de phaseurs (purements sinusoïdales), comme pour le *load flow*. Les simulations RMS peuvent aussi être considérées comme des successions d'états quasi-statiques [79, 80]. Dans le cadre de nos études, l'échelle de temps des phénomènes étudiés est de l'ordre de la seconde à la minute. Les simulations dynamiques menées sont donc des simulations RMS.

Méthodes de résolution

La prise en compte de la dynamique du réseau électrique nécessite de résoudre des équations différentielles, issues des modèles des équations mécaniques et électriques des alternateurs, ainsi que de leurs contrôles-commandes. La Figure II-3 explicite à l'aide d'un organigramme l'ordre des calculs d'une simulation dynamique.

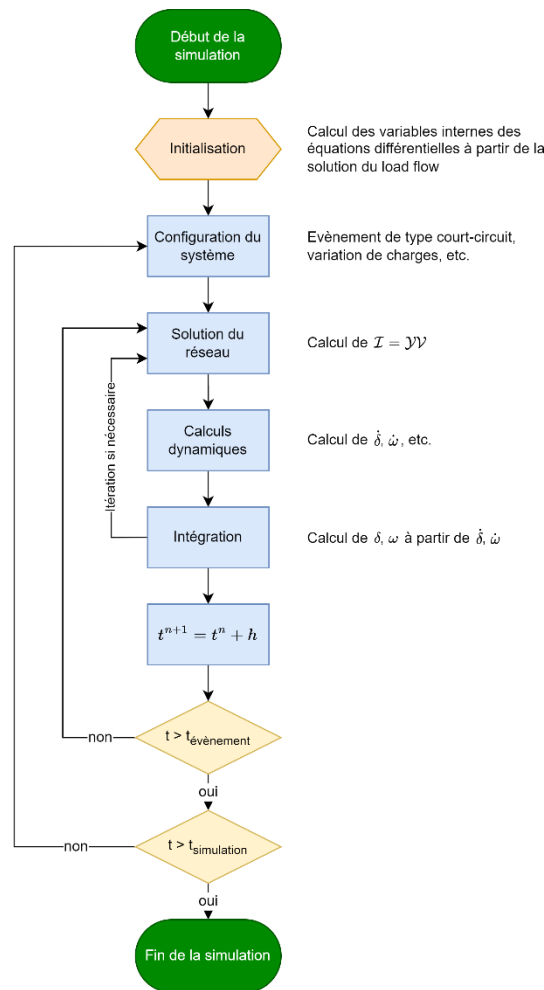


Figure II-3. Organigramme du fonctionnement des calculs dynamiques, adaptée de [70]

A la suite des étapes d'initialisation et de configuration du système, l'étape de « Solution du réseau » effectue le calcul de répartition de charge explicité précédemment et permet de fournir l'initialisation des équations différentielles. Quant aux étapes de « Calculs dynamiques » et « Intégration », celles-ci effectuent le calcul de toutes les grandeurs issues des modèles ajoutés pour les simulations dynamiques, par rapport aux calculs de *load flow*.

Ces modèles, propres aux calculs dynamiques, sont présentés dans le sous-paragraphe suivant.

Modèles des composants

Pour compléter la Figure II-3, la Figure II-4 schématise les liens entre chaque modèle et les grandeurs échangées par ceux-ci. Tous les termes échangés par les différents modèles sont définis dans la suite du texte lorsqu'ils sont rencontrés.

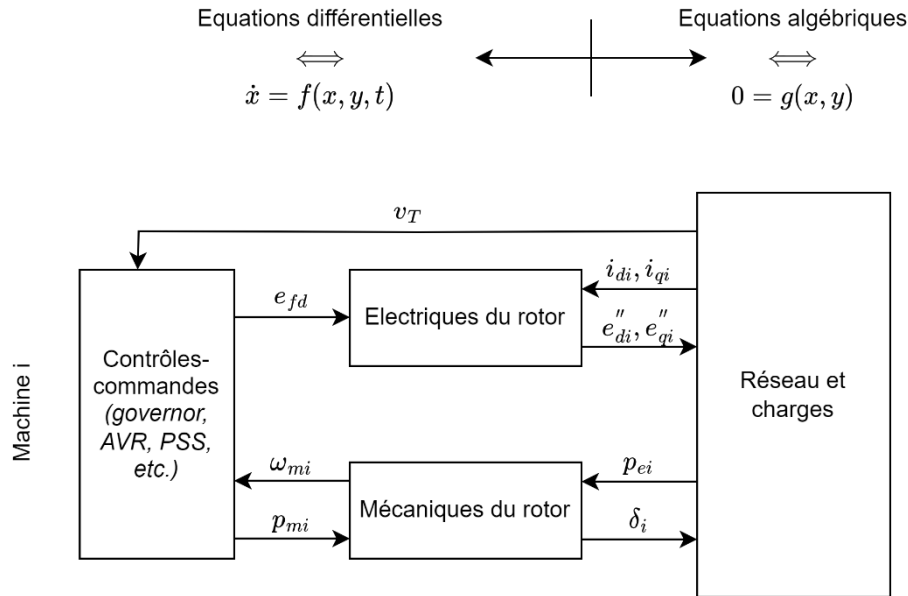


Figure II-4. Diagramme du fonctionnement des calculs dynamiques, adaptée de [70]

Parmi les équations algébriques :

Le **réseau** composé de la manière la plus simple avec des lignes, transformateurs et nœuds n'a pas de modélisation différente de celle du *load flow*, il s'agit de résoudre de manière quasi-statique des *load flow* à chaque pas de temps. Pour aller plus loin, il est aussi possible de modéliser le réseau ayant des composants dynamiques, tels que des modèles de lignes (équation des télégraphistes notamment pour des lignes longues pour lesquelles la propagation des ondes est perceptible) ou des FACTS (convertisseurs d'électronique de puissance).

Les **charges** ne sont plus des conditions aux limites en simulation dynamique, leurs puissances extraites peuvent évoluer au cours du temps en fonction de la tension ou de la fréquence à leurs bornes. Il existe plusieurs modèles plus ou moins complexes de dépendance de la puissance. Le modèle le plus simple se base sur une modélisation polynomiale et statique en fonction de la tension à leurs bornes :

$$\begin{cases} p = p_0 \left(a_p \left(\frac{|u|}{u_0} \right)^{\alpha_p} + b_p \left(\frac{|u|}{u_0} \right)^{\beta_p} + (1 - a_p - b_p) \left(\frac{|u|}{u_0} \right)^{\gamma_p} \right) \\ q = q_0 \left(a_q \left(\frac{|u|}{u_0} \right)^{\alpha_q} + b_q \left(\frac{|u|}{u_0} \right)^{\beta_q} + (1 - a_q - b_q) \left(\frac{|u|}{u_0} \right)^{\gamma_q} \right) \end{cases} \quad (\text{II-10})$$

Avec a, b, α, β et γ à paramétrer en fonction de la modélisation.

Tout comme le réseau, il existe aussi des modèles dynamiques mais plus complexes. La thèse [81] montre que les charges d'un réseau de transport ont un comportement dynamique et qu'il faut en tenir compte pour étudier la stabilité dynamique d'un réseau concernant par exemple les oscillations de puissance basse fréquence. Cependant, la modélisation polynomiale statique des charges est souvent préférée car suffisante pour la plupart des applications à dynamique relativement lente.

Parmi les équations différentielles :

La modélisation des alternateurs passe par l'écriture des équations mécaniques et des équations électriques les caractérisant. Celles-ci sont décrites ci-après :

Les **équations mécaniques du rotor** des machines synchrones sont composées de l'équation des masses tournantes (I-1) transformée avec des valeurs en p.u. et de la relation entre l'angle interne de la machine et la vitesse de rotation (I-7),:

$$2H\Delta\dot{\omega} = p_m - p_e - D\Delta\omega \quad (\text{II-11})$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega = p(\omega_m - \omega_n) \quad (\text{II-12})$$

Avec :

- $\Delta\omega$ la déviation de vitesse de rotation (en rad.s^{-1}) ;
- p le nombre de paires de pôles ;
- D le facteur d'amortissement (généralement négligeable) ;
- $H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J\omega_n^2}{S_n}$ la constante d'inertie du générateur (en s) ;
 - o J étant le moment d'inertie du générateur (en kg.m^2) ;
 - o ω_n la vitesse de rotation nominale du rotor (en rad.s^{-1}) ;
 - o S_n la puissance apparente nominale du générateur (en VA).
- p_m est la puissance mécanique motrice sur la turbine (en p.u.) ;
- p_e est la puissance électrique active de l'alternateur (en p.u.) ;
- δ l'angle interne de l'alternateur (en rad).

L'équation des masses tournantes (II-11) est elle-même issue de l'application du théorème du moment cinétique (équivalente à la seconde loi de Newton en rotation) aux couples moteurs et résistifs sur le rotor telle que décrite dans l'équation (I-1). Le calcul de la puissance mécanique s'effectue à l'aide d'un modèle de turbine, généralement appelé « *governor* » en anglais (régulateur de vitesse ou GOV) et est présenté à la suite du paragraphe suivant. Le calcul de la puissance électrique est issu des équations des circuits électriques, décrites ci-dessous.

Plusieurs modèles aboutissant aux **équations électriques du rotor** décrivant le comportement des alternateurs peuvent être définis en fonction du degré de représentativité des circuits électriques.

Le modèle le plus simple et permettant des raisonnements simplifiés sur la physique des alternateurs est le modèle de Behn-Eschenburg. Il s'agit de décrire un enroulement du stator (induit) de l'alternateur à l'aide d'une force électromotrice e , et d'une impédance généralement réduite à la réactance x_s (la résistance de l'enroulement statorique étant généralement négligée), tel que dans la Figure II-5.

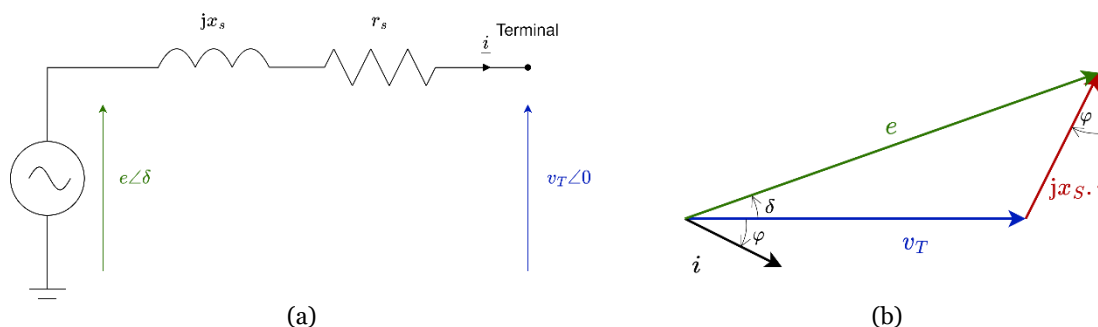


Figure II-5. Modèle standard d'une machine synchrone : (a) Modèle électrique ; (b) Diagramme de Fresnel équivalent

Ce modèle est donc monophasé et les autres phases en sont déduites par des rotations de $2\pi/3$.

La puissance électrique active p_e développée aux bornes d'un tel circuit est, en p.u. :

$$p_e = v_T \cdot i \cdot \cos \varphi \quad (\text{II-13})$$

Ou encore, en utilisant la tension aux bornes de l'alternateur et la valeur de l'angle interne δ (déphasage entre e et v) :

$$p_e = \frac{e \cdot v_T}{x_S} \sin \delta \quad (\text{II-14})$$

Un autre modèle plus représentatif de la réalité et bien documenté est un modèle du 6^{ème} ordre [2, 79, 82] qui représente les circuits électriques du rotor, du stator, et d'un circuit d'amortissement avec leurs couplages. Après une transformation de Park (changement de base) sur ce modèle permettant de travailler avec deux phases d, q (axe direct et en quadrature respectivement) et des grandeurs continues au lieu de trois phases et des grandeurs alternatives. Les équations électriques sont mises sous la forme de fonctions de transfert. Celles-ci font apparaître des réactances équivalentes et des constantes de temps caractéristiques. Le jeu d'équations mécaniques de ce modèle est décrit dans les équations (II-11)-(II-12) et celui des équations électriques est décrit dans les équations (II-15) à laquelle on peut rajouter l'équation (II-16), cette dernière représentant le lien entre les tensions aux bornes de la machine et les grandeurs internes au modèle décrit dans l'équation (II-15) [83].

$$\begin{cases} T'_{d0} \dot{e}'_q = e_f - e'_q + i_d(x_d - x'_d) \\ T'_{q0} \dot{e}'_d = -e'_d - i_q(x_q - x'_q) \\ T''_{d0} \dot{e}''_q = e'_q - e''_q + i_d(x'_d - x''_d) \\ T''_{q0} \dot{e}''_d = e'_d - e''_d + i_q(x'_q - x''_q) \end{cases} \quad (\text{II-15})$$

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} e''_d \\ e''_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} r_s & x''_q \\ x''_d & r_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} \quad (\text{II-16})$$

Avec les notations :

- $\dot{(\)}$ la dérivée temporelle ;
- $(\)'$ la composante transitoire ;
- $(\)''$ la composante sub-transitoire ;
- $(\)_d$ la composante relative à l'axe-d ;
- $(\)_q$ la composante relative à l'axe-q.

Et les grandeurs :

- e une force électromotrice (en p.u.) ;
- i un courant (en p.u.) ;
- r_s la résistance statorique (en p.u.) ;
- T_0 une constante de temps en circuit-ouvert (en s) ;
- x une réactance (en p.u.).

Avec ce modèle présenté ci-dessus, la puissance électrique est calculée comme étant :

$$p_e = e''_d i_d + e''_q i_q + (x''_d - x''_q) i_d i_q \quad (\text{II-17})$$

La puissance électrique est ainsi définie. Quant à la puissance mécanique, celle-ci est calculée à l'aide d'un régulateur de vitesse comme décrit ci-après.

La **turbine** et le **réglage primaire de fréquence** font les deux parties d'un même bloc appelé *governor* en anglais ou GOV (régulateur de vitesse). Une multitude de différents modèles existent, mais le plus commun et répandu pour simuler des turbines à vapeur dans des grands réseaux interconnectés avec des faibles variations de fréquence est le modèle standard IEEE1 [84], présenté dans la Figure II-6. La turbine de ce modèle est représentée par un système du 4^{ème} ordre¹ avec la puissance mécanique p_m en sortie².

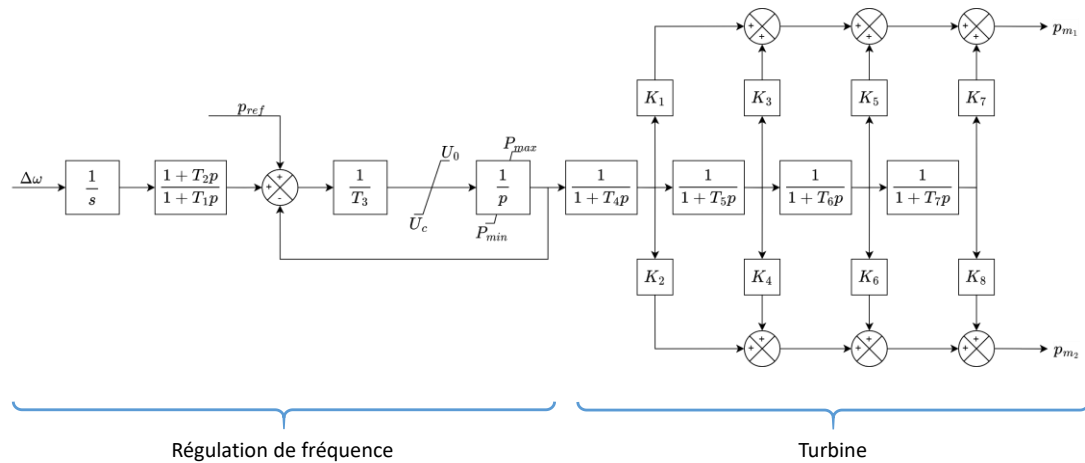


Figure II-6. Régulateur type IEEE1

La régulation de fréquence dans ce modèle correspond au correcteur modifiant la consigne de puissance en fonction de l'écart de fréquence sur le réseau. Cette partie est représentée dans le modèle IEEE1 par un statisme s , un compensateur à avance-retard de phase et un système du premier ordre pour la vanne d'entrée de la turbine.

Quant au **circuit hydraulique** en amont de la turbine, celui-ci est seulement représenté par une condition aux limites à pression constante dans le modèle IEEE1, largement répandu dans les études de réseau de transport. Cela signifie pour ce modèle en particulier que la dynamique de la puissance de la turbine n'est dépendante que de l'ouverture de la vanne d'admission à la turbine. D'autres modèles de ce régulateur existent, modélisant l'ensemble des circuits (comme le régulateur TGOV5 [84]), mais l'ajustement des paramètres est une tâche complexe voire impossible sans données expérimentales.

En outre, les systèmes d'excitation des alternateurs sont des éléments importants à modéliser car ils permettent l'alimentation électrique des rotors, menant à la conversion de la puissance mécanique en puissance électrique. Ils permettent aussi d'apporter des fonctions de régulations permettant à un réseau maillé d'être opérationnel. De très nombreuses architectures de systèmes d'excitation existent mais reposent toutes sur la présence de deux éléments principaux :

Les **Automatic Voltage Regulator (AVR)**³ permettent de réguler la tension d'excitation des machines synchrones et par conséquent la puissance réactive fournie ou absorbée au réseau. Ils mesurent la tension aux bornes de la machine en entrée afin de contrôler la tension d'excitation du rotor en sortie.

¹ Chaque ordre représente la part de puissance produite par un étage de la turbine, représenté par un gain et une constante de temps.

² Pour une turbine à vapeur : $K_2=K_4=K_6=K_8=0$. La seule puissance mécanique est donc p_{m1} .

³ Il existe de nombreuses modélisations d'AVR et de PSS. Les schémas de ces contrôles-commandes ne sont donnés que pour les cas d'application précis, dans l'Annexe A et l'Annexe B.

Les **Power System Stabilizer (PSS)**³ qui permettent d'amortir les modes d'oscillation de puissance des réseaux électriques créés par l'interaction de plusieurs machines ou équipements dynamiques comme les systèmes FACTS entre eux. Les PSS sont des boucles de régulation supplémentaires intégrées dans les AVR, prenant la fréquence du réseau en entrée et donnant une tension de correction pour l'excitation en sortie. Dans la réalité, ils ne sont pas implémentés sur toutes les machines d'un réseau, mais sont issus d'analyses modales permettant de déterminer quels paramètres et quelles machines sont suffisants pour compenser les modes oscillatoires critiques du réseau électrique.

Une représentation schématique des modèles présentés précédemment est donnée dans la Figure II-7.

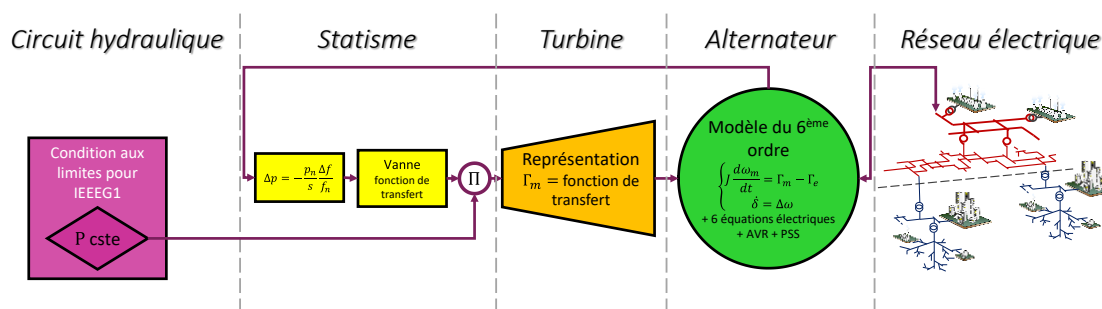


Figure II-7. Représentation schématique des différents types de composants en interaction dans PowerFactory

Tous les modèles statiques et dynamiques précédemment présentés peuvent être associés à l'infini suivant le réseau modélisé. Il existe une pléthore de réseaux caractéristiques possibles à étudier mais la sous-section suivante se concentre sur deux d'entre eux dont l'utilisation est motivée dans le Chapitre IV.

II.2.3. Réseaux étudiés dans la thèse

Il existe dans la littérature différents types de réseaux pour différents types d'études. En effet, il est nécessaire de faire des choix d'hypothèses, par exemple sur le niveau de représentativité du réseau ou sur sa complexité, suivant le phénomène étudié.

En fonction des usages, il existe dans la littérature des modèles de réseaux pour la simulation des réseaux de distribution [85] ou pour les réseaux de transport. Parmi les réseaux de transport, sur lesquels sont connectés les moyens de production de forte puissance, plusieurs sont bien documentés et couramment utilisés par la communauté scientifique et parmi eux, nous avons choisi les deux suivants :

- Le réseau standard IEEE New England 10-machines 39-nœuds [82, 86, 87] décrit dans le paragraphe II.2.3.1 ;
- Le réseau de Guadeloupe [88, 89, 90] décrit dans le paragraphe II.2.3.2.

Il est à noter que d'autres réseaux de transports pourraient être intéressants à étudier mais n'ont pas été retenus pour ces travaux :

- Le réseau simplifié du Sud-Est de l'Australie, 14-machines [91] ;
- Le réseau standard IEEE New York/New England 16-machines 68-nœuds [92] ;
- Le réseau standard IEEE 19-machines 118-nœuds [93] ;
- Etc.

II.2.3.1. Réseau Nouvelle-Angleterre (39-nœuds)

Le réseau électrique IEEE New England 10-machines 39-nœuds est un réseau de transport largement documenté et étudié dans la littérature scientifique. Il représente une version simplifiée

du réseau de transport de la région de Nouvelle-Angleterre aux Etats-Unis et est représenté dans la Figure II-8. Il existe une version plus complète étendant la modélisation jusqu'au réseau de New-York : le réseau électrique IEEE New York/New England 16-machines 68-nœuds. Cependant, la littérature plus abondante en première approche a motivé son utilisation dans le cadre de cette thèse. La première mention de ce réseau apparaît en 1979 dans [86] et les paramètres retenus dans toutes les études s'y référant sont publiés dans [94]. Les analyses et comparaisons avec divers logiciels de simulation sont abondantes à ce propos et le benchmark IEEE [82] permet de s'y comparer.

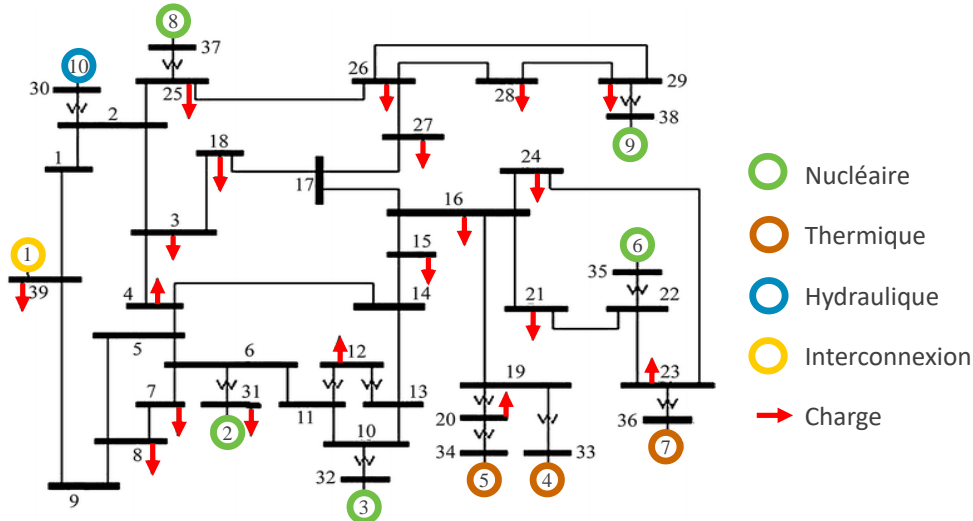


Figure II-8. Représentation du réseau 39-nœuds

La fréquence nominale de ce réseau est de 60 Hz et sa tension nominale est de 345 kV. Le générateur 10 modélise l'interconnexion avec le reste des Etats-Unis et du Canada.

Les nœuds 1 à 29 sont les nœuds internes du réseau à 345 kV, les nœuds 30 à 38 sont les nœuds reliant les machines synchrones à leurs transformateurs et le nœud 39 est celui de l'interconnexion. Les nœuds internes du réseau sont en moyenne reliés à 2,4 autres.

Les nœuds sont reliés par des lignes électriques d'une longueur cumulée de 2 384 km.

Les générateurs 2, 3, 6, 8 et 9 sont des réacteurs nucléaires [87]. Les générateurs 4, 5 et 7 sont quant à eux des centrales thermiques à flamme et le générateur 1 est une centrale hydroélectrique. La capacité installée totale de ce réseau est de 6 800 MVA auxquels sont ajoutés 10 000 MVA d'interconnexion.

Le point de fonctionnement le plus répandu de ce réseau, est lorsque les 18 charges (interfaces avec le réseau de distribution) consomment 4 993 MW, auxquelles se rajoute l'interconnexion qui extrait 104 MW.

Les principaux paramètres des machines synchrones et des contrôles-commandes (GOV, AVR et PSS) sont donnés dans l'Annexe A.

II.2.3.2. Réseau de Guadeloupe

Un autre réseau électrique bien documenté dans la littérature est le réseau électrique de Guadeloupe [88, 89, 95], représenté dans la Figure II-9. Contrairement au réseau 39-nœuds qui est un réseau continental maillé et interconnecté, celui-ci est un réseau insulaire comportant schématiquement une zone centrale et deux boucles périphériques.

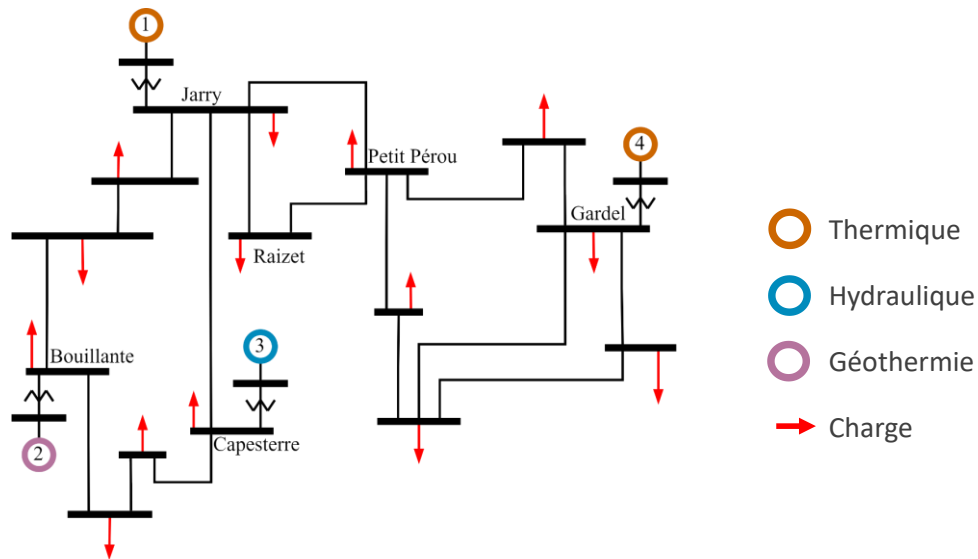


Figure II-9. Représentation du réseau de Guadeloupe

La fréquence nominale de ce réseau est de 50 Hz et sa tension nominale est de 63 kV. Quatorze nœuds composent le réseau interne et sont en moyenne reliés à 2,4 autres. Ceux-ci sont reliés par des lignes électriques d'une longueur cumulée de 211 km.

Les moyens de production du réseau électrique de Guadeloupe ont évolué en quelques décennies notamment avec le remplacement d'anciennes centrales diesel par des plus récentes [96] et une intégration croissante d'énergies renouvelables. Cependant, les données de modélisation à disposition datent de 2009 [88, 89] et les données expérimentales d'évènements de délestage datent de 1999 (essai DTG évoqué dans [89]). Ainsi, bien qu'en 2020, près de 10 % de l'électricité de l'île soit issue de moyens de productions photovoltaïques et éoliens (Figure II-10), le réseau modélisé pour l'occasion de ces travaux et présenté ici n'en contient pas afin de rester proche des données expérimentales à disposition.

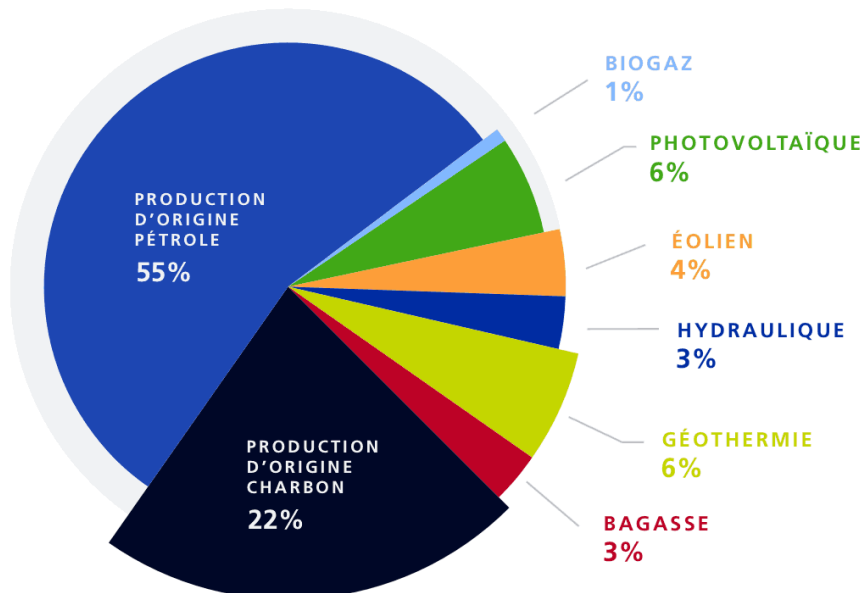


Figure II-10. Mix électrique du réseau de Guadeloupe en 2019, issue de [90]

Le réseau retenu pour la modélisation consomme globalement entre 150 MW en période de creux et 250 MW en période de pointe [89], comme le montre la Figure II-11 et contient notamment :

- La centrale géothermique de Bouillante comprenant deux tranches de 5 MW et 11 MW, soit 16 MW au total. Celles-ci fonctionnent en base et ne participent pas au réglage de fréquence [88, 89] ;
- La centrale charbon-bagasse Le Moule (Gardel) qui comprend 2 tranches de 32 MW. Cette centrale fournit une partie de son énergie à une sucrerie voisine. Les 64 MW disponibles ne sont donc jamais directement injectés sur le réseau. Cette centrale fonctionne en base mais participe au suivi de fréquence [88, 89] ;
- Des centrales hydrauliques de faible puissance (9 MW en cumulé) et dispersées sur le territoire [89]. Ces générateurs étant de l'hydraulique au fil de l'eau [97], ils ne participent ni au suivi de charge ni au réglage de fréquence ;
- Le site diesel de Jarry qui comporte huit moteurs diesel (Jarry Nord) ayant une puissance nominale de 20 MW chacun et qui participent au suivi de charge et au réglage de fréquence [89]. Ainsi que trois moteurs diesels de 5 MW chacun (Diesel Péristyle) fonctionnant en base ;
- Des turbines à combustion d'une puissance totale de 113 MW qui sont appelées lors des périodes de pic et en secours [89].

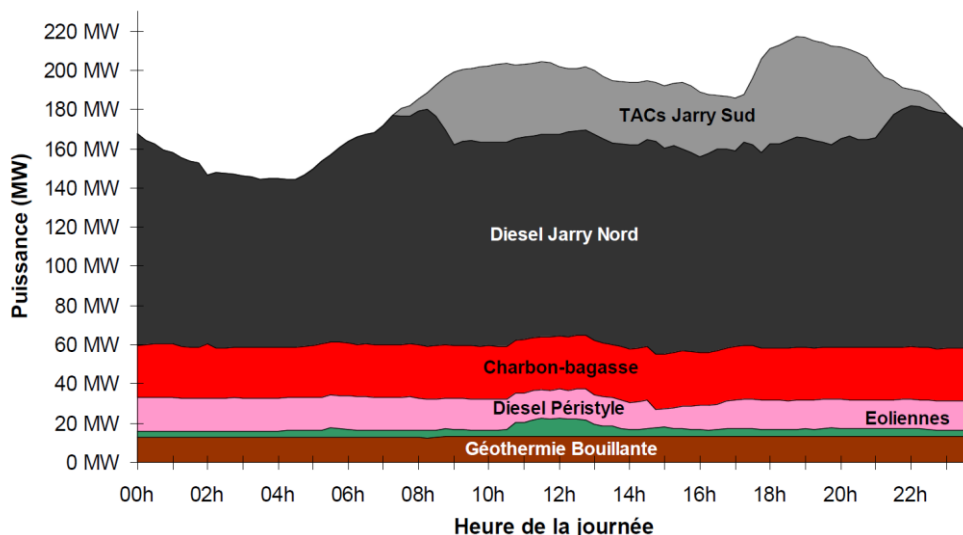


Figure II-11. Exemple de plan de production journalier du réseau de Guadeloupe en 2010, issue de [89]

Les paramètres principaux des machines synchrones et des contrôles-commandes (GOV, AVR et PSS) sont donnés dans l'Annexe B.

Contrairement au réseau 39-nœuds dont la modélisation sur divers outils de calculs est *open-source*, celle du réseau de Guadeloupe a fait l'objet d'une création *ex nihilo* dans le cadre de cette thèse [98], basée uniquement sur la grande quantité de documentation à son sujet ([88, 89, 90]). La représentativité de cette modélisation a été préliminairement validée en se comparant aux résultats d'essai expérimentaux appelés DTG1, effectuée par EDF et rapportée dans [89]. Il s'agit d'un essai de délestage du plus groupe de production le plus puissant, autrement dit un événement de type N-1. La Figure II-12 est la comparaison du résultat issu de l'essai dans la réalité et celui simulé par PowerFactory à partir de la modélisation créée. Ces résultats permettent de considérer que la modélisation du réseau de Guadeloupe est suffisamment représentative du réseau réel.

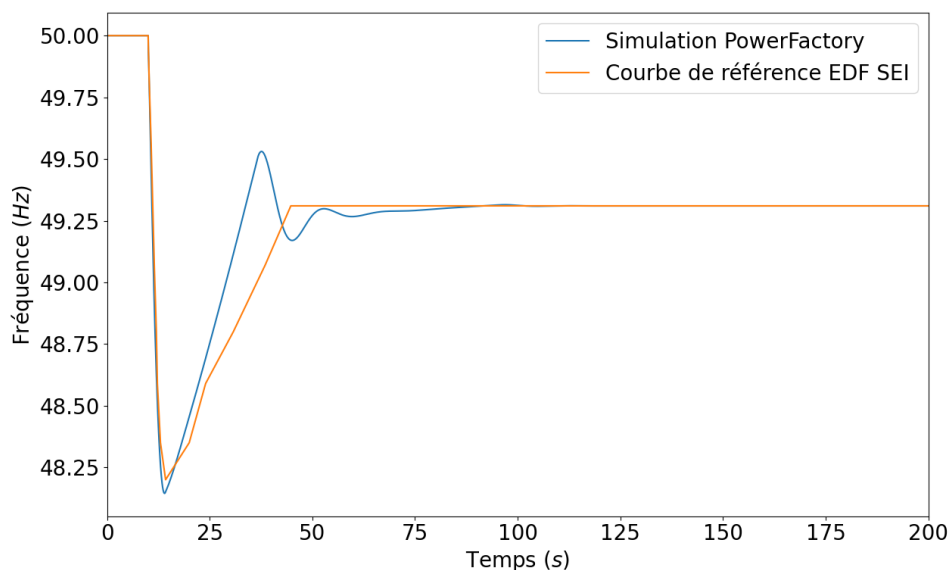


Figure II-12. Comparaison de l'essai DTG1 simulé et réel

II.3. MODELISATION DES REACTEURS NUCLEAIRES

De manière analogue à la section précédente et afin de mettre en exergue les différences de choix de modèles, cette section motive le choix d'un OCS en particulier. Elle exprime les équations et modèles caractéristiques et finalement présente un cas d'application d'intérêt dont l'utilisation est motivée dans le Chapitre III.

II.3.1. Inventaire et description des outils à disposition

La simulation de la dynamique d'un réacteur nucléaire se base généralement sur trois domaines de la physique :

- La neutronique qui décrit les interactions des neutrons issus de la fission nucléaire avec la matière du cœur du réacteur. Elle décrit donc comment est produite la puissance thermique du cœur ;
- La thermohydraulique qui décrit le transport de la chaleur du cœur jusqu'à la turbine et aux moyens de refroidissement en passant par les circuits hydrauliques et échangeurs de chaleur, ainsi que de la transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique au niveau de la turbine ;
- La thermomécanique qui décrit la tenue des structures notamment sous l'effet des hautes températures, de la pression et de l'activation des structures par les particules ionisantes.

Afin de faciliter l'approche et de ne se concentrer que sur la physique qui domine les transferts thermiques vers le cycle de conversion — et donc vers le réseau électrique via le turbo-alternateur —, seule la thermohydraulique est prise en compte dans le reste du manuscrit.

Plusieurs méthodes de simulation de la thermohydraulique existent de la plus détaillée à la moins détaillée :

- La Computational Fluid Dynamics (CFD) regroupe plusieurs types de simulations basées sur la résolution des équations de la mécanique des fluides (Navier-Stokes) à l'aide d'une discrétisation fine des écoulements en 2 ou 3 dimensions dans des éléments de tailles limitées. L'avantage de cette méthode est la précision spatio-temporelle des résultats mais les temps de calculs sont élevés et rédhibitoires pour le contexte de l'étude. Des logiciels tels que STAR-CCM+ [99], Ansys Fluent [100] ou code_saturne [101] sont spécialisés dans les calculs CFD ;

- La thermohydraulique système qui résout aussi les équations de Navier-Stokes mais à une échelle dite « système », c'est-à-dire pour un réacteur dans son ensemble à l'aide d'éléments généralement discrétisés en 0 dimension (pour des volumes) ou 1 dimension (pour des tuyaux). Ce sont ces échelles de discrétisation plus grossières que pour la CFD qui permettent de simuler les écoulements et échanges de chaleur non pas pour un seul élément mais pour un réacteur dans son ensemble. Cela est rendu possible par rapport à la CFD grâce aux simplifications géométriques de discrétisation 0D ou 1D. Les codes de calcul CATHARE [102] et RELAP [103] sont des codes de ce type ;
- Des modèles simplifiés par fonction de transfert qui sont basées sur des systèmes différentiels — issus d'équations de conservation — et qui, très schématiquement, calculent des températures de fluide à l'aide de coefficients de convection thermique au niveau du cœur et des GV. Cette approche est décrite dans [63, 65] ;
- Des modèles simplifiés par fonction de transfert qui ne sont pas basées sur la résolution d'équations de conservation, mais qui émulent le comportement de systèmes par un assemblage de fonctions de transfert. Les paramètres de ces fonctions de transfert sont issus de calibrations génériques et ne dépendent en aucun cas de l'architecture des circuits hydrauliques. Les modélisations des régulateurs présentés dans le paragraphe II.2.2.3 (tel que le régulateur de vitesse IEEEG1) et utilisés dans le cadre des études de génie électrique sont des modèles de ce type.

Ainsi, dans le cadre de cette thèse, la CFD comme moyen de simulation de la dynamique des réacteurs ne convient pas à cause des coûts de calculs ne permettant pas la modélisation de systèmes complexes. La modélisation la plus précise ensuite est celle de thermohydraulique système dont l'utilisation en couplage avec un logiciel de simulation de réseaux électriques sera discutée dans le Chapitre III. Quant aux modèles simplifiés dont les paramètres doivent être calibrés, ce sont ceux déjà implémentés dans les logiciels du type de PowerFactory. Le Chapitre III permet de déterminer quand ce type de modélisation est suffisant pour représenter au mieux la physique des réacteurs et améliorer la représentation déjà effective de PF.

Concernant les modèles simplifiés de réacteurs — via des équations de conservation —, l'approche est intéressante mais nécessite de développer de nouveaux outils de modélisation et à minima de valider préliminairement leur bon fonctionnement, ce qui n'est pas le cœur de cette thèse.

Concernant la thermohydraulique système, le code de calcul CATHARE est développé par le CEA, validé et utilisé pour les études de sûreté et de fonctionnement des réacteurs par l'IRSN, EDF, Framatome ou Technatome entre autres [102, 104]. De plus, de nombreux jeux de données développés au sein du CEA sont disponibles, motivant ainsi l'utilisation de ce code dans ces travaux et la description de son fonctionnement dans ce manuscrit.

II.3.2. Description des équations caractéristiques

II.3.2.1. Description d'un circuit hydraulique

Le code CATHARE permet de modéliser de multiples systèmes thermohydrauliques allant de l'échelle du composant à celle du réacteur nucléaire dans son ensemble. Les principaux composants hydrauliques sont modélisés par des tuyaux (1D), des volumes (0D) et des conditions aux limites des circuits¹. Le code CATHARE est basé sur la résolution de trois équations pour deux phases fluides (conservation de la masse (II-18), de la quantité de mouvement (II-19) et de l'énergie (II-20)) pour chaque module. La discrétisation des termes de chaque équation est implicite en temps et en espace

¹ D'autres sous-modules permettent aussi la modélisation de pompes, de turbomachines, de vannes de régulation, etc. D'autres équations supplémentaires pour les gaz non condensables et des éléments radiochimiques peuvent aussi être ajoutées. Un module 3D et un module de neutronique existent aussi, mais ne sont pas utilisés dans le cadre de ces travaux.

dans les modules 1D et 0D. Les équations non linéaires résultantes sont résolues à l'aide d'un solveur itératif de Newton.

Conservation de la masse

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(A\alpha_k\rho_k) + \frac{\partial}{\partial z}(A\alpha_k\rho_k v_k) && \text{Dérivée particulière de la masse} \\ & = (-1)^k A\Gamma_t && \text{Echange de masse liquide/vapeur dû au} \\ & \quad + S_k && \text{changement de phase} \end{aligned} \tag{II-18}$$

Terme source

Conservation de la quantité de mouvement

$$\begin{aligned} & A\alpha_k\rho_k \left[\frac{\partial v_k}{\partial t} + v_k \frac{\partial v_k}{\partial z} \right] && \text{Dérivée particulière de la} \\ & = -A\alpha_k \frac{\partial P}{\partial z} - AP_i \frac{\partial \alpha_k}{\partial z} && \text{quantité de mouvement} \\ & \quad + (-1)^k A\beta\alpha(1-\alpha)\rho_m \left[\frac{\partial v_g}{\partial t} - \frac{\partial v_l}{\partial t} + v_g \frac{\partial v_g}{\partial z} - v_l \frac{\partial v_l}{\partial z} \right] && \text{Termes de pression} \\ & \quad + (-1)^k A\Gamma_t(w_i - v_g) - (-1)^k A\tau_i && \text{Terme de masse ajoutée} \\ & \quad - \chi_f C_k \frac{\rho_k}{2} v_k |v_k| - A \frac{K}{2\Delta z} \alpha_k \rho_k v_k |v_k| && \text{Transfert de quantité de} \\ & \quad + A\alpha_k \rho_k g + \frac{\mathcal{R}(1-\alpha_k)}{4} P_i \frac{\partial A}{\partial z} + S_k M_k && \text{mouvement dû au changement} \\ & && \text{de phase et frottements à} \\ & && \text{l'interface} \\ & && \text{Frottements sur les parois et} \\ & && \text{pertes de charges singulières} \\ & && \text{Terme gravitaire, terme de} \\ & && \text{stratification et terme source} \end{aligned} \tag{II-19}$$

Conservation de l'énergie

$$\begin{aligned} & A \frac{\partial}{\partial t} \left(\alpha_k \rho_k \left[h_k + \frac{1}{2} v_k^2 \right] \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(A \alpha_k \rho_k \left[h_k + \frac{1}{2} v_k^2 \right] \right) && \text{Dérivée particulière de} \\ & = A\alpha_k \frac{\partial P}{\partial t} && \text{l'enthalpie} \\ & \quad + Aq_{ke} + \chi_c q_{pk} && \text{Terme de pression} \\ & \quad + (-1)^k A\Gamma_t \left[h_k + \frac{1}{2} w_i^2 \right] && \text{Transferts thermiques avec les} \\ & \quad + A\alpha_k \rho_k g v_k + S_k u_k && \text{parois et entre les phases} \\ & && \text{Transfert thermique dû au} \\ & && \text{changement de phase} \\ & && \text{Terme gravitaire et terme} \\ & && \text{source} \end{aligned} \tag{II-20}$$

Avec les inconnues :

- α le taux de vide (sans dim)
- v la vitesse du fluide (m. s⁻¹)
- T la température du fluide (K)
- P la pression du fluide (Pa)

Avec les grandeurs calculées par des lois de fermeture :

- Γ_t le transfert de masse entre phases (kg. m⁻³. s⁻¹)
- P_i la pression interfaciale (Pa)
- β le coefficient de masse ajoutée (sans dim)
- τ_i la friction interfaciale (sans dim)
- C_k le facteur de friction (sans dim)
- \mathcal{R} le taux de stratification (sans dim)
- q_{ke} le flux thermique à l'interface de la phase k (W. m⁻²)
- q_{pk} le flux thermique entre la phase k et le mur (W. m⁻²)

Avec les grandeurs et paramètres du système :

- A la section de passage (m^2)
- ρ la masse volumique ($kg \cdot m^{-3}$)
- χ_f le périmètre de friction (m)
- K le coefficient de friction singulière (sans dim)
- Δz la différence d'altitude (m)
- g l'accélération de la pesanteur terrestre ($m \cdot s^{-2}$)

Ces équations de conservations permettent de calculer les valeurs de vitesse v , de pression P et d'enthalpie h (donc de température) dans chaque maille et pour chaque phase k ($k = -1$ pour la phase liquide l et $k = +1$ pour la phase gazeuse g). Les grandeurs en orange sont des relations de fermeture qui sont des lois généralement empiriques reliant des grandeurs aux inconnues du problème. Cela permet de réduire le nombre d'inconnues et donc de résoudre le système d'équations différentielles [105]. Les autres grandeurs sont des paramètres géométriques ou physiques du problème et sont définis dans la Nomenclature de début de manuscrit.

Dans le cadre de ces travaux, l'appel au module de turbomachine est nécessaire afin de modéliser l'interface entre un réseau électrique et un réacteur nucléaire. Le paragraphe suivant s'attache à présenter les équations décrivant ce module.

II.3.2.2. Modélisation dynamique

En écho au sous-paragraphe II.2.2.3 qui présentait les différents modèles dynamiques de PowerFactory, ce sous-paragraphe présente ceux présents dans CATHARE. En outre, la Figure II-13 représente schématiquement les interactions entre les modèles de CATHARE, en écho à la Figure II-7.

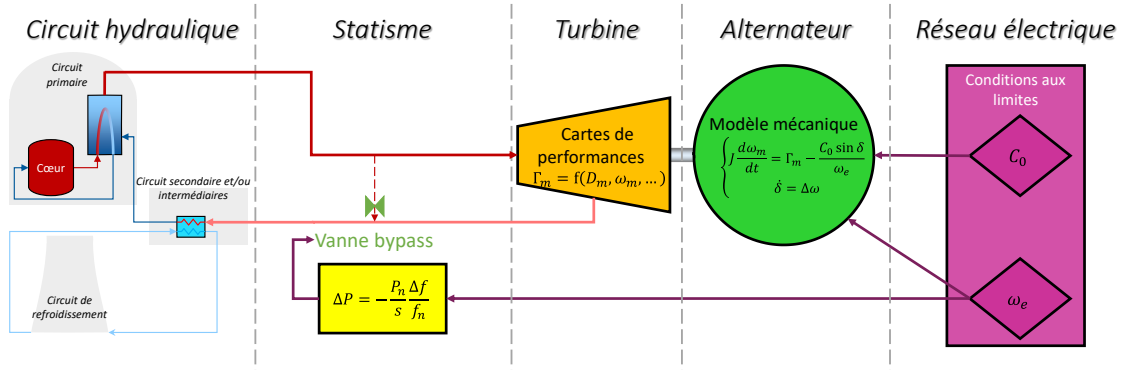


Figure II-13. Représentation schématique des différents types de composants en interaction dans CATHARE

Les différents modèles dynamiques utilisés dans CATHARE pour le module de la turbomachine sont décrits ci-après.

Le **réseau** électrique n'est représenté que comme une condition aux limites de charge C_0 modifiable au cours du temps qui est homogène à une puissance, et à une fréquence de synchronisme ω_e permettant le calcul de la puissance électrique de l'alternateur.

Les **équations mécaniques du rotor** sont similaires à celle utilisées en génie électrique, c'est-à-dire les équations des masses tournantes (II-11) et (II-12). La différence avec l'approche utilisée en génie électrique est la manière de calculer :

- La puissance électrique résistive : (II-17) pour l'approche de génie électrique et (II-21) pour l'approche de thermohydraulique.
- La puissance mécanique motrice sur le rotor : issue du régulateur de vitesse telle que dans la Figure II-6 pour l'approche de génie électrique et (II-22) pour l'approche de thermohydraulique.

Les **équations électriques de l'alternateur** ne sont pas explicitement implémentées. Il s'agit en réalité implicitement d'un modèle de Behn-Eschenburg, dont le calcul de la puissance électrique P_e (en W) est donné dans l'équation (II-14). Ne connaissant ni les valeurs de tension ni de l'impédance de l'alternateur, la grandeur $\frac{e.v_T}{x_S}$ est donc remplacée par la condition aux limites de charge C_0 (en W évoquée précédemment), exprimée dans les unités du SI, telle que :

$$P_e = C_0 \sin \delta \quad (\text{II-21})$$

La **turbine** est modélisée à l'aide de cartes de performance. En effet, la puissance mécanique P_m (en W) développée par la turbomachine est :

$$P_m = Q C_p T_{in} \cdot \eta \left[1 - \frac{1}{\Pi^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \right] \quad (\text{II-22})$$

Avec :

- Q le débit massique dans la turbine (en $\text{kg} \cdot \text{s}^{-1}$)
- C_p la capacité thermique isobare (en $\text{J} \cdot \text{K}^{-1}$) ;
- T la température en entrée de la turbine (en K) ;
- γ l'indice adiabatique du fluide (sans dimension) ;
- Le rapport de pression Π et l'efficacité isentropique η qui sont généralement issues de cartes de performances produites par des calculs de CFD ou par des expériences. Ces cartes de performances relient ainsi des grandeurs opérationnelles de débits dans les turbomachines et de vitesses de rotation à ces grandeurs Π et η :

$$\Pi = \frac{P_{in}}{P_{out}} \quad (\text{II-23})$$

$$\eta = \frac{\Delta h}{\Delta h_{is}} \quad (\text{II-24})$$

- Avec P_{in}, P_{out} les pressions en entrée et sortie de la turbine respectivement (en Pa) et $\Delta h, \Delta h_{is}$ les variations d'enthalpie réelle et isentropique à la turbine (en J).

La Figure II-14 illustre les cartes de performances d'une turbine reliant sa vitesse de rotation et le débit en son sein au rapport de pression pour la sous-Figure (a) et pour l'efficacité isentropique pour la sous-Figure (b). Le calcul du point de fonctionnement issu des cartes de performances permet ensuite à l'aide de l'équation (II-22) de calculer la puissance mécanique développée par la turbine.

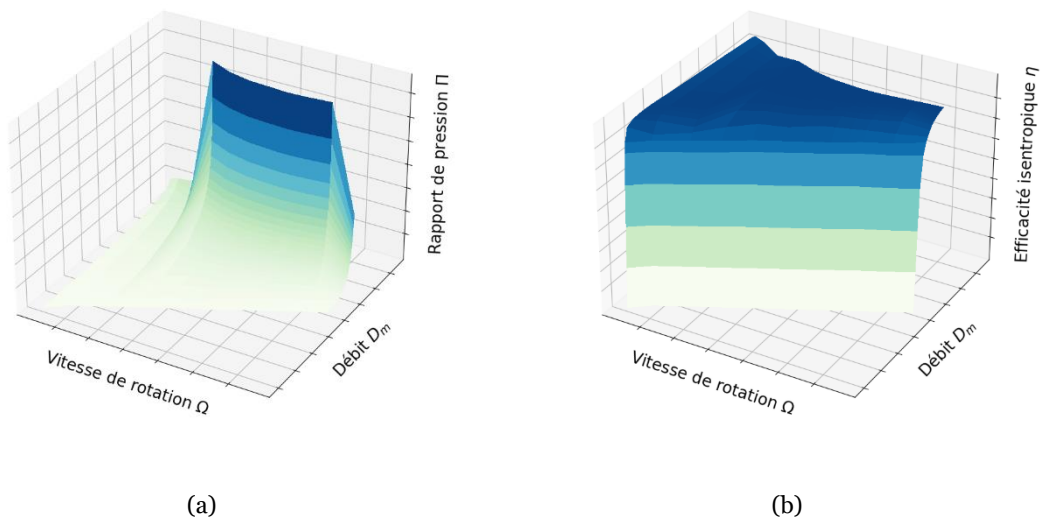


Figure II-14. Exemple de cartes de performance d'une turbine avec la vitesse de rotation et le débit en entrée : (a) calculant le rapport de pression ; (b) calculant l'efficacité isentropique

Le **réglage de fréquence** n'est pas directement modélisé dans CATHARE. Mais en sachant que cela consiste simplement à modifier la puissance de consigne de puissance de la turbine d'une grandeur ΔP telle que dans l'équation (II-25), il suffit d'ajouter dans le jeu de donnée une modification de la consigne du régulateur de puissance implanté sur la turbine en fonction de l'écart Δf (en Hz) à la fréquence nominale f_n (en Hz) et paramétré par le statisme de la machine.

$$\Delta P = -\frac{P_n}{s} \cdot \frac{\Delta f}{f_n} \quad (\text{II-25})$$

Avec P_n et s la puissance active nominale de l'alternateur (en W^1) et le statisme (en %) respectivement.

Le **circuit hydraulique** est modélisé comme expliqué dans le sous-paragraphe II.3.2.1 par différents composants dont la physique est calculée par les équations de Navier-Stokes. Les grandeurs thermodynamiques des fluides dans les circuits sont donc connues.

Les **systèmes d'excitations** (AVR et PSS) ne sont pas modélisés dans CATHARE.

Là aussi, tous ces modèles ne trouvent leur utilité qu'en les appliquant à des cas d'étude. La prochaine section présente un cas d'application utile pour la suite du manuscrit.

II.3.3. Réacteur ASTRID

Parmi les jeux de données de réacteur à disposition au CEA sur CATHARE, l'un d'entre eux développe une puissance électrique de 300 MWe, compatible avec la définition d'un SMR. Il s'agit du jeu de donnée de l'un des deux Systèmes de Conversion de l'Energie (SCE) du réacteur Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration (ASTRID) 600 Gaz [106, 107]. Ce projet de réacteur a été arrêté en 2019 mais a bénéficié de plus de 10 ans de travaux de conception et de dimensionnement.

Ce prototype devait permettre de confirmer et aider aux choix de conception du parc électronucléaire futur vis-à-vis, entre autres, de la meilleure gestion des stocks d'uranium naturel

¹ Ces grandeurs sont présentées dans le SI dans la partie de dynamique des réacteurs mais seraient en p.u. dans la partie sur la dynamique des réseaux électriques.

(surgénération) et de plutonium (multirecyclage) ainsi que de la possibilité de transmutation d'actinides mineurs (déchets produits par les réacteurs du parc actuel). Afin de satisfaire ce cahier des charges, le projet ASTRID fut développé comme un prototype de Réacteur à Neutrons Rapides refroidi au sodium (RNR-Na), les REP ne permettant pas ces objectifs visés.

Ainsi, l'architecture globale du projet ASTRID 600 Gaz (Figure II-15) prévoit un circuit primaire en sodium liquide comprenant le cœur et des Echangeurs Intermédiaires (EI) tous deux dans une cuve. Ces échangeurs permettent de transférer la chaleur à quatre Boucles Secondaires (BCS) distinctes, en sodium liquide. Ces BCS transfèrent ensuite leur chaleur via des Echangeurs de Chaleur Sodium-Gaz (ECSG) à deux SCE. Deux Sources Froides (SF) permettent de refroidir chaque SCE.

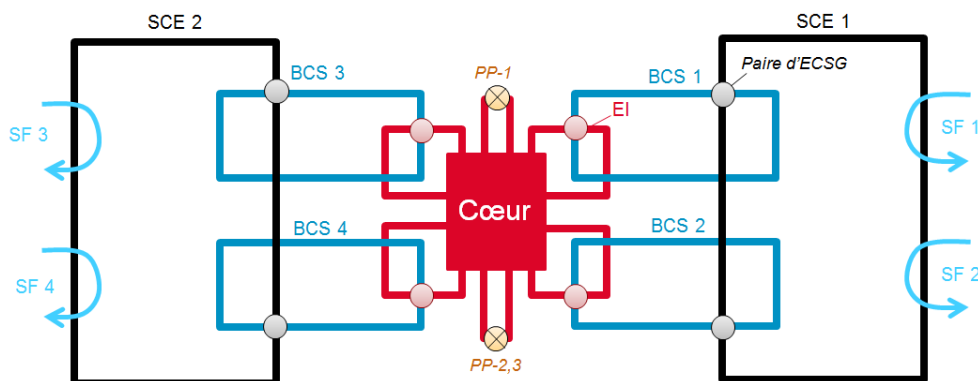


Figure II-15. Schéma des boucles du prototype ASTRID

Ces deux SCE représentés dans la Figure II-16 comprennent chacun un turbo-alternateur permettant la transformation de l'énergie thermique en énergie électrique. Il s'agit de cycles thermodynamiques de Brayton¹ incluant une source chaude (ECSG), une détente (la turbine), deux étages de refroidissements (précooler et intercooler), deux étages de compressions (compresseurs Basse Pression et Haute Pression reliés par un arbre à la turbine) et un récupérateur (échangeur de chaleur permettant l'optimisation du cycle). La puissance développée par la turbine est pilotée par l'ouverture du bypass entre le compresseur Haute-Pression (HP) et le récupérateur.

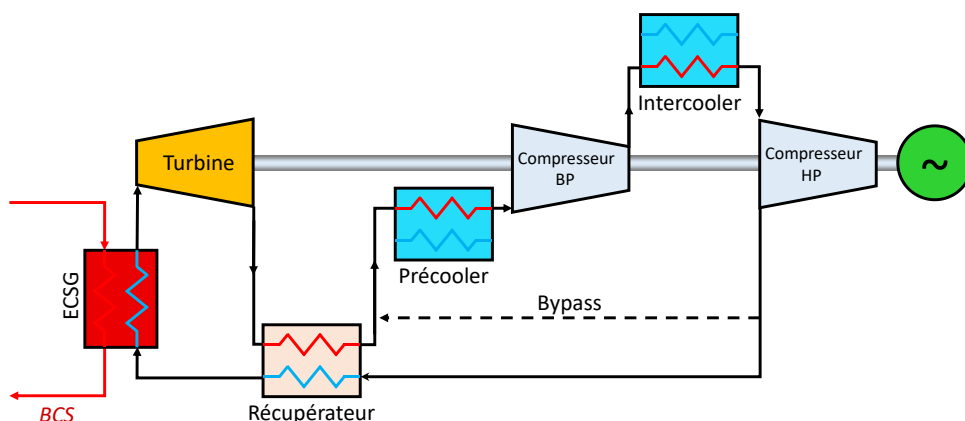


Figure II-16. Schéma du SCE Brayton d'Astrid 600 Gaz

Le choix de ce SCE sans changement de phase pour le réacteur ASTRID 600 Gaz, par rapport au cycle de Rankine habituel en eau, est piloté par le souhait d'éviter les risques de réaction entre le sodium et l'eau en cas de rupture ou de fuite de l'ECSG.

¹ Un cycle de Brayton est un cycle thermodynamique sans changement de phase comprenant dans sa version idéale et théorique un chauffage isobare, une détente isentropique, un refroidissement isobare et une compression isentropique.

Au total, le réacteur ASTRID 600 Gaz développe une puissance thermique nominale de 1500 MW_{th} et chacun de ces SCE permet de développer une puissance nominale électrique de 300 MW_e. Le jeu de données permettant la modélisation d'un SMR avec CATHARE est donc l'un des deux SCE d'ASTRID avec les BCS et les deux circuits de refroidissement comme conditions aux limites.

II.4. CONCLUSION PARTIELLE

Pour conclure, ce chapitre a mis en évidence le fait qu'il était possible de simuler le comportement de la physique d'un réacteur nucléaire dans un logiciel de génie électrique et réciproquement. Cependant, ce chapitre a montré en quoi les modèles implémentés étaient différents dans chaque approche. Cela a donc fait ressortir que les modèles de réseaux électriques implémentés dans le code CATHARE étaient une simplification de ceux de PowerFactory et réciproquement pour les modèles de réacteurs nucléaires dans PowerFactory par rapport à ceux de CATHARE. La Figure II-17 représente les deux approches de modélisation du code de calcul CATHARE et du logiciel PowerFactory. Pour CATHARE (en haut), l'effort de modélisation est porté sur les blocs du circuit hydraulique et de la turbine. Au contraire, l'effort de modélisation du logiciel PowerFactory est porté sur les blocs de l'alternateur et du réseau électrique.

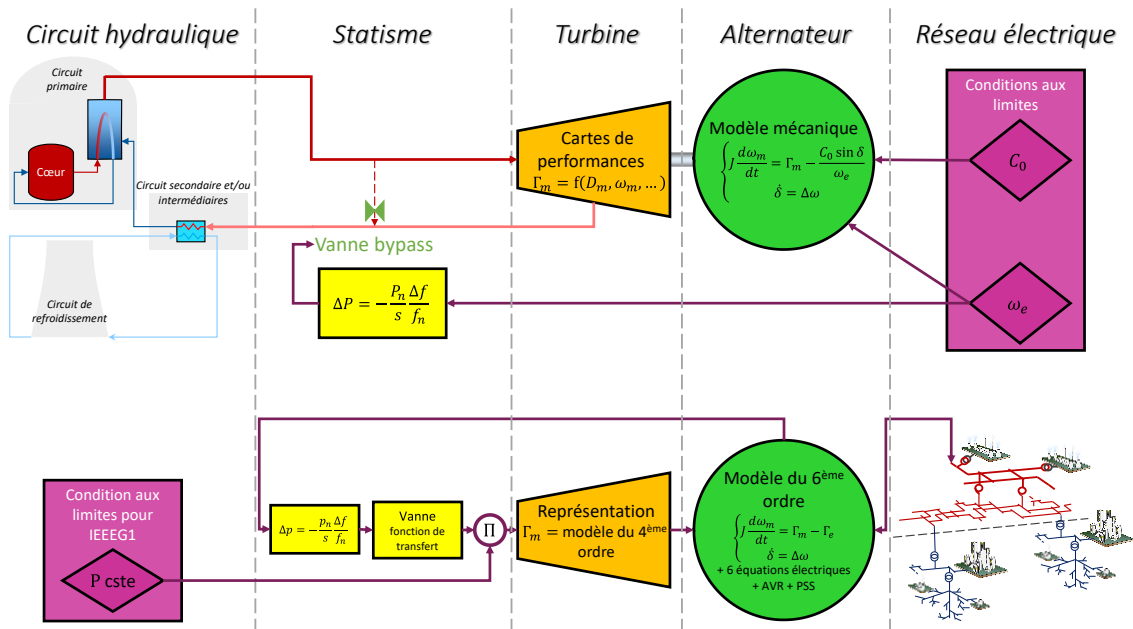


Figure II-17. Schéma de principe du fonctionnement de CATHARE (en haut) et PowerFactory (en bas)

Au total, la non-prise en compte des équations électriques de l'alternateur, de contrôles-commande et de dynamique du réseau pour CATHARE ; et la modélisation générique et très simplifiée des circuits hydrauliques et de la turbine pour PowerFactory questionne chaque approche individuelle dans un contexte de couplage des deux physiques. Le chapitre suivant se propose de commencer à cartographier les besoins en couplage numérique des deux approches afin de ne pas négliger certains phénomènes pouvant être couplés physiquement et qui ne peuvent être capturés indépendamment l'un de l'autre.

A retenir du Chapitre II- Outils de modélisation des réseaux électriques et de dynamique des réacteurs nucléaires

- Les logiciels et codes de simulation de génie électrique et de physique des réacteurs nucléaires possèdent leurs propres modèles des composants allant des circuits hydrauliques jusqu'au réseau électrique
- Le logiciel retenu pour simuler le réseau électrique est PowerFactory et le code de calcul pour la dynamique des réacteurs est CATHARE
- Le logiciel PowerFactory :
 - Possède des modèles et méthode de résolutions détaillées pour l'alternateur et l'ensemble du réseau électrique
 - Possède des modèles simplifiés des circuits hydrauliques et de la turbine
- A l'inverse, le code de calcul CATHARE :
 - Possède des modèles simplifiés de l'alternateur et du réseau électrique
 - Possède des modèles physiques détaillés des circuits hydrauliques et de la turbine
- Parmi les cas d'études :
 - Le réseau standard IEEE 39-nœuds est retenu pour représenter un réseau continental, interconnecté et maillé
 - Le réseau de Guadeloupe a été reproduit pour représenter un réseau isolé et insulaire
 - L'un des deux Système de Conversion d'Energie d'ASTRID 600 Gaz est retenu pour représenter la dynamique d'un SMR de 300 MWe

Chapitre III - COUPLAGE DE LA PHYSIQUE DES RESEAUX ELECTRIQUES A CELLE DES REACTEURS NUCLEAIRES

Ce chapitre a pour objectif de déterminer, à l'aide de la mise en place d'un chaînage, l'impact des différences de modélisation utilisées en physique des réseaux électriques et en physique des réacteurs nucléaires sur les résultats de simulations. La caractérisation de cet impact sur le comportement de chaque système (réseau électrique et réacteur nucléaire) permet ainsi de conclure quand un couplage des deux physiques est nécessaire et quand une approche découplée sur la base de modèles simplifiés est suffisante pour représenter l'interaction des phénomènes mis en jeu.

Sommaire

III.1. Introduction.....	60
III.2. Méthodologie d'un couplage et choix du chaînage	60
III.2.1. Le couplage.....	60
III.2.2. Les différentes approches de couplage numérique	61
III.2.3. Choix de la méthode de couplage	64
III.2.4. Le chaînage	65
III.3. Analyse physique des transitoires étudiés pour le chaînage	67
III.3.1. Le court-circuit	68
III.3.2. La perte d'un poste source	69
III.4. Mise en œuvre du chaînage	71
III.4.1. Données d'entrée	71
III.4.2. Chaînage sur une perte de poste source.....	71
III.4.3. Chaînage sur un court-circuit	78
III.4.4. Chaînage de plusieurs réacteurs sur un court-circuit	87
III.5. Conclusion partielle	90

III.1. INTRODUCTION

Le chapitre précédent met en évidence qu'il n'existe pas d'outil de calcul unique permettant de répondre à la problématique bi-disciplinaire posée dans le cadre de cette thèse. Les outils de calcul spécialisés PowerFactory et CATHARE ont donc été retenus pour étudier respectivement la physique des réseaux électriques et la dynamique des réacteurs nucléaires. Or, il a été aussi mis en évidence que ces deux approches différentes cherchent à modéliser les mêmes systèmes mais avec des modèles différents. Il apparaît ainsi pertinent de mettre en place un couplage prenant les modèles les plus complets de chaque approche, comme schématisé dans la Figure III-1.

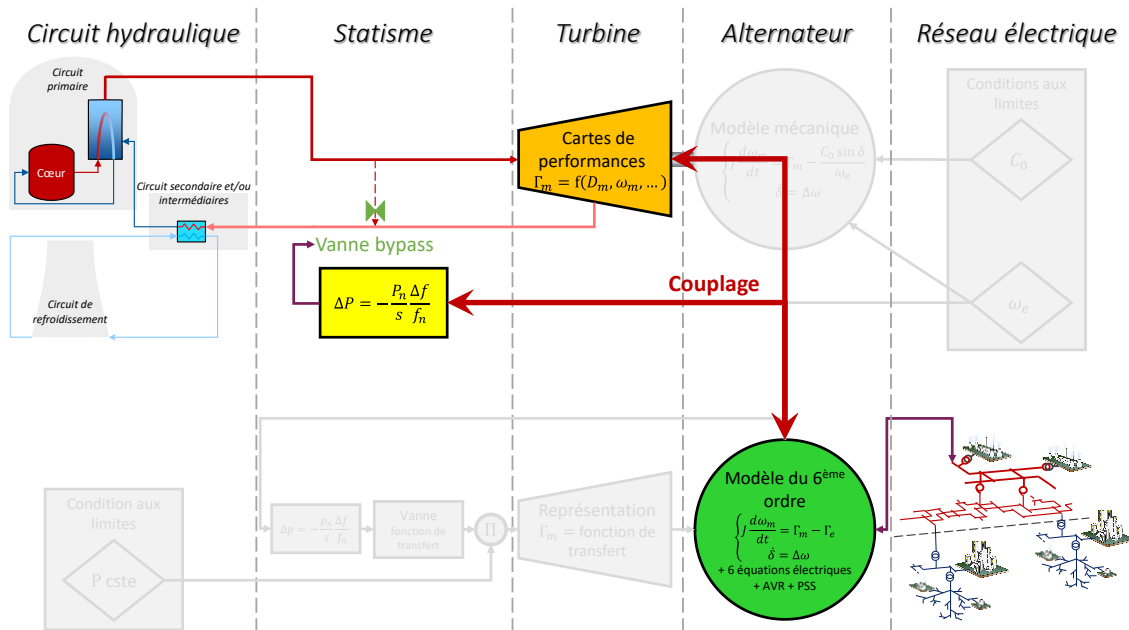


Figure III-1. Diagramme schématisique d'un couplage entre CATHARE (en haut) et PowerFactory (en bas)

Ce chapitre a donc pour objectif de déterminer si ce type de couplage est faisable, dans quels cadres d'étude ce couplage est nécessaire et, à l'inverse, dans quels cadres une approche découplée faisant appel à des modèles très simplifiés aux conditions limites est suffisante.

Une première section de ce chapitre définit les différentes notions de couplage et justifie pourquoi l'un de ces couplages, appelé « chaînage » est l'approche retenue dans le cadre de ces travaux. Dans un deuxième temps, sont présentés le comportement théorique d'une machine électrique suite à des événements couvrant les échelles de temps d'intérêt : le court-circuit et la perte d'un poste source. Ensuite, le chaînage est appliqué au réseau 39-nœuds et au SCE Brayton d'ASTRID 600 gaz – s'apparentant à celui d'un SMR – faisant face aux deux aléas précédemment cités. Les comportements issus des simulations des deux approches séparées ainsi que qu'à l'aide du chaînage sont comparés. Les différences de dynamique mises en évidence sont analysées afin d'en déterminer les sources. Finalement, ces analyses permettent de conclure dans quels cadres d'étude (physique des réacteurs, physique des réseaux électriques, grand réseau avec plus ou moins forte proportion de nucléaire) le couplage des deux physiques est nécessaire.

III.2. METHODOLOGIE D'UN COUPLAGE ET CHOIX DU CHAINAGE

III.2.1. Le couplage

Tout d'abord, il convient de définir la notion de couplage. Dans le cadre de ces travaux, trois définitions peuvent être formulées :

- Au sens physique : un couplage est l'ensemble des interactions entre plusieurs phénomènes physiques intervenant dans le comportement global d'un système. Le couplage peut être plus ou moins fort en fonction du degré d'interaction des phénomènes et de dépendance mutuelle ;

- Au sens de la modélisation : un couplage est l'interdépendance de modèles. Cela se traduit par la présence de termes croisés dans les modèles décrivant un système ou son comportement ;
- Au sens numérique : un couplage est une méthode consistant à faire communiquer des codes de calcul ou des logiciels de simulation calculant des phénoménologies différentes mais couplées au sens physique et au sens de la modélisation.

Dans le cadre de ces travaux, il s'agit alors de coupler deux codes de calculs au sens numérique. Le couplage multi-physique est très courant dans le domaine de la mécanique des fluides, notamment pour les questions d'interaction fluide-structure et la littérature est abondante à ce sujet. Parmi les classifications de couplages au sens numérique proposées dans la littérature scientifique, quelques-unes présentées dans la Figure III-2 sont particulièrement adaptées aux codes de simulation envisagés pour l'interaction nucléaire/réseaux électriques et sont présentés dans la suite.

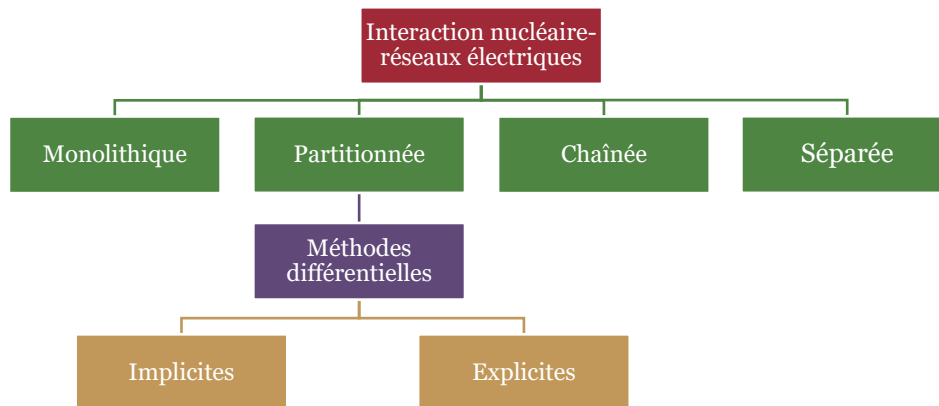


Figure III-2. Liste non-exhaustive de méthodes numériques permettant l'étude bi-disciplinaire évoquée

La sous-section suivante explicite quelques-unes de ces approches en présentant leurs principes sur le cas du couplage de PowerFactory et de CATHARE.

Les sous-sections suivantes expliquent alors l'application concrète du couplage aux deux codes de calculs choisis, en prenant en compte les grandeurs échangées aux interfaces, qui sont :

- Pour PowerFactory vers CATHARE : le couple électrique Γ_e du réseau sur l'alternateur et la vitesse de rotation du rotor ω_m ;
- Pour CATHARE vers PowerFactory : la puissance mécanique P_m développée par la turbo-machine.

Cette prochaine sous-section exprime aussi les principaux avantages et inconvénients de quelques méthodes générales. Elle n'a pas pour objectif d'être exhaustive dans les méthodes de couplage ni d'algorithmique. Pour plus de détails sur ces méthodes ainsi que sur d'autres non explicitées ici, le lecteur pourra se référer à [108, 109, 110].

III.2.2. Les différentes approches de couplage numérique

Liminairement, quelques clés de lecture sont proposées au lecteur afin de saisir la signification des termes utilisés dans cette sous-section. La convention utilisée dans les Figure III-3 à Figure III-6 exprime les pas de temps à l'aide la lettre n en exposant de la grandeur concernée : t^n se lit « temps au pas de temps n ». La lettre k représente quant à elle l'itération interne à un pas de temps. Cette itération ne représente pas un état physique mais une itération menant à la convergence du résultat d'un pas de temps n. Quant aux graduations présentes dans les Figure III-4 à Figure III-6, celles-ci sous-entendent que les méthodes de résolution de chaque code itèrent indépendamment l'une de l'autre pour fournir une solution, contrairement à la méthode de la Figure III-3.

Les questions algorithmiques, de gestion de pas de temps, de communication des valeurs entre codes, *etc.* ne sont pas traitées dans ce manuscrit. Pour tout autre détail, se reporter là aussi à [108, 109, 110].

III.2.2.1. Approche monolithique

Cette méthode de couplage permet de résoudre un problème multi-physique en intégrant toutes les équations caractéristiques dans le même outil. Notamment, l'approche de couplage de physique nucléaire et de réseaux électriques proposée par [66] est une approche monolithique. Elle est effectuée en intégrant des équations simplifiées de thermohydraulique et de cinétique point d'un réacteur nucléaire dans l'outil de simulation de réseaux électrique PSS/E [111].

Cette méthode ne fait donc pas interagir plusieurs codes. Cependant, l'utilisation de deux codes séparés développés pour représenter chacun une physique spécifique fournit généralement des modèles plus détaillés. En outre, la mise en place d'une approche partitionnée de deux codes indépendants est généralement plus aisée que la réécriture des deux codes dans un seul

III.2.2.2. Couplage implicite

Le couplage implicite représenté dans la Figure III-3 est une méthode de résolution partitionnée, c'est-à-dire faisant interagir deux codes séparés échangeant des grandeurs physiques. Cette méthode est dite implicite car la résolution du problème au pas de temps $n+1$ dépend de la solution au pas de temps $n+1$. Cela implique donc de devoir itérer k fois la résolution à chaque pas de temps $n+1$ afin d'avoir une convergence de la solution.

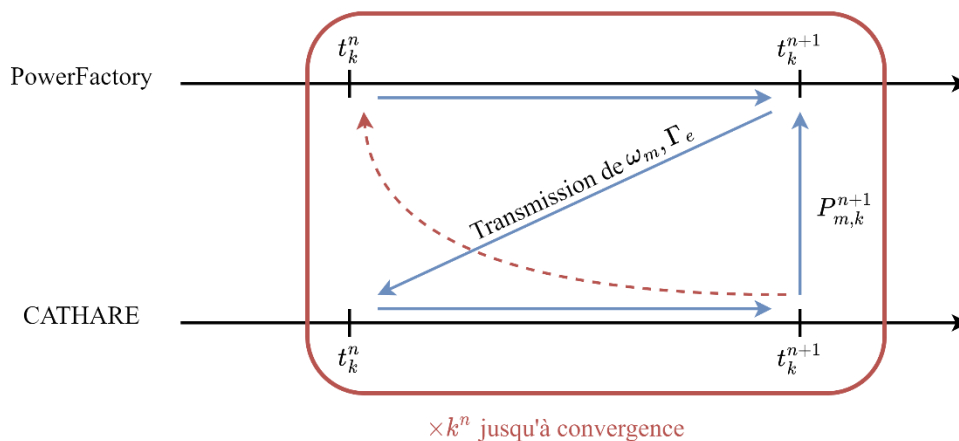


Figure III-3. Couplage implicite

Cette méthode a pour avantage de pouvoir être aussi précise qu'une approche monolithique et les itérations permettent de minimiser les erreurs numériques.

Les inconvénients de cette méthode peuvent être la complexité algorithmique pour gérer les pas de temps et les itérations. En effet, avec un logiciel de simulation dont le code source n'est pas accessible tel que PowerFactory, il n'est pas trivial de stocker des états intermédiaires (non physiques) entre chaque état non-convergé, lors des itérations à l'intérieur d'un pas de temps.

III.2.2.3. Couplage explicite

Le couplage explicite représenté dans la Figure III-4 est une méthode là aussi partitionnée mais qui résout le problème à chaque pas de temps sans la connaissance du pas de temps $n+1$. Chaque problème itère séparément de son côté mais il ne nécessite aucune itération entre solveurs pour chaque pas de temps. Il n'y a donc pas forcément de convergence entre les deux codes à chaque instant $n+1$.

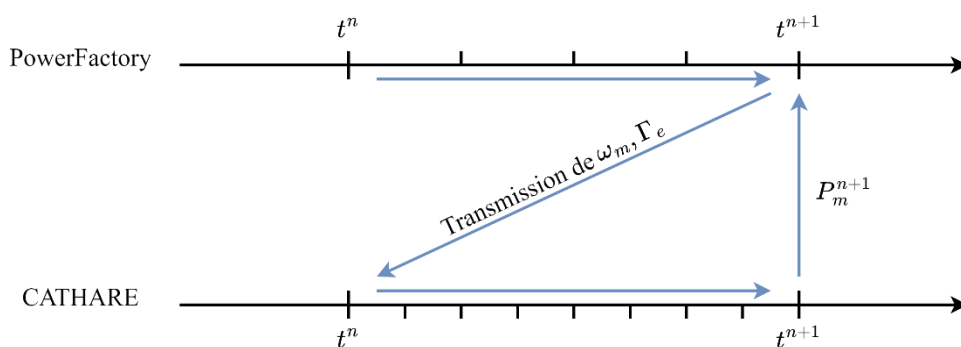


Figure III-4. Couplage explicite

L'avantage de cette méthode est qu'elle est plus facile à mettre en œuvre qu'un schéma implicite.

Mais le risque de non convergence des deux codes nécessite des pas de temps plus petits qu'avec le couplage implicite. De plus, là aussi, la gestion de l'optimisation des pas de temps peut potentiellement être difficile avec un code qui n'est pas *open-source* tel que PowerFactory.

III.2.2.4. Approche chaînée

Une approche chaînée décrite dans la Figure III-5 consiste à communiquer les résultats du premier code vers le deuxième sans boucle de retour. Le premier code ne prend donc pas en compte la physique du second. Cela signifie aussi que les phénomènes physiques traités par le premier code ne doivent pas être trop dépendants de ceux du second.

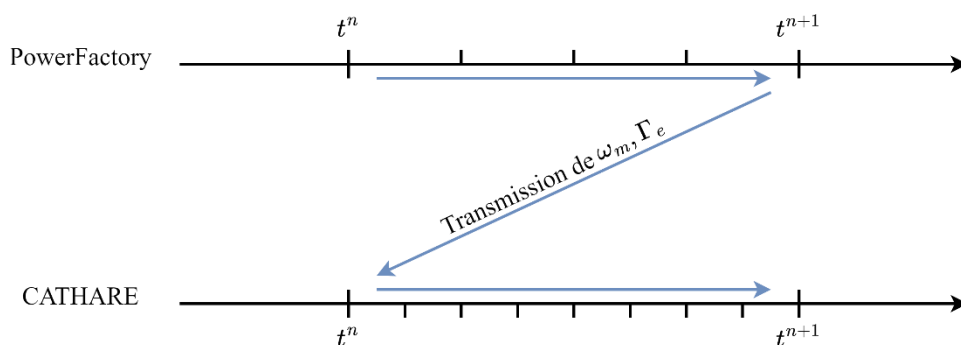


Figure III-5. Chaînage

Le principal avantage de la méthode de chaînage est sa facilité à mettre en place lors de travaux exploratoires tels que ceux présentés ici.

L'inconvénient est que cette méthode ne permet pas un réel couplage des physiques si celles-ci sont fortement couplées. Cela demande un plus long travail d'analyse pour vérifier que les physiques soient découplées et indépendantes l'une de l'autre.

III.2.2.5. Chaînage retour

Lors des études présentées ci-après, quelques « chaînages retour » sont présentés. Il s'agit de réutiliser les données calculées par le second code pour le transmettre à nouveau au premier, indépendamment du tout premier calcul effectué. La Figure III-6 représente ce concept de chaînage retour.

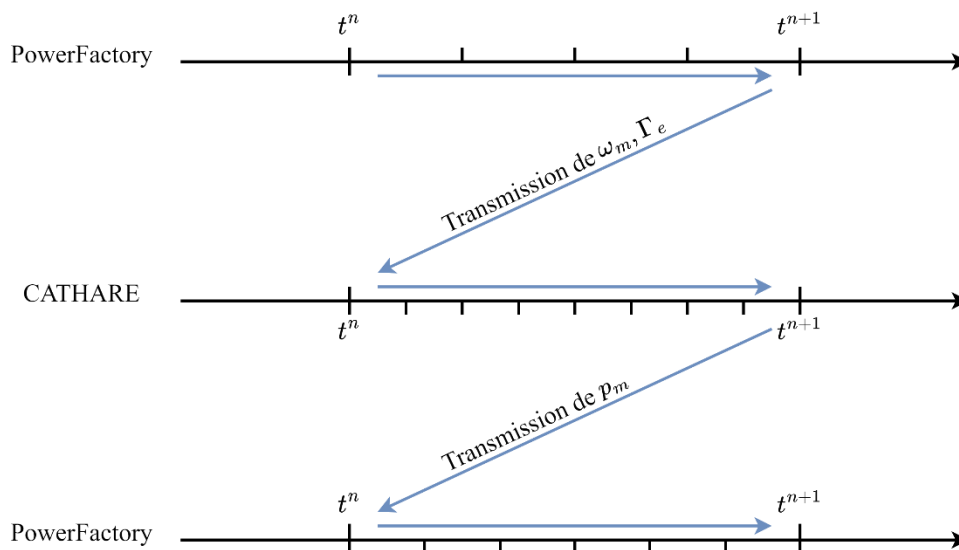


Figure III-6. Chaînage retour

Cet algorithme présente des similitudes avec le couplage explicite puisqu'il transmet au premier code les résultats du second. Il est aussi possible de démontrer qu'en effectuant cette opération de transmission des résultats chaînage après chaînage, le résultat convergé, s'il existe, est équivalent à celui d'un couplage implicite. Ainsi, si les résultats du chaînage retour sont assez proches de ceux initiaux, c'est-à-dire que le résultat est proche de la convergence, alors le chaînage retour est une bonne approximation d'un vrai couplage algorithmique.

III.2.3. Choix de la méthode de couplage

Le travail de couplage des deux outils de calcul CATHARE et PowerFactory n'a encore jamais été effectué. Pour chaque approche, certains modèles pourraient être plus précis que ceux déjà implémentés mais il est pour l'heure impossible de connaître l'impact de leur substitution par ces modèles-là. Deux questions peuvent être posées :

- L'augmentation de la part de nucléaire dans le réseau électrique augmente leur couplage au sens physique. Est-il nécessaire d'effectuer un couplage numérique de plus en plus fort à mesure que la part de nucléaire augmente dans les simulations ?
- La diminution de la taille du réseau peut-elle aussi avoir une influence sur les besoins de couplage numérique ?

Ces deux conjectures sont présentées schématiquement dans la Figure III-7.

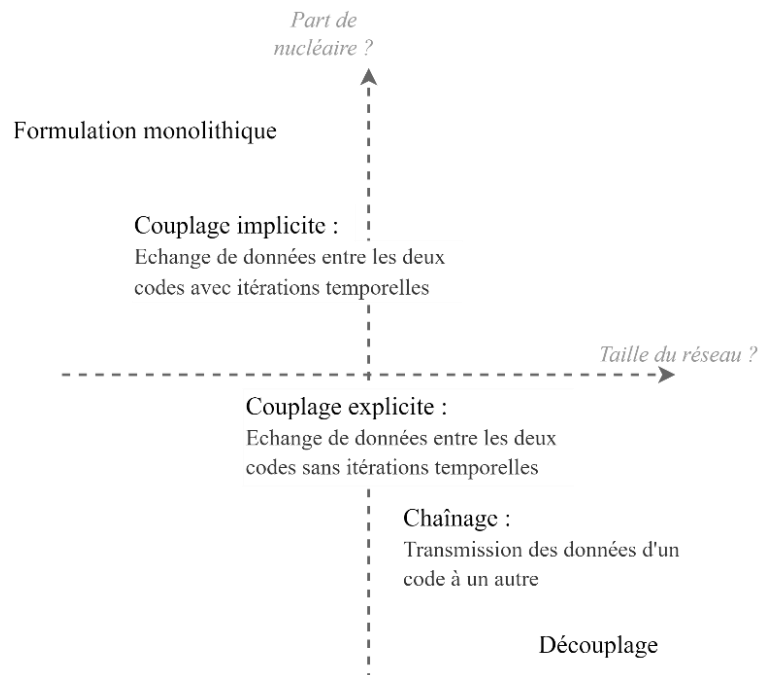


Figure III-7. Cartographie à confirmer de l'utilisation des méthodes de couplage décrites

Cependant, la mise en place d'un schéma de couplage fort n'est pas le plus aisé en premier lieu pour un travail exploratoire. La mise en place d'un chaînage est donc pertinent dans un premier temps afin de commencer à cartographier les situations nécessitant des méthodes de couplage plus fortes. Cela passe par la mise en évidence de tendances prouvant ou non la dépendance des phénomènes physiques, et ainsi confirmer ou infirmer les conjectures représentées dans la Figure III-7.

III.2.4. Le chaînage

Comme expliqué précédemment, le chaînage consiste à transmettre les données d'une simulation d'un code à un autre sans itération ni retour. Il a été choisi que PowerFactory allait fournir les conditions aux limites à CATHARE car dans la majorité des cas, le réseau électrique pilote le réacteur par le biais de contre-réactions et de contrôles-commandes, c'est ce qui est appelé le pilotage de réacteur en mode « turbine prioritaire ». Ainsi, le chaînage mis en place est celui de PowerFactory vers CATHARE comme schématisé dans la Figure III-8. Pour cela, il faut désactiver les modèles CATHARE de l'alternateur et de ses conditions aux limites, décrits dans le Chapitre II en remplaçant les grandeurs que ces modules calculent normalement par les données de simulation calculées par PowerFactory. Il s'agit des grandeurs de couple électrique et de fréquence de rotation du rotor.

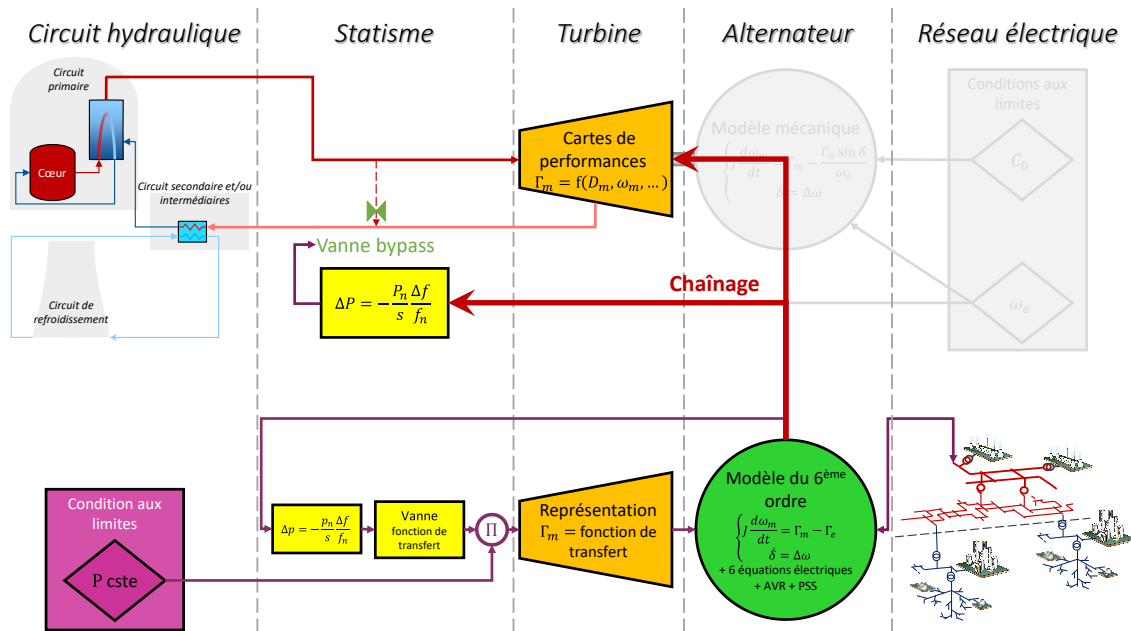


Figure III-8. Diagramme schématique du chaînage entre PowerFactory et CATHARE

Concrètement, le chaînage s'effectue en 3 étapes qui sont résumées dans les deux premières colonnes de la Figure III-9 :

- La première étape consiste à déterminer quel générateur est celui dont le comportement est chaîné numériquement. Cela conduit ensuite à vérifier la cohérence des puissances nominale et initiale, de l'inertie des turbomachines et de l'initialisation de l'évènement à simuler ;
- La deuxième étape est le lancement d'une routine PowerFactory qui effectue le calcul du comportement dynamique du réseau. L'évolution du couple électrique et de la vitesse de la turbine sont ainsi stockées ;
- La troisième étape est le lancement d'une routine CATHARE qui calcule l'évolution du comportement du réacteur en interpolant à chaque pas de temps le couple résistif (couple électrique) subi par la turbine et sa vitesse de rotation d'après les données calculées par PowerFactory.

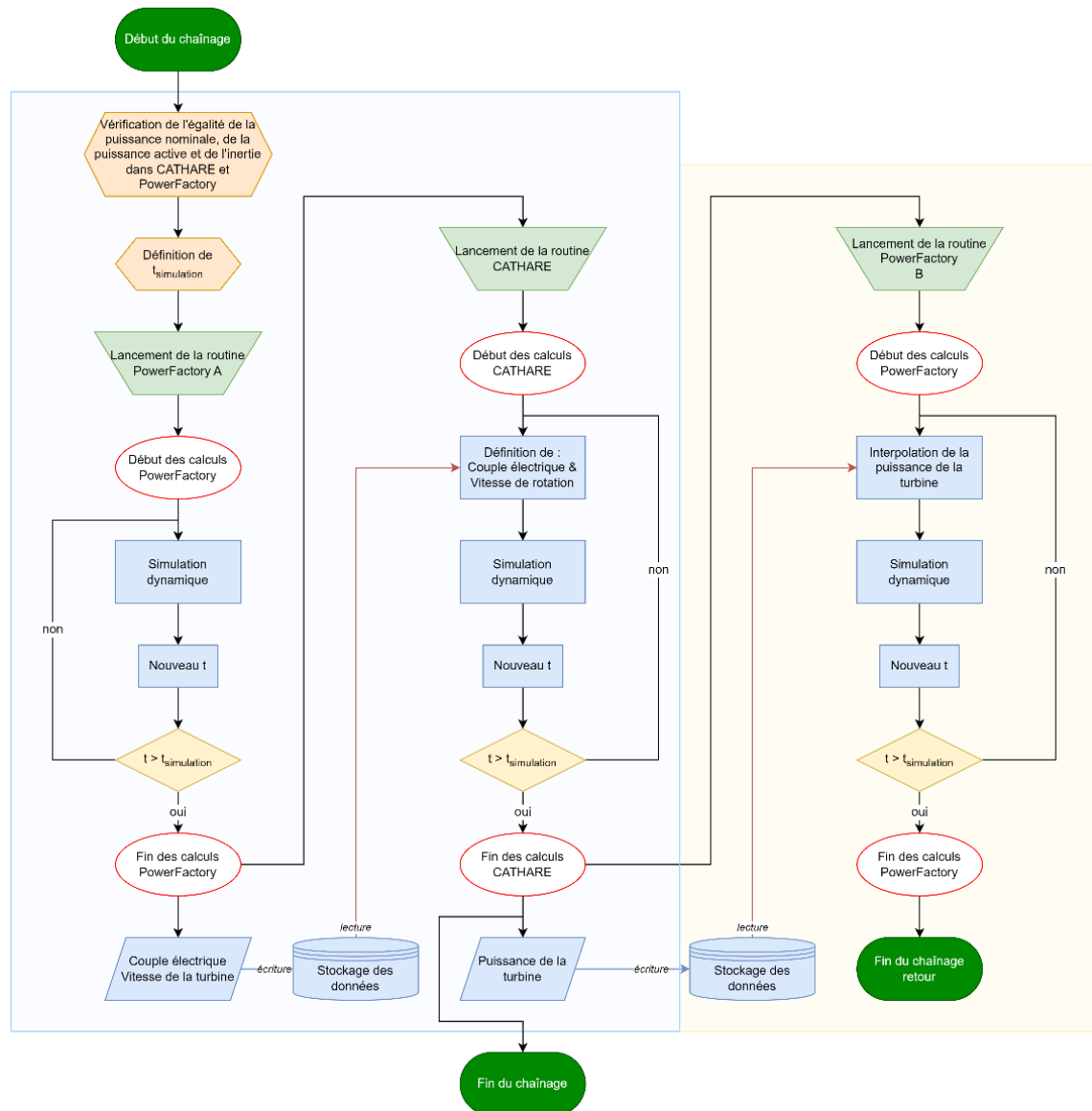


Figure III-9. Organigramme du fonctionnement du chaînage proposé

Le chaînage retour évoqué précédemment rajoute une étape présentée dans la troisième colonne de la Figure III-9. Dans le cas du chaînage retour, le modèle dans PowerFactory du GOV (c'est-à-dire du circuit hydraulique, du réglage primaire et de la turbine) est désactivé et la grandeur de la puissance de la turbine calculée par PowerFactory est remplacée par celle calculée par CATHARE lors du chaînage.

III.3. ANALYSE PHYSIQUE DES TRANSITOIRES ETUDIÉS POUR LE CHAINAGE

Cette section du chapitre permet de définir deux événements permettant de mettre en évidence l'impact de différents modèles sur la réponse à des événements typiques. Ces deux transitoires sont intéressants car ils couvrent les échelles de temps d'intérêt étudiés dans cette thèse, c'est-à-dire l'échelle de la secondes, pour laquelle les phénomènes de l'inertie du réseau rentrent en jeu et l'échelle de la dizaine de seconde, concernant les phénomènes liés au réglage primaire. Cette section analyse aussi brièvement le comportement théorique des machines suite à ces événements afin de faciliter la compréhension des résultats présentés dans la section III.4.

III.3.1. Le court-circuit

Un court-circuit est défini comme étant le contact accidentel entre deux points d'un réseau électrique ayant normalement deux tensions différentes [1]. Les courts-circuits peuvent, par exemple, avoir lieu entre les conducteurs de deux phases d'une ligne ou d'un transformateur, entre un conducteur et la terre ou entre un conducteur et n'importe quel composant relié à la terre. Dans des réseaux triphasés, la référence [1] explique que l'occurrence des courts-circuits se répartit comme suit :

- Phase-terre (80 % des cas) ;
- Phase-phase (15 % des cas) et se transforme généralement en 3-phases ;
- 3-phases (5 % des fautes initiales).

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France métropolitaine RTE explique qu'en 2021 [112], sur le réseau dont il est en charge (de 63 kV à 400 kV), 7 734 courts-circuits ont eu lieu, soit environ 7,8 courts-circuits/100 km de liaisons aériennes, ce qui en fait un phénomène courant à gérer. L'apparition des courts-circuits est généralement corrélée aux phénomènes météorologiques d'orage et de neige. D'après ce même rapport, 74 % des courts-circuits sont éliminés en moins de 200 ms et 46 % en moins de 100 ms.

Le modèle le plus simple et le plus courant pour analyser préliminairement le comportement global d'une machine électrique à la suite d'un court-circuit est le modèle standard (de Behn-Eschenburg) décrit dans le Chapitre II, représenté dans la Figure II-5 et rappelé dans la Figure III-10 (en négligeant r_s).

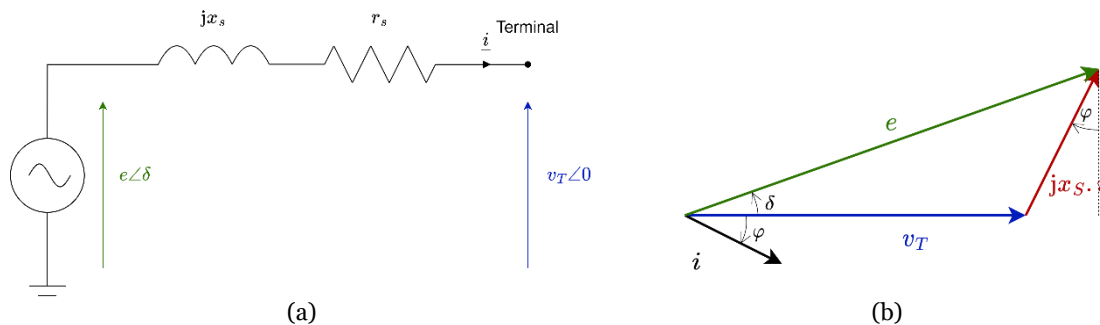


Figure III-10. Modèle d'une machine synchrone : (a) Modèle électrique ; (b) Diagramme de Fresnel équivalent

La puissance électrique p_e fournie par la machine au nœud infini est, en p.u. :

$$p_e = v_T i \cos \varphi \quad \text{(III-1)}$$

Ou en utilisant les valeurs de tensions et l'angle interne δ , d'après le diagramme de Fresnel de la Figure II-5 et en considérant que la résistance synchrone est négligeable devant la réactance [2] :

$$p_e = \frac{e v_t}{x_s} \sin \delta = p_{max} \sin \delta \stackrel{en SI}{\iff} C_0 \sin \delta \quad \text{(III-2)}$$

La puissance électrique fournie au réseau est donc fonction du sinus de l'angle interne. La caractéristique de la machine est tracée en rouge dans la Figure III-11. La grandeur devant le sinus est généralement noté p_{max} et exprimée en per unit dans le cadre de la physique des réseaux électriques. Cette grandeur correspond aussi à la charge C_0 lorsqu'elle est exprimée dans le SI en W, dans le cadre de la modélisation de la dynamique des réacteurs, comme exprimée dans l'équation (II-21).

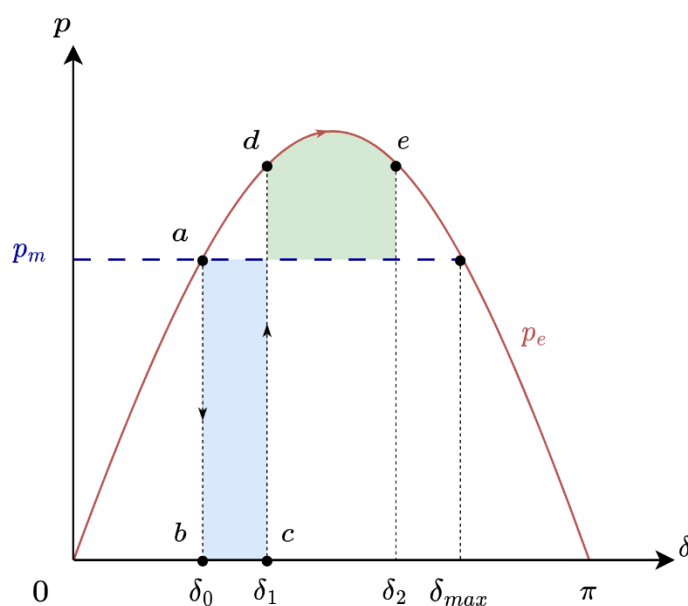


Figure III-11. Courbe puissance-angle interne et application à un court-circuit

En prenant comme référence les notations de la figure, si un court-circuit triphasé franc apparaît au nœud infini lorsque le réseau est en état stationnaire (au point a) pour lequel l'égalité des puissances mécanique p_m et électrique p_e est vérifiée, alors il s'ensuit que :

- La tension $v_T = 0$, donc $p_e = 0$. Le système passe du point a au point b ;
- Puisque p_m n'a pas le temps de s'adapter, $p_m > p_e$. Alors la vitesse de rotation augmente et l'angle interne avec d'après l'équation (II-12). Le système passe du point b au point c ;
- A l'instant du point c, on considère que le court-circuit disparaît. v_∞ redevient non nul et l'angle interne ayant augmenté, la puissance électrique suit à nouveau la courbe sinusoïdale caractéristique et $p_e > p_m$. Le système passe du point c au point d ;
- Le turbo-alternateur ayant accéléré et emmagasiné de l'énergie cinétique (représentée par l'aire en bleu dans la figure), la vitesse de rotation du rotor est plus grande que celle de synchronisme du réseau. Ainsi, du fait de son inertie, l'angle interne augmente encore tandis que le rotor décélère puisque $p_e > p_m$. Le système passe du point d au point e, pour lequel l'aire verte (d'énergie cinétique cédée) est égale à l'aire bleue (d'énergie cinétique acquise). Il s'agit du critère d'égalité des aires [2] ;
- Au point e, la vitesse du rotor devient plus faible que celle de synchronisme. L'angle interne diminue et puisque p_e (qui suit la courbe caractéristique) est supérieure à p_m , le rotor continue à décélérer et continue à céder de l'énergie cinétique ;
- Ce processus conduit donc à des oscillations de la vitesse de rotation, de l'angle interne et de la puissance électrique jusqu'au point d'équilibre initial.

Cette analyse fait en outre apparaître qu'il existe un temps limite d'élimination de défaut au-delà duquel l'énergie cinétique acquise entre les angles δ_0 et δ_1 ne pourra pas être cédée entre les angles δ_1 et δ_2 si δ_2 est supérieur à δ_{max} menant le cas échéant à la perte de synchronisme de la machine et possiblement avec le reste du réseau électrique.

III.3.2. La perte d'un poste source

Le second évènement considéré dans les analyses suivantes est la perte d'un poste source. Tout d'abord, une charge électrique représente l'interface entre un réseau électrique et un composant lui soutirant de la puissance. Généralement, les réseaux électriques de transport et de distribution sont

étudiés séparément : les postes sources sont les charges du réseau de transport et les sources des réseaux de distribution, d'où leur nom. L'analyse de ce type d'évènement est moins documenté dans la littérature scientifique mais ne présente pas moins d'intérêt par la valeur que représentent les postes sources dans les réseaux électriques. L'analyse physique du transitoire est plus difficile à analyser avec des équations simplifiées que pour le court-circuit car dans la réalité, la perte d'un poste source conduit à différents phénomènes opposés :

- La baisse de puissance électrique conduit à une diminution de l'angle interne mais concomitamment, l'augmentation de fréquence associée induite par l'évènement tend à entraîner l'augmentation de l'angle interne ;
- La forme sinusoïdale de la caractéristique $P-\delta$ dépend des tensions électromotrices et de la tension du réseau, comme l'exprime l'équation (III-2). Or, la perte d'un poste source conduit à une diminution de l'intensité dans la ligne, donc à une augmentation de la tension v_∞ dans l'équation (III-2) sur le réseau, d'après l'équation (I-4). D'un autre côté, cette augmentation de tension sur le réseau conduit à une diminution de la tension électromotrice engendrée par le contrôle-commande de l'excitation du stator : le terme e de l'équation (III-2).

Une représentation schématique du comportement de la machine est présentée dans la Figure III-12.

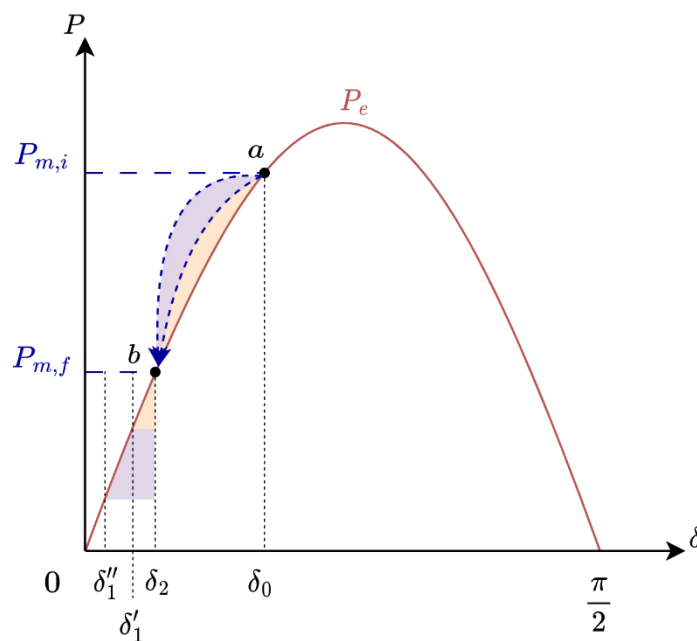


Figure III-12. Courbe puissance-angle interne et application schématique à une diminution de la puissance électrique

En réalité, la dynamique de cet évènement est liée à l'inertie du réseau, qui est un paramètre clef de l'étude de l'implantation de SMR (Chapitre IV), d'où l'utilité de l'étudier ici. En effet, la vitesse de la variation de fréquence est liée à l'inertie du système comme le montre l'équation (II-11). Plus l'inertie est faible, plus la dynamique de variation de la fréquence sera élevée et donc moins le système a le temps d'adapter sa puissance mécanique. L'énergie cinétique stockée est donc élevée, conduisant donc à des oscillations du rotor (courbes violettes de la Figure III-12) jusqu'à atteindre un angle interne δ_1'' . Et à l'inverse, plus l'inertie est grande, plus la dynamique est lente. Cela laisse le temps à la puissance mécanique d'être ajustée, l'énergie cinétique stockée est donc moins grande, ce qui conduit à des oscillations plus faibles (aire orange), jusqu'à l'angle interne δ_1' afin de satisfaire le critère d'égalité des aires évoqué dans la sous-section précédente. Ainsi, pour la perte d'un poste source, le passage du point a au point b dépend de la dynamique de l'évènement et donc de l'inertie

du réseau dans son ensemble, et dépend aussi de la dynamique de la variation de la puissance de la turbine.

La méthode de chaînage et les évènements transitoires qui seront étudiés étant présentés, la section suivante traite de la mise en œuvre du chaînage sur l'exemple du réseau IEEE 39-nœuds.

III.4. MISE EN ŒUVRE DU CHAINAGE

III.4.1. Données d'entrée

La mise en place du chaînage s'effectue entre le réseau électrique 39-nœuds et le jeu de données du SCE de la moitié du réacteur ASTRID décrit dans la sous-section II.3.3 et qui sera par la suite nommé sous sa qualité de SMR. La puissance nominale du SCE modélisé dans ce jeu de données est de 300 MWe et le groupe turbine-compresseurs produit pour ce cas d'application une puissance de 280,67 MWe.

Cela conduit à implanter le réacteur précédemment décrit sur le réseau 39-nœuds. Parmi les quatre réacteurs nucléaires disponibles sur le réseau 39-nœuds, le moins puissant est le générateur 8, avec une puissance active de 540 MW. Ayant la puissance produite la plus proche du SMR retenu, il est donc remplacé dans le cadre de ce chaînage. Les paramètres électriques de l'alternateur utilisé sont interpolés des données caractéristiques d'alternateurs issues de la littérature [113]. La valeur de l'inertie est issue des données fournies par le constructeur prévu pour le projet ASTRID. Ces données sont résumées dans le Tableau III.1.

Tableau III.1. Paramètres de l'alternateur du SMR

P_n	$\cos \varphi$	V_n	H	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	x_ℓ	r_s
MW	-	kV	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	s	s	s	p.u.	p.u.
300	0,85	16,5	n.c. ¹	1,71	1,63	0,32	0,51	0,21	0,21	7,1	0,38	0,038	0,073	0,125	0,0032

La puissance du générateur 8 normalement de 540 MW étant réduite à 280,67 MW, le point de fonctionnement du réseau 39-nœuds est légèrement modifié pour respecter l'équilibre production-consommation. Ainsi, les puissances des générateurs 2 et 10 sont respectivement fixées à 535 MW et 490 MW au lieu de 521 MW et 250 MW.

III.4.2. Chaînage sur une perte de poste source

III.4.2.1. Choix de l'évènement

La perte de la charge envisagée, représentant un ou plusieurs postes sources HTA et/ou des postes industriels HTB, est celle connectée au nœud 8 du réseau 39-nœuds à l'instant $t=10$ s. Il s'agit de la charge consommant le plus de puissance (522 MW) dans la partie 345 kV du réseau.

Application numérique

A l'aide de l'équation (II-25) et en connaissant le statisme des machines participant au réglage de fréquence (Annexe A) sur le réseau 39-nœuds, il est possible de déterminer que la fréquence atteinte après l'évènement est de 60,286 Hz et que cela conduit à une diminution de puissance du réacteur chaîné de 28,6 MW.

La connaissance de la valeur finale de la fréquence et de celle de la puissance du réacteur chaîné permettent de comparer le même évènement simulé avec les deux codes séparément. Toutefois, la valeur finale ne renseigne pas sur la dynamique de l'évènement. C'est pourquoi lorsque l'évènement est simulé sur CATHARE-seul, à défaut de connaître la dynamique, la nouvelle valeur de fréquence est appliquée en échelon comme l'illustre la Figure III-13 (a). La charge Co quant à elle reste constante (Figure III-13 (c)). La puissance de consigne de la turbine est quant à elle modifiée en échelon car elle est calculée en fonction de la déviation de fréquence via le statisme.

¹ n.c. : non communiquée dans ce manuscrit pour des raisons de confidentialité des données.

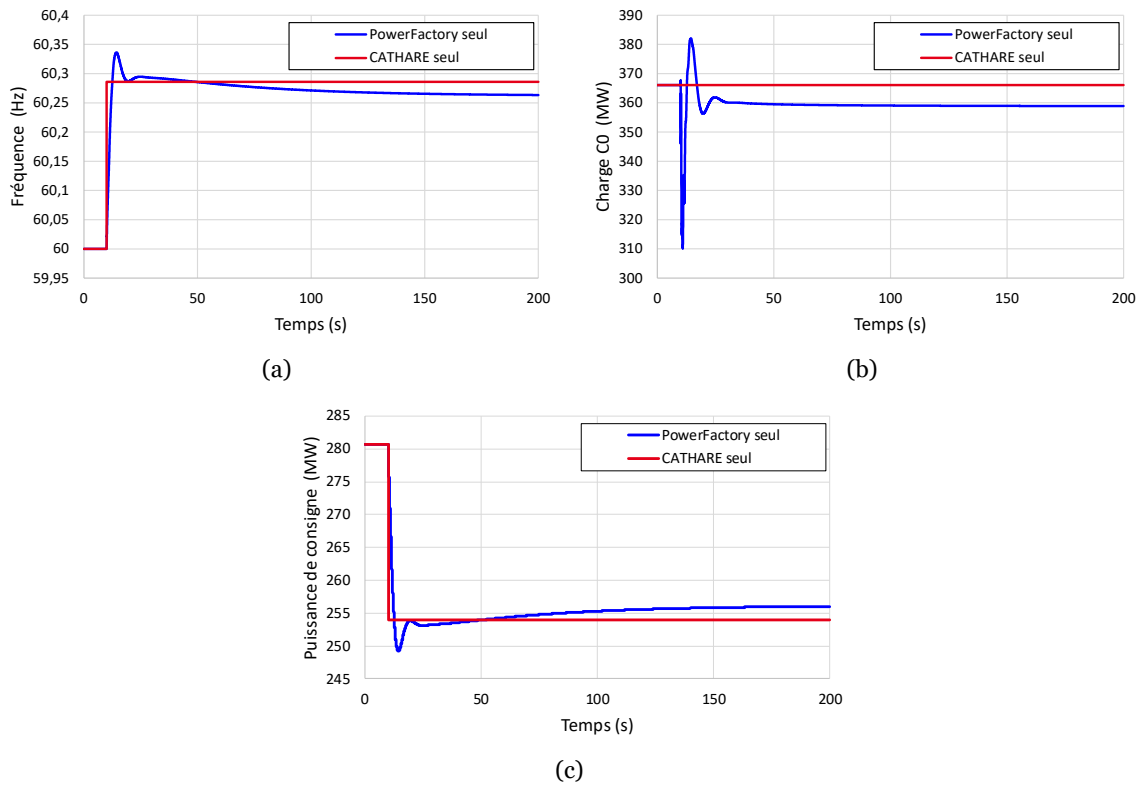


Figure III-13. Comparaison des grandeurs calculées par PowerFactory et celles imposées en conditions aux limites à CATHARE : (a) Fréquence électrique au niveau du SMR ; (b) Charge Co sur la turbine ; (c) Puissance de consigne de la turbine

III.4.2.2. Résultats du chaînage

Sur la présence d'oscillations : l'impact du modèle mécanique de l'alternateur

La puissance mécanique fournie à l'alternateur est la principale grandeur en commun entre les deux codes mais dont la manière de calculer diffère. La Figure III-14 montre son évolution simulée par PowerFactory, par CATHARE seul et par CATHARE chaîné.

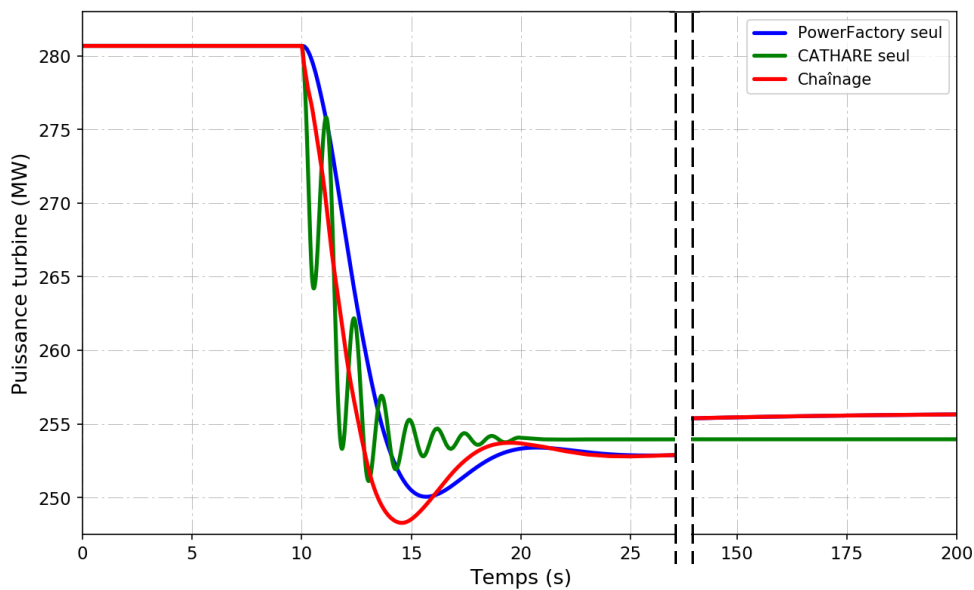


Figure III-14. Comparaison de la puissance de la turbine pour une perte de poste source

La valeur finale de puissance de consigne de la turbine calculée analytiquement dans le paragraphe précédent est légèrement différente de celle simulée par PowerFactory, l'écart est de 1,7 MW, soit 0,56 %Pn. Cette faible différence vient du fait que les charges sur le réseau ne sont pas modélisées dans PowerFactory comme étant des charges à puissance constante. La modélisation admise dans la littérature scientifique considère en effet des charges à courant constant pour la puissance active et à impédance constante pour la puissance réactive. Ainsi, la puissance consommée par les charges augmente légèrement lorsque la tension augmente. Cela conduit les réacteurs participant au réglage primaire à devoir produire un peu plus dans ce cas d'évènement.

L'évolution de la puissance de la turbine dans le cas de CATHARE-seul est aussi marquée par la présence d'oscillations avec une période de 1,26 s. Ces oscillations sont causées, comme expliqué théoriquement dans la sous-section III.3.2, par l'oscillation de l'angle rotorique de l'alternateur. En effet, l'équation des masses tournantes (II-11), peut être écrite sous la forme (III-3)¹ :

$$\frac{2H}{\omega_n} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = p_m - p_{max} \sin \delta \quad (III-3)$$

Ou encore, sous une forme similaire à l'équation d'un pendule simple :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} + \omega_0^2 \sin \delta = \frac{p_m \cdot \omega_n}{2H} \quad (III-4)$$

Avec ω_0 la pulsation caractéristique du système (en s⁻¹) telle que :

$$\omega_0^2 = \frac{p_{max} \cdot \omega_n}{2H} \quad (III-5)$$

Cette pulsation caractéristique du système est valable pour un système linéaire du second ordre lorsque la variation de l'angle δ est faible et autour de 0. Dans le cas de l'alternateur, l'oscillation du système est certes faible mais s'effectue autour d'un angle initial δ_0 . Il est donc possible de décomposer l'angle, tel que $\delta(t) = \delta_0 + \delta'(t)$. Ainsi l'équation (III-4) peut s'écrire :

$$\frac{d^2 \delta'}{dt^2} + \omega_0^2 \sin(\delta_0 + \delta') = \frac{p_m \cdot \omega_n}{2H} \quad (III-6)$$

Puis en effectuant un développement limité au premier ordre de $\sin x = x + \frac{\sigma}{x \rightarrow 0}(x)$ et $\cos x = 1 + \frac{\sigma}{x \rightarrow 0}(x)$ sur la décomposition de $\sin(a + b)$ en $\sin a \cos b + \cos a \sin b$, on obtient :

$$\frac{d^2 \delta'}{dt^2} + \omega_0^2 \delta' \cos \delta_0 = \frac{\omega_n}{2H} (p_m - p_{max} \cdot \sin \delta_0) \quad (III-7)$$

Alors la pulsation ω_{lin} du système linéarisé peut être définie comme :

$$\omega_{lin}^2 = \frac{p_{max} \cdot \omega_n}{2H} \cdot \cos \delta_0 \quad (III-8)$$

Alors, la période caractéristique d'oscillation T_{osc} d'un tel système doit être de :

$$T_{osc} \simeq 2\pi \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{p_{max} \cdot \omega_n}{2H} \cdot \cos \delta_0}} \quad (III-9)$$

¹ En ne considérant qu'une paire de pôles pour l'alternateur.

Application numérique

La fréquence nominale du réseau est fixée pour cet exercice à 60 Hz et l'inertie du turbo-alternateur est donnée dans le Tableau III.1.

La valeur de p_{max} dans CATHARE est celle fixée dans la condition aux limites de la charge sur le turboalternateur. Elle est fixée à 1,04 p.u. pour que la valeur de l'angle interne de CATHARE corresponde à celle calculée par PowerFactory et vaut $\delta_0 = 0,87$ rad, comme le montre la Figure III-15. Ainsi, la période d'oscillation attendue est de 1,25 s. Cette période correspond tout à fait à celle observée de 1,26 s.

Ainsi, les oscillations observées dans l'évolution de la puissance de la turbine correspondent bien aux oscillations attendues de l'angle rotorique lors d'un transitoire, comme illustré sur la Figure III-15.

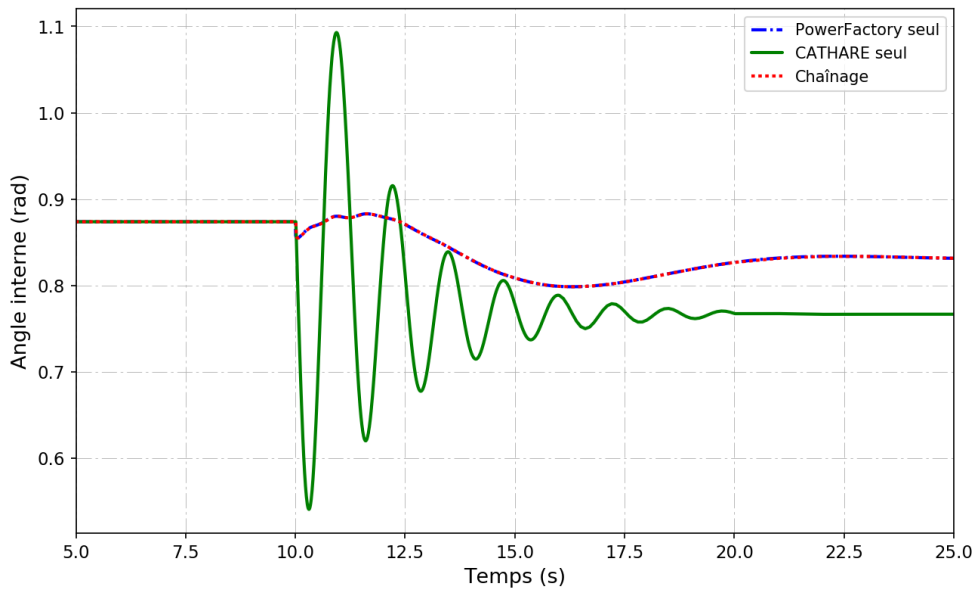


Figure III-15. Comparaison de l'angle rotorique pour une perte de poste source

Sur la présence d'oscillations : l'impact de la dynamique du transitoire

Cependant, ces oscillations ne sont pas présentes dans les transitoires calculés par PowerFactory et le chaînage. D'abord, il faut rappeler que la variation de l'angle interne est reliée par définition au déséquilibre des vitesses de rotation de la turbine et du champ électromagnétique du réseau, comme exprimé dans l'équation (II-12) et rappelé en (III-10)¹.

$$\dot{\delta} = \omega_m - \omega_n \quad (\text{III-10})$$

Or l'équation des masses tournantes (II-11) s'appliquant à un réseau dans son ensemble, le déséquilibre production-consommation bénéficie du foisonnement des inerties (III-11). Un même transitoire avec une inertie globale plus grande conduit à une variation de la fréquence de synchronisme plus lente.

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{\sum P_m - \sum P_e}{2 \cdot \sum H_i \cdot S_i} \quad (\text{III-11})$$

Avec les puissances actives P_m et P_e en W, les constantes d'inertie H_i en s et les puissance apparentes S_i en VA.

¹ En simplifiant l'approche en ne considérant qu'une paire de pôles.

Ainsi, d'après les équations (III-10) et (III-11), la prise en compte des inerties du réseau dans sa globalité conduit à des variations plus lentes de la fréquence et donc à une variation plus faible des oscillations de l'angle interne. La Figure III-16 montre qu'en appliquant la variation de la condition aux limites de la fréquence avec une rampe de 5 s au lieu d'un échelon, l'amplitude des oscillations est diminuée. Après 15 s, de faibles oscillations apparaissent tout de même avec une période égale à celle calculée précédemment. Les oscillations de celles-ci sont explicables de la même manière.

Cette Figure III-16 permet ainsi d'identifier que les courbes issues de CATHARE-seul proviennent de la superposition de deux dynamiques, l'une pilotée par l'inertie réseau, artificiellement augmentée en appliquant le changement de conditions aux limites par une rampe et l'autre pilotée par l'alternateur (les oscillations). La tendance finale est donc la combinaison de ces 2 phénomènes. Sans le chaînage, CATHARE-seul ne prend pas en compte l'inertie des autres machines et donc la dynamique du réseau dans son ensemble.

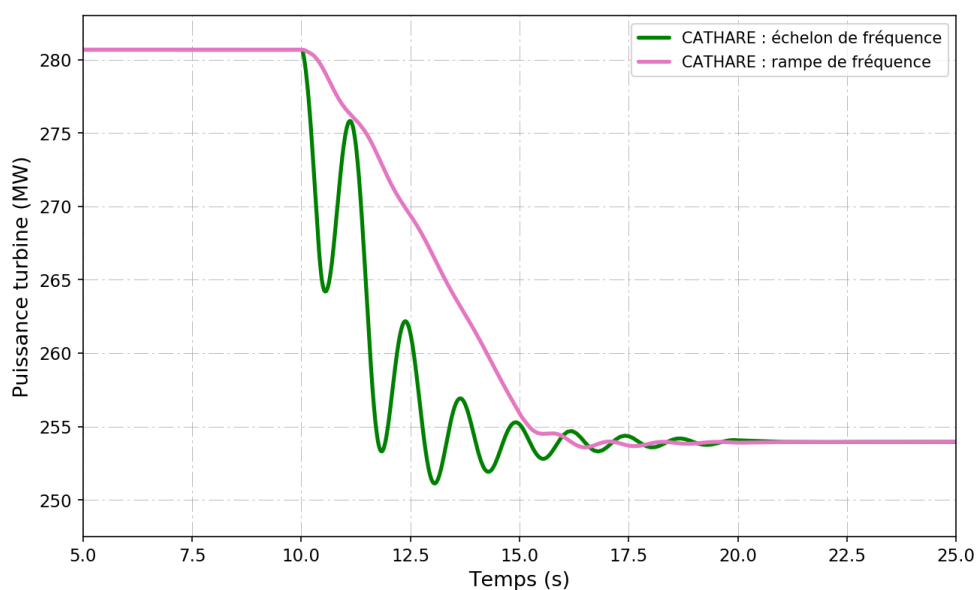


Figure III-16. Comparaison de l'évolution de la puissance de la turbine pour un échelon de fréquence et pour une rampe de fréquence

Ainsi, la dynamique simulée par le chaînage, qui prend en compte l'inertie du réseau, est plus lente que dans le cas pénalisant issu de CATHARE-seul faisant l'hypothèse d'une variation des conditions aux limites en échelon. La variation plus lente conduit donc à une variation de l'équilibre des couples plus lente et donc à moins d'oscillations. Cela souligne le fait que les informations du comportement du réseau apportées par le chaînage sont non négligeables dans le cadre des études de la dynamique des réacteurs.

Quant aux valeurs dynamiques de la Figure III-14, la valeur minimale atteinte par la puissance de la turbine est sous-estimée par CATHARE-seul de 2,8 MW (soit 0,9 %Pn) par rapport au résultat du chaînage à cause de la non prise en compte de la dynamique totale du réseau. Concernant la vitesse de rotation de la turbine (Figure III-17), la fréquence maximale est surestimée de 189 mHz, ce qui est une valeur importante sachant qu'en Europe, une variation de 200 mHz représente l'activation complète de toute la réserve primaire [114].

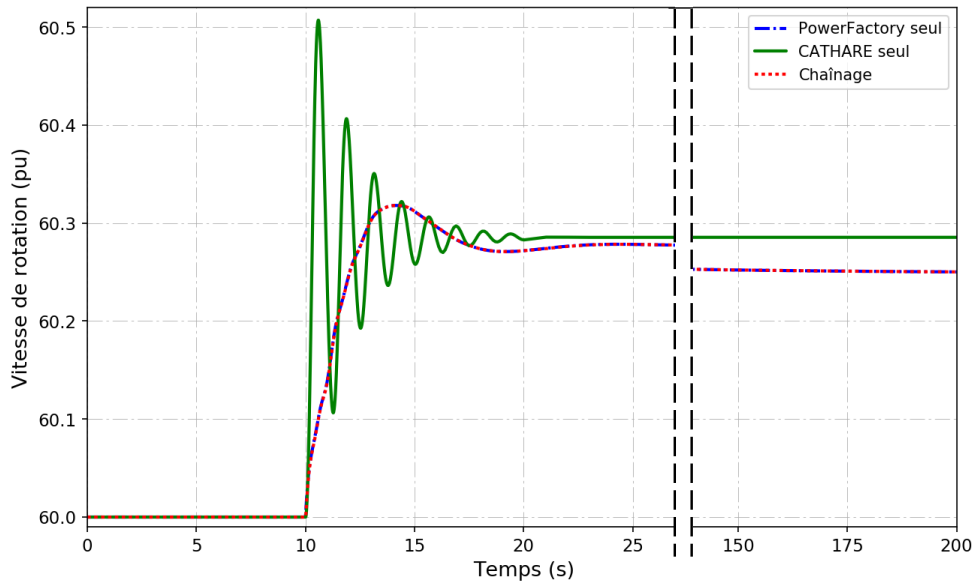


Figure III-17. Comparaison de la vitesse de rotation pour une perte de poste source

La Figure III-18 montre que l'évolution de la puissance produite par la turbine se répercute sur le reste des échanges de chaleur dans le circuit hydraulique. En effet sans chaînage, CATHARE-seul surestime le pic de puissance échangée à l'ECSG de l'ordre de 10 MW (2,8 %Pn). Cette valeur est élevée puisqu'historiquement en France, chaque centrale nucléaire réservait environ 2 % de sa puissance en fonctionnement pour la réserve primaire [33, 115]. En conséquence, une telle dynamique de la puissance thermique échangée est beaucoup plus pénalisante sans la connaissance exacte du comportement du réseau à cause des oscillations.

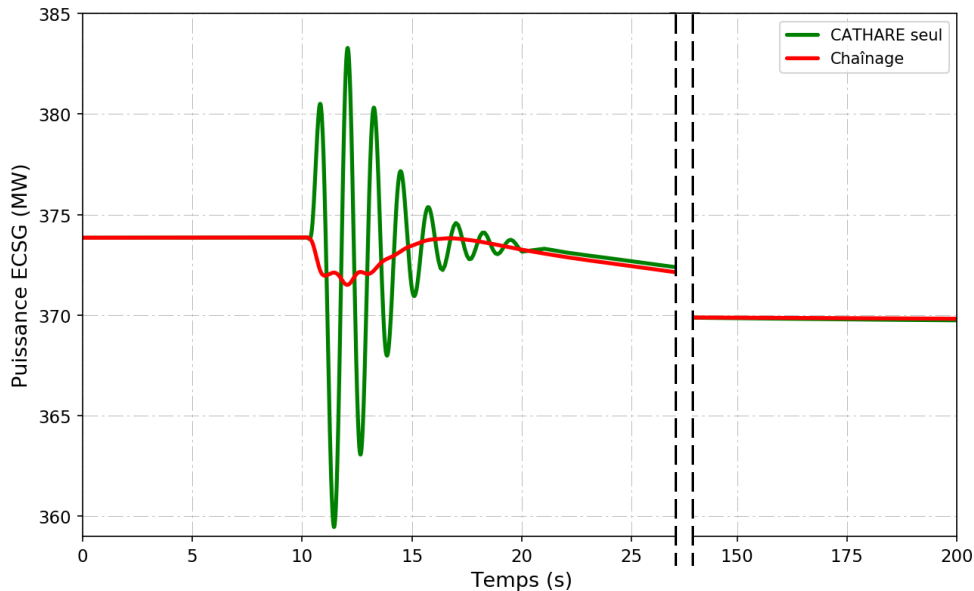


Figure III-18. Comparaison de la chaleur échangée à l'ECSG pour une perte de poste source

Sur la dynamique du comportement : l'impact du circuit hydraulique

En omettant les oscillations de la Figure III-14, il est possible de remarquer que les dynamiques globales de la puissance de la turbine calculée par CATHARE avec ou sans chaînage sont similaires et sont légèrement plus rapides que celle calculée par le GOV de PowerFactory. Une constante de temps de la réponse du système à l'évènement effectué par CATHARE est de l'ordre de 3 s. La vanne de bypass de la turbine a justement une vitesse d'ouverture de 0 à 100 % en 3 s. Cependant, en

diminuant la vitesse d'ouverture à 10 s, la constante de temps du circuit hydraulique est légèrement plus grande mais n'est pas de 10 s, d'après la Figure III-19.

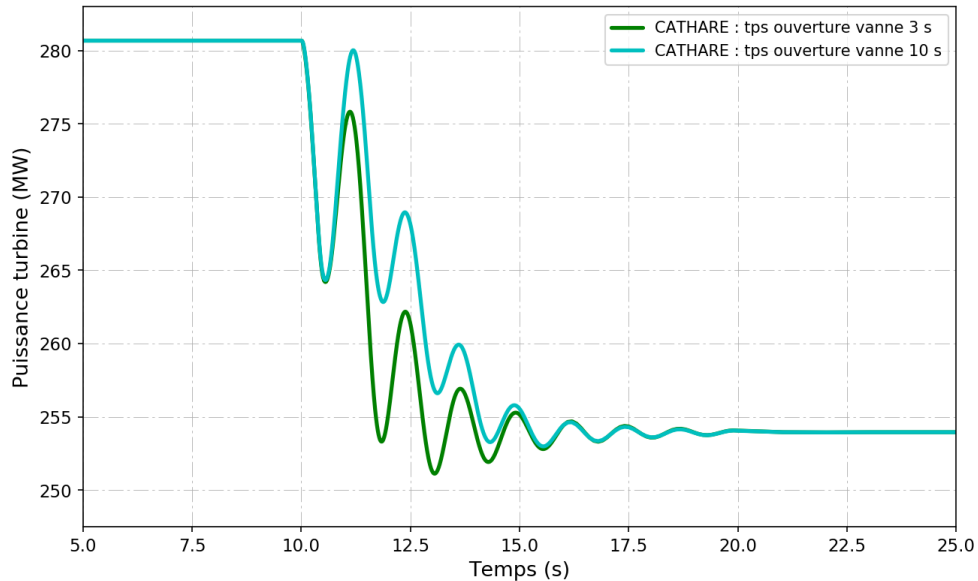


Figure III-19. Comparaison de l'évolution de la puissance de la turbine pour deux vitesses d'ouverture maximales de la vanne de bypass

Ainsi, la dynamique de la variation de puissance de la turbine dépend de la dynamique d'ouverture de la vanne contrôlant le débit dans la turbine, mais pas seulement. Il n'est donc pas possible de réduire la réponse de la turbine à la simple modélisation d'un débit passant à travers une vanne, le circuit hydraulique dans son ensemble influence la réponse du système.

Par exemple, la variation de la puissance échangée à l'ECSG (Figure III-18) n'est pas seulement le résultat d'une variation du débit au point B de la Figure III-20. Elle n'est ni la conséquence — au premier ordre — des modifications des débits induits par la variation de la vitesse de rotation du compresseur HP (point B) ou de la turbine (point C), ni par l'ouverture de la vanne bypass (point B). En effet, d'après la Figure III-21 (a), le retard Δt entre le début de la variation de la vitesse du fluide (donc du débit) aux points A et D est de l'ordre de 0,1 à 0,2 s, qui est bien plus faible que l'échelle de temps de l'écoulement du fluide $L_{D \rightarrow A} / v$ qui est de 4 s. Cette constante de temps du système semble d'ailleurs être celle régissant les dynamiques dans la Figure III-19, en lieu et place de la constante de temps d'ouverture de la vanne.

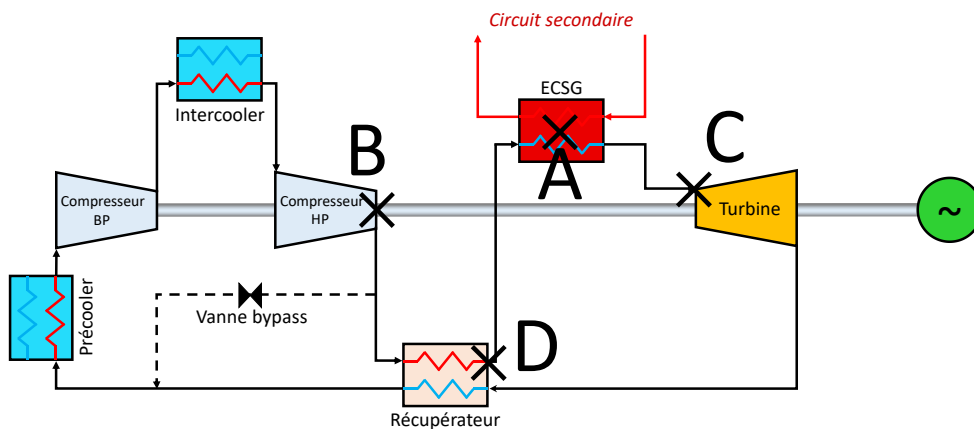


Figure III-20. Schéma du cycle Brayton et quelques points d'intérêts évoqués dans l'analyse

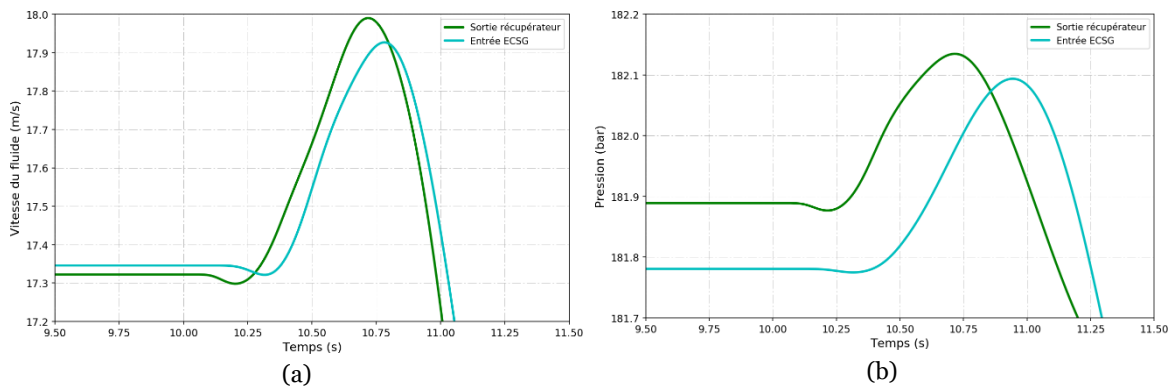


Figure III-21. Comparaison de grandeurs du fluide à la sortie du récupérateur et à l'entrée de l'ECSG : (a) vitesse du fluide ; (b) pression

L'échelle de temps du retard entre les dynamiques à différents points du circuit peut s'expliquer par la variation de la pression. La variation de pression dans la Figure III-21 (b) montre l'évolution de la pression au point D et au point A. La pression commence à être modifiée dès l'instant initial à 10,06 s puis parcourt le tuyau jusqu'au point A en 0,1 s. Or, la vitesse d'une onde de pression (du son) dans un fluide peut s'approximer selon la loi de Newton-Laplace par l'équation (III-12).

$$c \simeq \sqrt{\frac{\gamma \cdot P}{\rho}} \quad \text{(III-12)}$$

Avec :

- c la vitesse du son (en m.s^{-1}) ;
- γ le coefficient adiabatique du fluide (sans unité) ;
- P la pression (en Pa) ;
- ρ la masse volumique (en kg.m^{-3}).

Application numérique

En prenant une pression de 180 bar, un coefficient adiabatique de 1,4 (gaz parfait diatomique) et une masse volumique de 71 kg.m^{-3} , on trouve une vitesse du son de 596 m.s^{-1} . Soit environ 0,12 s pour parcourir la distance du point C au point A.

Ainsi, les ondes de pression sont responsables au premier ordre de la variation des débits et donc des échanges de chaleur dans le circuit hydraulique. C'est pourquoi l'ouverture de la vanne de contrôle de la turbine n'est pas le paramètre du circuit hydraulique influençant le plus sa dynamique, comme le modélise PowerFactory (à pression constante, de surcroît).

Toutefois, d'après la Figure III-14, bien que la modélisation des circuits hydrauliques soient totalement différentes, les dynamiques de l'évolution de la puissance de turbine simulée par PowerFactory-seul et par le chaînage sont assez similaires. Il semble pertinent de présenter dans la sous-section suivante un transitoire caractérisé par une dynamique plus rapide pour étudier si le choix du modèle peut jouer un rôle dans ces cas.

III.4.3. Chaînage sur un court-circuit

III.4.3.1. Choix de l'évènement

Le deuxième évènement modélisé est un court-circuit triphasé aux bornes du générateur. Cet évènement dure 100 ms mais ses conséquences ont un impact pendant quelques dizaines de secondes, soit l'échelle du temps du réglage de fréquence. Avec PowerFactory, cet évènement est

simulé au nœud 37 (le nœud de connexion du SMR au réseau) avec une résistance nulle (le plus pénalisant). Avec CATHARE, l'évènement est modélisé en abaissant la charge résistive du modèle de turbo-machine à 0 pendant la durée du court-circuit et en gardant la fréquence de synchronisme à 60 Hz. Cela a pour effet d'annuler le couple résistif pendant cet intervalle de temps.

III.4.3.2. Résultats du chaînage

Sur la présence d'oscillations : l'impact des modèles électriques et du contrôle-commande

Là aussi, la grandeur principale à comparer dans les cas des simulations de CATHARE et PowerFactory séparément, ainsi qu'avec le chaînage, est la puissance de la turbine (Figure III-22).

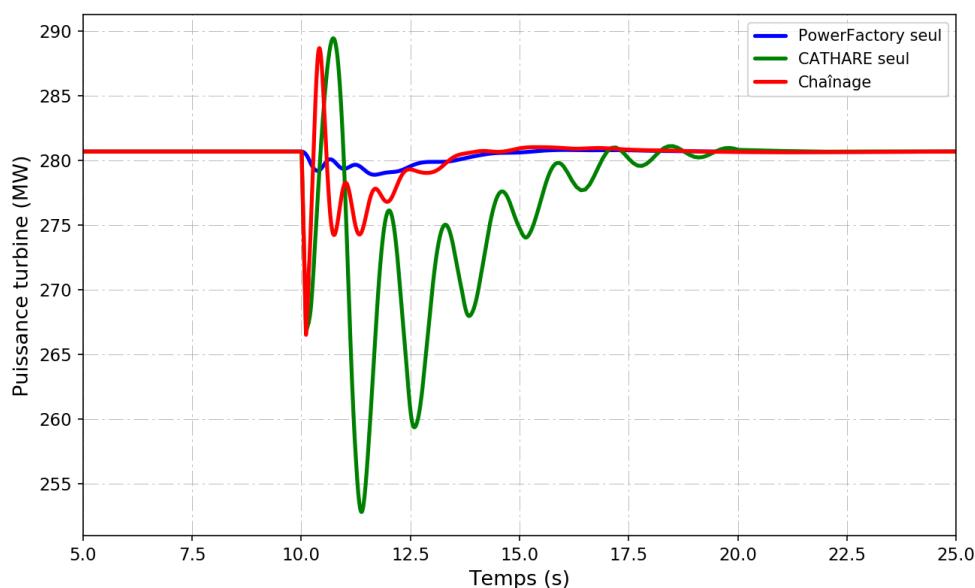


Figure III-22. Comparaison de la puissance de la turbine pour un court-circuit

Pour cet évènement, la simulation de CATHARE-seul fait apparaître des oscillations causées par l'oscillation de l'angle interne (Figure III-23) et dont la période de 1,34 s correspond à celle exprimée dans la sous-section précédente. L'évolution de l'angle interne calculée par PowerFactory est aussi caractéristique du comportement d'une machine synchrone soumise à un court-circuit comme présenté dans le chapitre III.3.1. Toutefois, la période des oscillations est de 0,63 s, soit deux fois moindre que celle calculée par CATHARE.

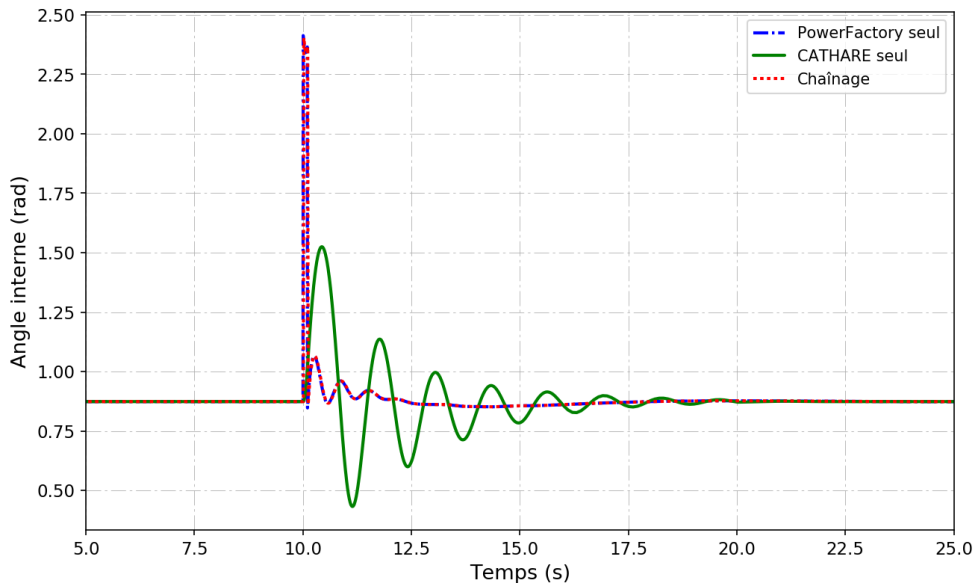


Figure III-23. Comparaison de la variation de l'angle interne pour un court-circuit

Tout d'abord, comme l'exprime l'équation (III-9), la période caractéristique d'oscillation dépend de p_{max} . Or, dans CATHARE, sa valeur est constante et fixée telle que les angles internes de CATHARE et PowerFactory soient égaux à l'instant initial. Alors que pour PowerFactory, P_{max} dépend des valeurs de tensions et d'impédances comme l'exprime l'équation (III-2). Cette valeur est donc variable. Il est toutefois possible de calculer une période d'oscillations théorique.

Application numérique

A l'instant initial, p_{max} est estimé à 1,22 p.u. sur PowerFactory, ce qui donne une période d'oscillation théorique de 1,16 s.

Cette valeur est en effet plus faible que celle calculée pour CATHARE mais néanmoins du même ordre de grandeur. Il est complexe d'effectuer une analyse plus fine de la période attendue sur PowerFactory (PF) car :

- L'équation mécanique du rotor (II-11) implémentée dans PF ne fait pas intervenir l'angle interne δ pour le calcul de la puissance électrique. Il n'est pas exact de la simplifier pour la mettre sous la même forme que l'équation (III-3) ;
- L'estimation de p_{max} est délicate car les paramètres de tension et d'impédance permettant son calcul sont triviaux pour une machine équivalente à une force électromotrice et une impédance statorique connectée à une charge représentant un réseau infini comme le suggère CATHARE (Figure II-5). Mais les calculs ne sont pas triviaux pour une machine modélisée par un modèle du 6^{ème} ordre connectée par un transformateur à un réseau interconnecté dans PowerFactory ;
- Les contrôles-commandes AVR, PSS et GOV modifient la puissance mécanique de manière non triviale, ce qui influence également la variation de l'angle interne.

Il est tout de même possible de mettre en évidence que l'application de l'équation (III-9) à PowerFactory fonctionne d'une simulation à une autre, de manière relative. En effet, en appliquant le même court-circuit sur PowerFactory à deux cas simplifiés :

- ASTRID sans aucun contrôle-commande ;
- ASTRID sans aucun contrôle-commande et une inertie doublée (arbitrairement) ;

Les périodes des oscillations de l'angle interne présentées dans la Figure III-24 passe de 0,71 s à 1,04 s. La période des oscillations est multipliée par environ $\sqrt{2}$, ce qui s'explique par le fait qu'en doublant l'inertie dans l'équation (III-9), il vient l'équation (III-13) :

$$T(2 \cdot H_{S_n}) = \sqrt{2} \cdot T(H_{S_n}) \quad (\text{III-13})$$

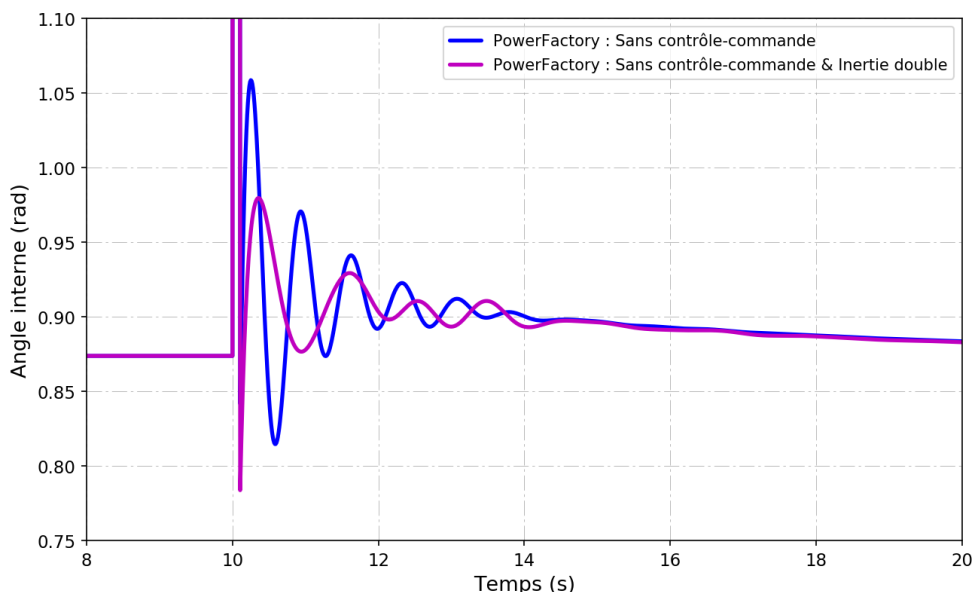


Figure III-24. Comparaison de l'évolution de l'angle interne d'Astrid dans deux cas simplifiés

De cette analyse, il est ainsi possible de démontrer que la période d'oscillation calculée par PowerFactory est plus faible que celle calculée par CATHARE, bien que du même ordre de grandeur. La valeur théorique est difficilement calculable à cause de la complexité de la modélisation de l'alternateur et de ses contrôles-commandes par rapport au modèle adopté par CATHARE. Toutefois, les mécanismes à l'œuvre et les tendances observées vis-à-vis des ordres de grandeur des oscillations sont cohérents.

Sur la dynamique du transitoire : l'impact de la modélisation de la turbomachine

En outre, concernant les résultats de CATHARE-seul comparativement au chaînage, il apparaît dans la Figure III-22 que CATHARE surestime l'intervalle de variation de la puissance de la turbine de 4,6 %Pn lors du transitoire. Cette surestimation se transmet alors aux circuits en amont de l'ECSG, comme le montre la Figure III-25 qui fait apparaître que CATHARE surestime de 2,9 %Pn le pic de puissance. Cette valeur est grande, sachant là aussi que 2 %Pn d'un réacteur est généralement réservée au réglage de fréquence.

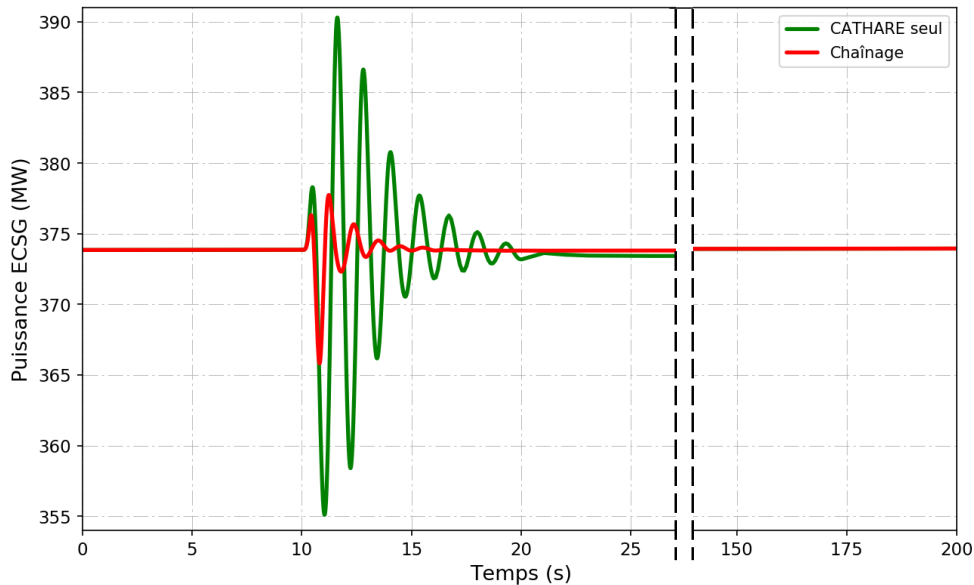


Figure III-25. Comparaison de la chaleur échangée à l'ECSG pour un court-circuit

Concernant cette fois-ci les résultats de PF-seul par rapport au chaînage, il advient que PowerFactory sous-estime l'intervalle de variation de la puissance lors de ce transitoire. En effet, dans la Figure III-22, PF calcule que la variation de la puissance de la turbine est limité 1,8 MW (soit 0,6 %Pn) alors que le chaînage fait apparaître une variation de de 14,2 MW (soit 4,7 %Pn). Pour les rampes de puissance, la Figure III-22 estime que lors du transitoire, la turbine est capable de varier sa puissance de 2,5 %Pn/s au maximum alors que le chaînage fait apparaître une variation de puissance atteignant 50,8 %Pn/s. Cette différence de rampes de puissance entre PowerFactory d'une part et le chaînage d'autre part est importante. Cela signifie que la modélisation de la dynamique des circuits hydrauliques et de la turbine dans PF et dans CATHARE est sensiblement différente et que la modélisation joue un rôle important.

Tout d'abord, dans le paragraphe III.4.2.2, il est démontré qu'il est limitant de considérer que la dynamique des débits dans le circuit ne dépend que de la dynamique de la vanne, comme cela est supposé dans PowerFactory. La Figure III-26 montre d'ailleurs que pour le même évènement de court-circuit, une même évolution de fréquence implique deux estimations d'évolution de débit différentes entre PF et CATHARE. D'après CATHARE, l'accélération du rotor de 0,8 % mène à une augmentation de pression et donc à une augmentation de débit de 0,1 % au premier ordre à cause des ondes de pression évoquées dans la paragraphe III.4.2.2. Quant à PowerFactory, cette même augmentation de fréquence implique une fermeture de la vanne de contrôle de la turbine et ainsi une diminution du débit de 1,4 %. Ces deux approches différentes expliquent en partie la différence de dynamique au premier ordre de la puissance de la turbine des simulations avec CATHARE et avec PowerFactory.

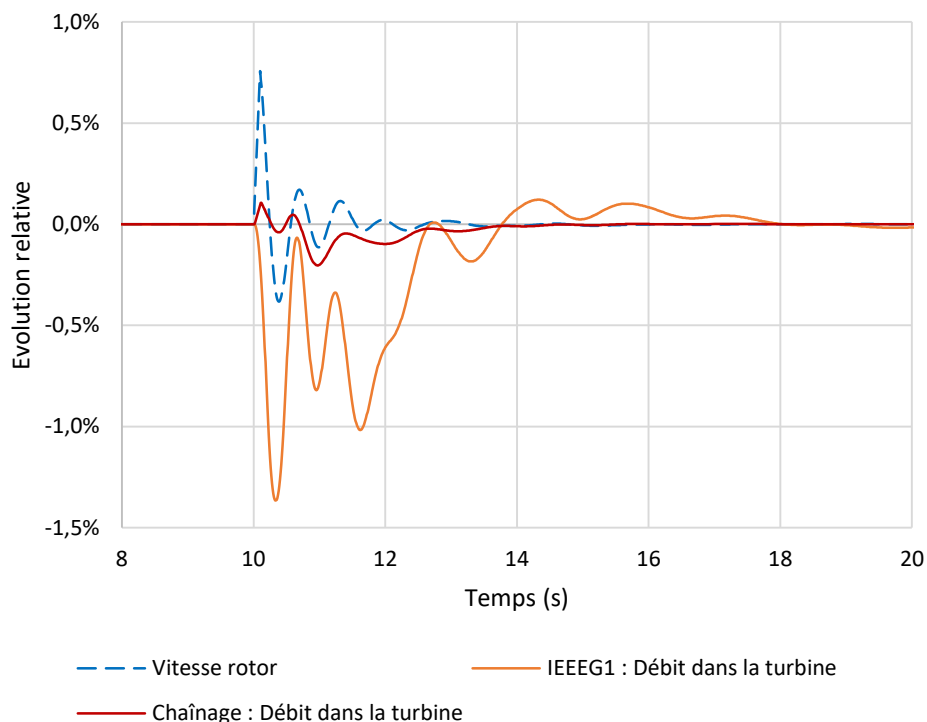


Figure III-26. Comparaison de l'évolution du débit dans la turbine pour le même évènement de variation de la vitesse du rotor, avec les modèles de PowerFactory et de CATHARE

En outre, la Figure III-27 montre que pour une même augmentation du débit dans la turbine (la courbe rouge dans la Figure III-26), le modèle IEEEG1 de PowerFactory prévoit une augmentation de la puissance de la turbine de 0,04 %. Quant à CATHARE, la modélisation de la turbine indique que cette augmentation du débit, concourante à l'augmentation de la vitesse de fréquence, fait diminuer (et non augmenter) la puissance de la turbine de 5 %. Cette différence de dynamique est importante et explique pourquoi la puissance de la turbine chute davantage dès le premier pic dans les simulations CATHARE de la Figure III-22, par rapport à la simulation PowerFactory.

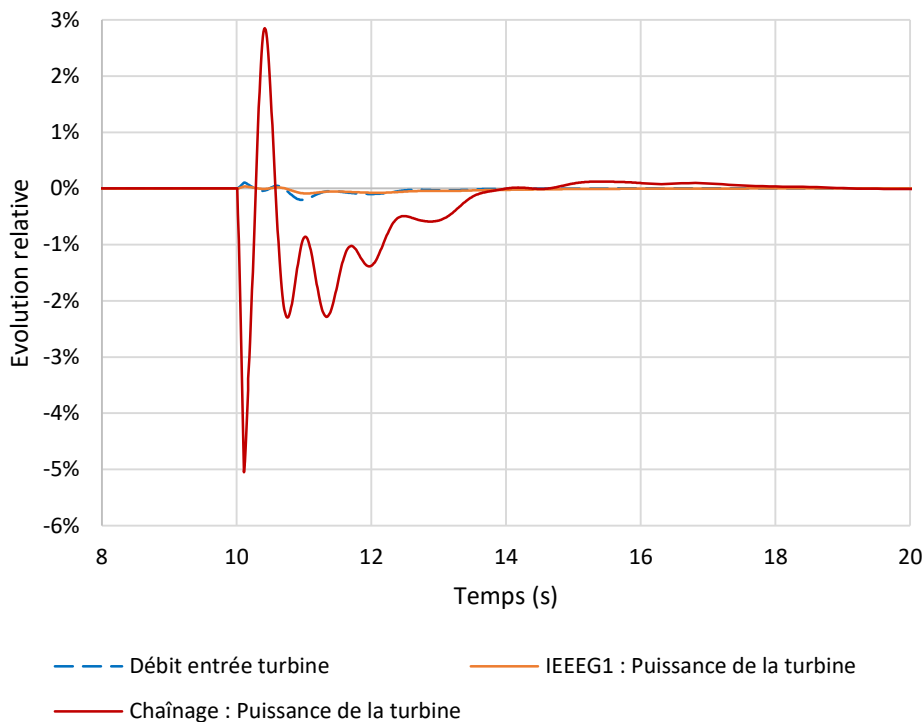


Figure III-27. Comparaison de l'évolution de la puissance de la turbine pour une même évolution de débit dans la turbine avec les modèles de PowerFactory et de CATHARE

Cette dynamique de la chute de puissance de la turbine s'explique par la modélisation de la puissance de la turbo-machine. En effet, comme expliqué dans le paragraphe II.3.2.2, les turbines et compresseurs sont modélisés grâce à leurs cartes de performances dans CATHARE, reliant les débits et vitesses de rotation à des rendements isentropiques et des rapports de pression. Cela permet par conséquent de calculer l'évolution de la puissance des turbomachines grâce à l'équation (II-22). Pour illustrer, il est possible de reconstruire la puissance développée par la turbine connectée aux deux compresseurs, en fonction du débit et de la vitesse de rotation du rotor (Figure III-28). L'approche permettant de construire cette Figure III-28 à but illustratif est simplifiée et approximative car elle est issue d'une interpolation des données de la turbine et des compresseurs pour être définie sur les mêmes domaines et considère deux hypothèses :

- Les températures sont constantes dans le temps dans les éléments turbine et compresseurs ;
- Le fluide est incompressible, ce qui signifie que le débit massique est homogène dans tout le circuit hydraulique.

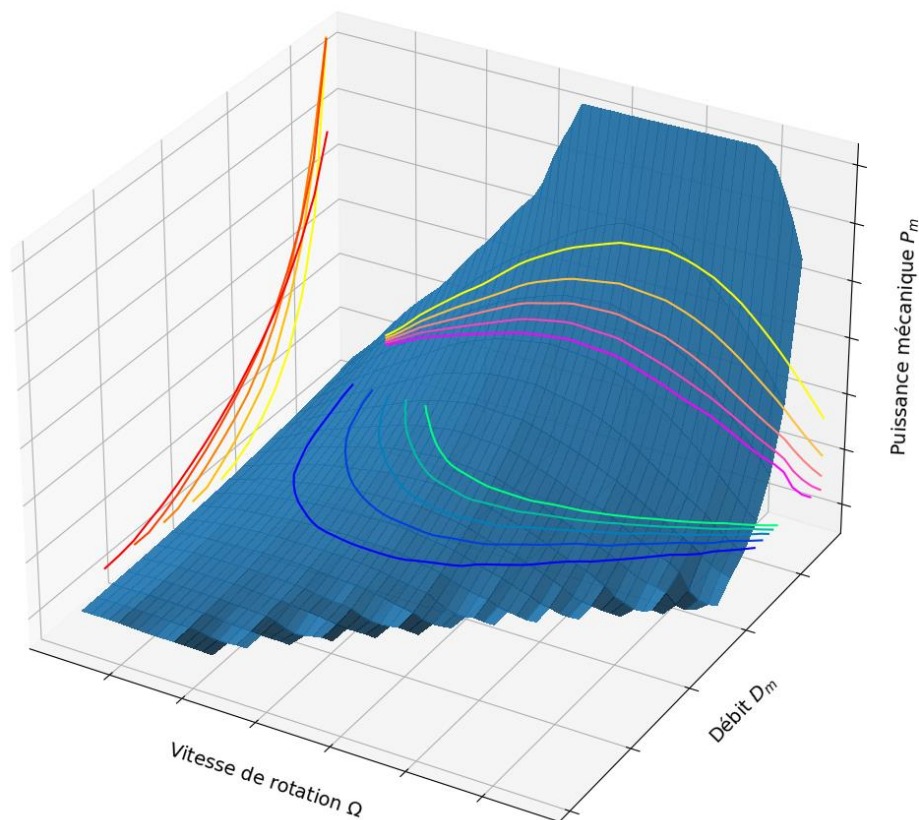


Figure III-28. Reconstruction de la puissance mécanique développée par l'ensemble {turbine + compresseurs} en fonction de la vitesse de rotation de l'ensemble et du débit massique dans le circuit

En connaissant le débit et la vitesse de rotation avant l'évènement et au moment du pic, il est possible d'estimer comment évolue la puissance de la turbine lors du transitoire. La Figure III-29 est une projection de la Figure III-28 sur l'axe Vitesse-Puissance. La courbe rouge de la Figure III-29 représente la projection du débit adimensionnalisé avant l'évènement de 0,9984 p.u. et la courbe bleue celle du débit adimensionnalisé lors du pic de 0,9995 p.u.. Lors du premier pic, la vitesse de rotation passe de 1 p.u. à 1,0076 p.u., il est ainsi possible de prédire une chute de puissance de 4 MW avec cette approche « avec les mains » utilisant la surface de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation et du débit. Toutefois, la Figure III-22 indique que CATHARE estime une chute de 14 MW et PowerFactory une chute de 1,5 MW. Cette approche illustrative a seulement pour but de démontrer que la chute de la puissance de la turbine observée avec ou sans chaînage avec CATHARE (Figure III-22) est inhérente à la conception de la turbine et des compresseurs et donc de la modélisation de celles-ci.

Pour résumer, lors du pic, si la vitesse de la machine augmente légèrement :

- PowerFactory considère que le contrôle-commande du statisme ferme légèrement la vanne et donc diminue légèrement et instantanément la puissance de la turbine ;
- CATHARE calcule que le débit dans les éléments tournants augmente très légèrement impliquant une chute des performances de la machine qui produit ainsi moins de puissance mécanique.

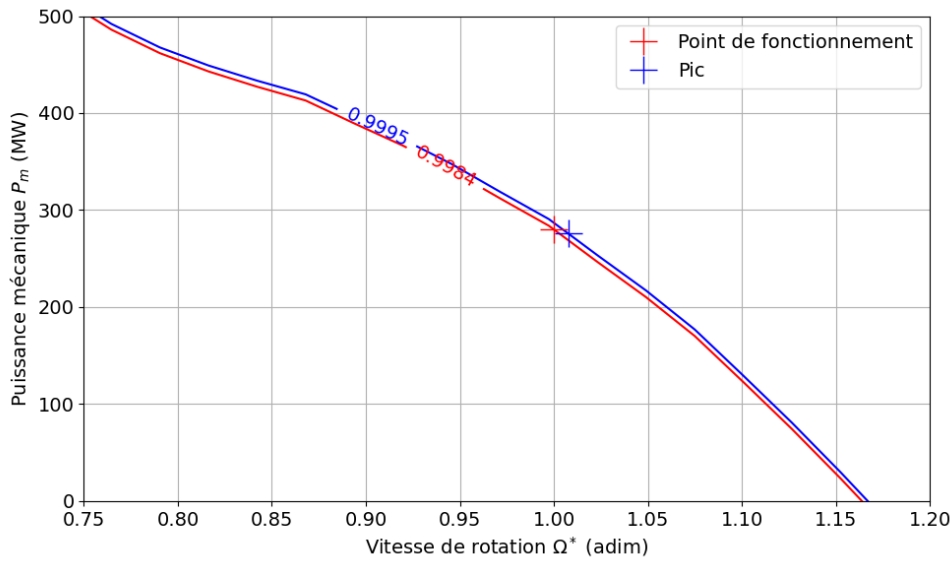


Figure III-29. Evolution de la puissance en fonction de la vitesse et du débit

Ainsi, pour cet évènement plus violent que la perte d'un poste source, la différence de modélisation du circuit hydraulique donne des résultats sensiblement différents entre PowerFactory et le chaînage. La modélisation simple du circuit hydraulique et de la turbine entraîne une sous-estimation de la dynamique de la puissance de la turbine par PowerFactory. Il paraît donc intéressant d'étudier si la prise en compte d'une dynamique de variation de la puissance de la turbine si différente dans un logiciel de dynamique des réseaux pourrait influencer le comportement global du réseau électrique.

III.4.3.3. Impact du chaînage retour

Ce paragraphe présente ainsi les résultats issus du chaînage retour de CATHARE-chaîné vers PowerFactory comme défini dans la section III.2. Ainsi, cette simulation PowerFactory utilise pour le SMR, l'évolution de la puissance mécanique calculée par CATHARE-chaîné afin de calculer la réponse du réseau dans son ensemble. La Figure III-30 présente la comparaison du comportement du réseau au nœud 28 (le nœud présentant la fréquence maximale la plus importante).

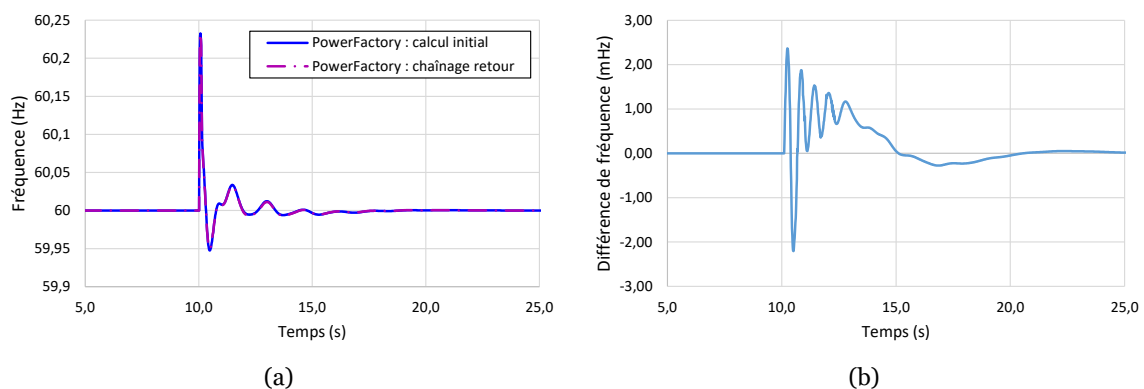


Figure III-30. Evolution de la fréquence au nœud 28 calculée par PowerFactory-seul et avec un chaînage retour : (a) Comparaison des fréquences ; (b) Différence des fréquences

L'évolution de la fréquence à ce nœud indique que le comportement du réseau n'est pas modifié ni au niveau de la dynamique, ni à ceux des pics et des valeurs finales. Ainsi, ces faibles différences indiquent que la prise en compte de la modélisation précise d'un réacteur nucléaire sur le réseau n'a pas d'impact significatif sur la dynamique globale du réseau 39-nœuds.

Les analyses précédentes amènent à envisager deux pistes d'extension :

- Vérifier que ces faibles différences auraient été tout aussi réduites à l'aide d'un couplage explicite. Cette question revient à déterminer si le chaînage retour estime correctement la dynamique du réseau lorsqu'un seul réacteur nucléaire est à modéliser précisément, avec une algorithmie plus simple qu'un couplage explicite ;
- Etendre le chaînage à plusieurs réacteurs dans le réseau. En effet, la différence du comportement du réseau est négligeable pour un seul réacteur chaîné, mais le comportement du réseau 39-nœuds dépend en réalité également de la dynamique des 5 autres réacteurs nucléaires.

La sous-section suivante investigate cette deuxième perspective sur la nécessité d'effectuer un couplage pour une forte proportion de nucléaire dans le réseau 39-nœuds.

III.4.4. Chaînage de plusieurs réacteurs sur un court-circuit

III.4.4.1. Choix de l'évènement et modification du réseau

Cette sous-section traite du comportement du réseau suite à un court-circuit avec une part importante de réacteurs chaînés. En effet, le réseau 39-nœuds comportant 5 centrales nucléaires, il est pertinent d'étudier le chaînage de plusieurs réacteurs au lieu d'un seul. L'une d'entre elles (la centrale 2), étant la machine de référence du système, elle est exclue de l'analyse pour des questions de stabilité numérique.

Les quatre autres réacteurs 3, 6, 8 et 9 sont remplacés par neuf SMR du même type que celui précédemment présenté, en ajustant l'équilibre production-consommation via la machine de référence 2 et la centrale hydraulique. Quatre de ces SMR gardent le PSS des machines qu'ils remplacent et restent connectés à leurs nœuds respectifs, et les cinq autres sont placés arbitrairement sur le réseau. La part de production assurée par les SMR est ainsi de 41 %.

L'évènement considéré est un court-circuit triphasé fugitif de 100 ms au nœud 16, avec une impédance de court-circuit nulle. Il s'agit du seul nœud connecté à 5 autres nœuds (les autres sont moins interconnectés) et le nœud en moyenne le plus proche électriquement parlant de tous les autres¹.

Ce court-circuit, qui n'est plus localisé aux bornes de l'un des alternateurs, modifie les valeurs de tensions sur le circuit et donc la charge perçue par l'alternateur (équation (III-2)). Or, il est cette fois-ci impossible de faire une quelconque hypothèse sur la variation de tension sur le réseau et donc de la charge sans simulation PF. Il n'est donc pas possible d'étudier cet évènement provenant du réseau à l'aide de CATHARE sans la connaissance de la valeur de la charge sur l'alternateur apportée par PowerFactory.

Le but de cette sous-section est de présenter la comparaison des résultats de PowerFactory initiaux avec ceux obtenus ensuite à l'aide du chaînage retour sur un évènement affectant le réseau dans son ensemble afin de quantifier l'impact du nombre de SMR chaînés sur la pertinence du couplage.

III.4.4.2. Résultats du chaînage : Impact de la part de réacteurs modélisés sur le comportement global du réseau

La Figure III-31 présente l'évolution des puissances des 9 turbines de SMR sur le réseau calculées par PowerFactory sans chaînage. La plupart des turbines réagissent de manière similaire sauf pour les réacteurs SMR 2 et 7 qui se situent respectivement aux nœuds 22 et 1. Le SMR 2 est donc situé dans une zone isolée des autres par rapport au nœud 16 du court-circuit, ce qui explique une

¹ Pour ce point, il s'agit du nœud avec l'impédance effective par rapport aux autres la plus faible, cette notion est définie dans l'Annexe D, il est seulement nécessaire de retenir que le nœud 16 est le nœud le plus central du réseau.

évolution légèrement différente. Tandis que le SMR 7 est situé à l'un des nœuds les plus éloignés du nœud 16, ce qui explique que sa dynamique est plus lissée que les autres, car celui-ci est plus éloigné et donc moins affecté par le court-circuit.

La Figure III-32 présente l'évolution des puissances des 9 turbines de SMR calculées par le chaînage. Là aussi, les neuf réacteurs réagissent globalement avec le même profil de variation, sur des amplitudes semblables. De faibles différences de comportement sont aussi à noter avec SMR 2 et 7 qui sont là aussi causés par leur emplacement particulier sur le réseau 39-nœuds.

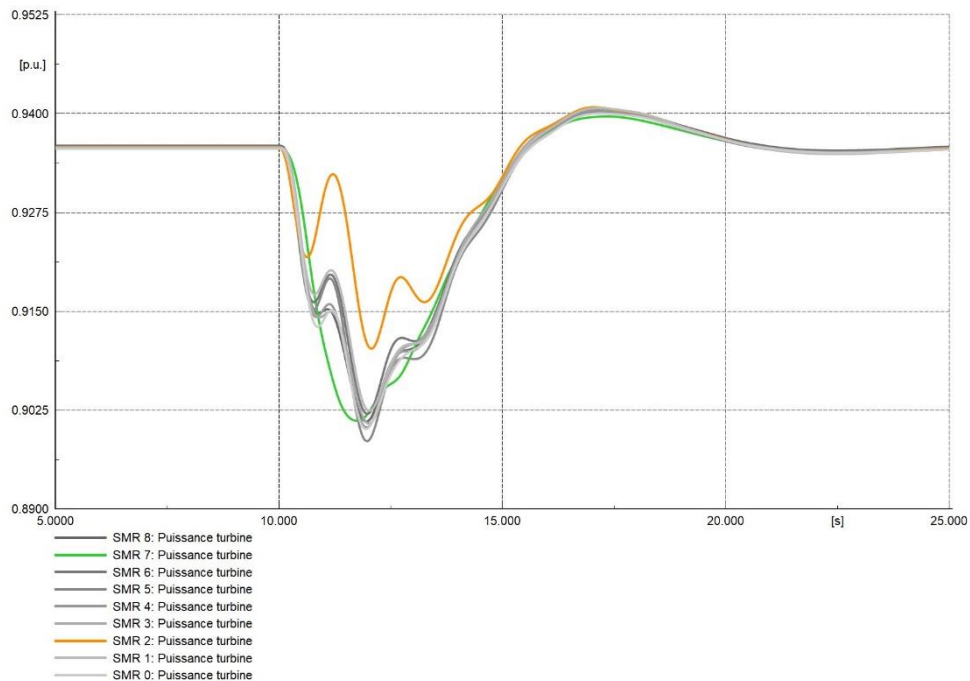


Figure III-31. Evolution de la puissance des turbines des 9 SMR remplaçant les réacteurs nucléaires calculées par PowerFactory

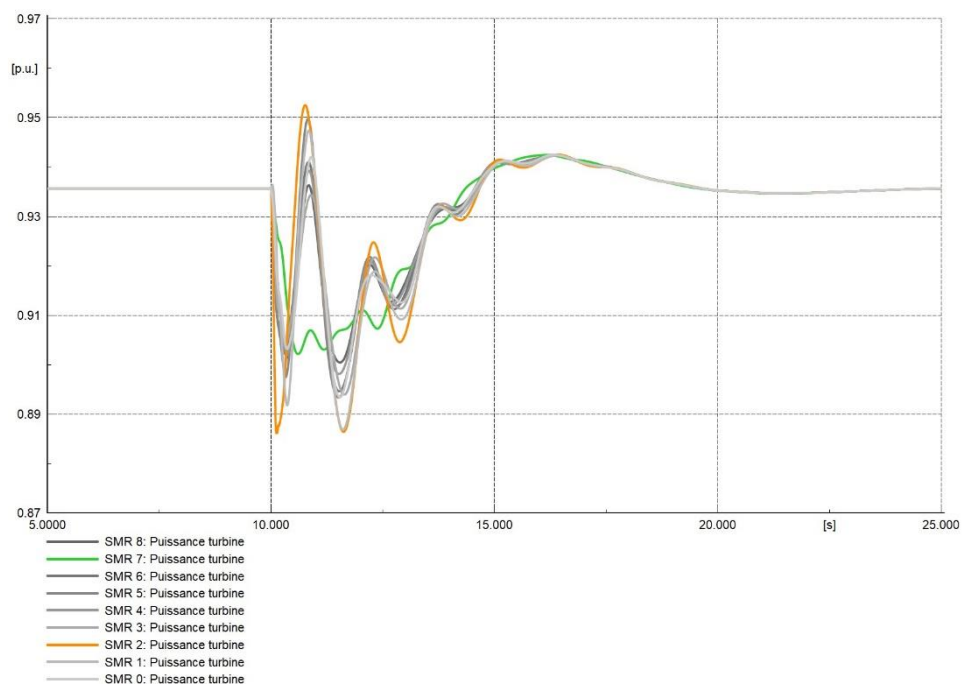


Figure III-32. Evolution de la puissance des turbines des 9 SMR remplaçant les réacteurs nucléaires calculées par le chaînage

La Figure III-33 présente plus particulièrement l'évolution de la puissance de la turbine du SMR o (le réacteur présenté dans les analyses des deux sous-sections précédentes) calculée par PowerFactory superposée à celle calculée par le chaînage. Comme pour le court-circuit précédent, le chaînage fait apparaître des dynamiques de variation de puissance plus grandes que celles par PowerFactory qui sont causées essentiellement par la modélisation de la turbine et du circuit hydraulique comme démontré dans le paragraphe III.4.2.2.

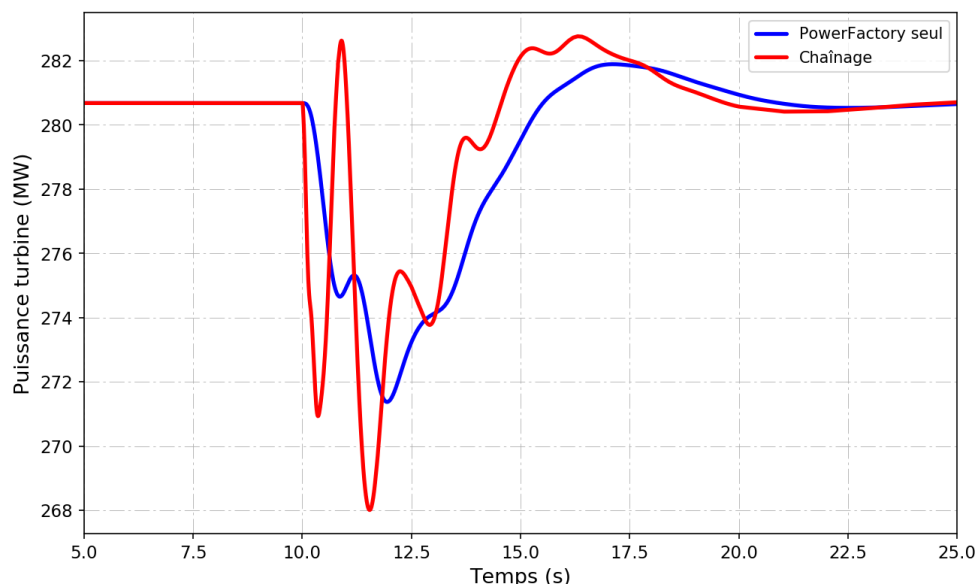


Figure III-33. Evolution de la puissance de la turbine d'SMR o calculée par PowerFactory et par CATHARE-chaîné

La Figure III-34 présente l'évolution de la fréquence, représentative du comportement global du réseau au nœud 19. Ce nœud est le nœud le plus pénalisé, c'est-à-dire subissant la plus grande variation de fréquence et prenant le plus de temps pour se stabiliser à nouveau à 60 Hz.

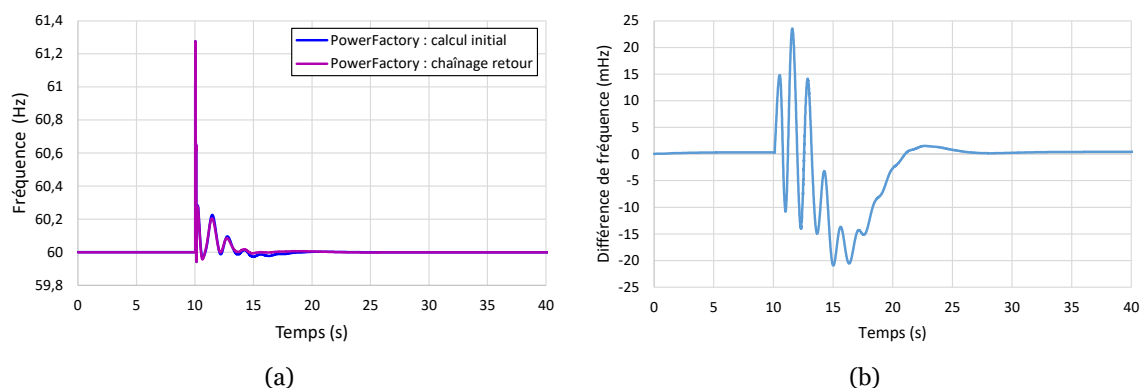


Figure III-34. Evolution de la fréquence au nœud 19 calculée par PowerFactory-seul et par PowerFactory-chaîné : (a) Comparaison des fréquences ; (b) Différence des fréquences

Les profils d'évolution de fréquence avec ou sans chaînage sont très similaires, les périodes d'oscillations sont égales et la différence entre les hauteurs de pics sont très faibles. La fréquence maximale atteinte sur le réseau est de 60,286 Hz lorsqu'elle est calculée sans la connaissance de la dynamique des réacteurs et de 60,281 Hz avec le chaînage retour. Le temps de retour dans une bande de $\pm 10\%$ du pic de fréquence dans le cas de base (sans SMR) est aussi calculé et sera justifié dans le Chapitre IV. Ce temps de retour est égal à 3,1 s avec et sans chaînage retour. La Figure III-34 (b) montre que la différence absolue de comportement entre les deux simulations reste toujours faible.

Globalement, le comportement du réseau 39-nœuds est très faiblement affecté par l'utilisation de modélisations précises des réacteurs nucléaires, avec une pénétration de 41 % de puissance sur le réseau.

Mais d'un autre côté, le temps de calcul d'une simulation PowerFactory de 200 s étant d'environ 30 s et celui de CATHARE étant d'environ 30 min, le gain de représentativité de la modélisation avec la prise en compte de la dynamique d'un réacteur est négligeable devant la perte de temps de calcul si une étude paramétrique est envisagée.

III.5. CONCLUSION PARTIELLE

Ce chapitre visait à déterminer quand un couplage était nécessaire pour représenter correctement l'interaction du nucléaire avec les réseaux électriques. Cela est donc passé par l'étude de la faisabilité d'un couplage entre un logiciel de simulation dynamique de réseaux électriques et d'un code de simulation de dynamique des réacteurs nucléaires, à défaut d'avoir un outil de calcul pouvant étudier les deux physiques concomitamment.

Pour mener à bien ces tâches, ce chapitre rappelle dans un premier temps les notions de couplage et quelques typologies principales de couplage numérique. Le chaînage étant la première étape pour arriver à un couplage fort, il a été décidé d'entreprendre un chaînage du réseau électrique vers la dynamique des réacteurs car il s'agit généralement dans la réalité du réseau électrique qui pilote les réacteurs. Deux événements ont ensuite été proposés en vue d'être étudiés : un court-circuit et la perte d'un poste source, afin d'étudier le comportement et les limites de chaque modèle pour les deux codes de calculs choisis (PowerFactory et CATHARE). Le réseau 39-nœuds a été utilisé pour représenter le réseau électrique de transport et un SCE Brayton d'ASTRID 600 gaz a été choisi pour représenter un SMR. Pour CATHARE, ce chapitre montre que la représentation simplifiée de l'interface avec le réseau électrique ainsi que les modèles mécaniques et électriques de l'alternateur surestiment la dynamique des transitoires. Cela entraîne des oscillations sur la dynamique du SCE qui peuvent certes être physiques mais qui témoignent surtout d'un manque de connaissance de la dynamique des transitoires en provenance du réseau électrique. Concernant PowerFactory, il apparaît que considérer la dynamique d'un SCE comme étant directement corrélée à l'ouverture de la vanne de la turbine, sans variation de pression, ne représente pas la réalité thermohydraulique. En effet, ce sont les ondes de pressions — dans le cycle de Brayton — issues des variations de vitesse de rotation des éléments tournants qui pilotent au premier ordre les échanges de puissance dans les circuits hydrauliques, bien avant que les variations de débits issues des diverses régulations n'entrent en jeu. De plus, la modélisation simple de la turbine utilisée en dynamique des réseaux électriques ne représente pas le comportement réel et les contre-réactions naturelles de la turbine à un événement.

Mais finalement, il est montré dans ce chapitre que pour l'étude de la dynamique des réseaux électriques, avec le réseau de transport 39-nœuds, les modélisations simplifiées de la dynamique des circuits hydrauliques et de la turbine sont suffisantes pour bien représenter le comportement du réseau lorsque peu de réacteurs sont connectés au réseau. Une autre étude a montré que lorsque 41 % des réacteurs (c'est-à-dire 9 SMR) sur ce même réseau utilisent un chaînage, la dynamique du comportement du réseau est équivalente à celle sans le chaînage. Les faibles différences statiques observées ne sont pas assez grandes pour nécessiter un temps de calcul multiplié par plus de 500.

S'agissant de l'étude de la dynamique des réacteurs cependant, ce chapitre démontre que **le chaînage des réseaux électriques vers le nucléaire est nécessaire pour bien représenter le comportement d'un réacteur suite à un aléa provenant du réseau électrique**, sans devoir faire l'hypothèse de dynamiques non réelles en condition limite du calcul.

Finalement, l'un des résultats des analyses précédentes montre la possibilité d'étudier l'impact de la présence de nucléaire sur un réseau électrique, sans avoir à aller jusqu'à la modélisation précise des circuits hydrauliques et du cœur des centrales nucléaires. **Il est donc possible d'étudier l'influence de la présence et de la localisation de SMR dans un réseau, sur la stabilité de celui-ci, sans couplage, avec seulement un logiciel de calcul de dynamique des réseaux électriques.** Il s'agit des études développées dans le chapitre suivant.

A retenir du Chapitre III- Couplage de la physique des réseaux électriques à celle des réacteurs nucléaires

- Le chaînage du réseau électrique vers la dynamique des réacteurs est retenu pour étudier préliminairement l'interaction des deux physiques
 - o L'analyse est faite avec le logiciel PowerFactory et le code CATHARE
 - o Les jeux de données retenus sont le réseau électrique 39-nœuds et un SCE Brayton d'ASTRID 600 gaz
 - o L'analyse est portée sur la comparaison de l'impact de courts-circuits et de perte d'un poste source sur la dynamique des réacteurs
- Pour CATHARE : le modèle électrique et le modèle mécanique de l'alternateur sont trop limitants pour représenter réellement l'impact du réseau électrique sur le réacteur
- Pour PowerFactory : les modèles des circuits hydrauliques et de la turbine ne représentent pas réellement la physique de ceux-ci
- Le chaînage présenté ici ne permet pas :
 - o De conclure sur la nécessité d'un couplage sur des petits réseaux électriques ou sur des réseaux insulaires
- Le chaînage présenté ici permet :
 - o D'améliorer la représentation de l'influence des aléas d'un réseau électrique sur la dynamique des réacteurs
 - o De confirmer qu'une étude de l'influence des SMR sur la stabilité des réseaux électriques peut se passer de la prise en compte de la dynamique réelle des réacteurs. C'est l'étude présentée dans le Chapitre IV

Chapitre IV - APPORT DES SMR A LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES CONTRAINTS

Ce chapitre propose une méthodologie d'identification et de quantification des mécanismes influençant la stabilité des réseaux électriques intégrant des SMR en fonction de la nature du réseau, de celle des SMR, de leur nombre et de leur localisation. Cette méthodologie est ensuite appliquée à un réseau continental maillé et à un réseau insulaire.

Sommaire

IV.1. Introduction	94
IV.2. Méthodologie générale.....	94
IV.2.1. Définitions et choix de simulation	94
IV.2.2. Choix d'un réseau	95
IV.2.3. Paramètres d'entrée.....	95
IV.2.4. Evènements d'intérêt.....	97
IV.2.5. Paramètres d'intérêt	97
IV.2.6. Plan d'expérience.....	98
IV.2.7. Eléments d'analyse	99
IV.3. Application à un réseau continental interconnecté.....	101
IV.3.1. Application de la méthodologie générale.....	101
IV.3.2. Influence de la répartition de la localisation des SMR sur le réseau	103
IV.3.3. Influence des caractéristiques électromécaniques des turbo-alternateurs	109
IV.3.4. Synthèse de l'étude	119
IV.4. Application à un réseau insulaire	120
IV.4.1. Spécificité des réseaux insulaires	120
IV.4.2. Application de la méthodologie générale	120
IV.4.3. Influence du nombre de SMR et de leurs puissances nominales.....	122
IV.4.4. Synthèse de l'étude	126

IV.1. INTRODUCTION

Pour rappel, le Chapitre III permet de conclure que l'étude de la dynamique du réseau 39-nœuds avec une forte proportion de centrales nucléaires ne nécessite pas la description fine de la dynamique de leurs réacteurs et que le recours à des modèles simplifiés, directement intégrés à PowerFactory est suffisant.

Ce chapitre a désormais pour objectif de mener les études permettant de caractériser l'intégration d'un parc de SMR sur un réseau électrique dans un contexte de besoin accru de flexibilité. Il permet d'identifier les mécanismes influençant la stabilité des réseaux électriques lorsqu'une flotte de SMR y est implantée. Parmi les paramètres analysés figurent la topologie des réseaux, les spécifications techniques des SMR, leurs nombres et leurs localisations sur le réseau. Au vu des résultats du chapitre précédent, les études menées ici se basent uniquement sur des simulations de PowerFactory et sur les modèles de génie électrique.

Une méthodologie générale est d'abord proposée dans ce chapitre afin de définir des paramètres d'entrée pertinents pour l'approche retenue, des variables de sortie d'intérêt et des événements caractéristiques de l'échelle de temps d'étude. Cette méthodologie est ensuite appliquée à deux types de réseaux caractéristiques, l'un d'un réseau continental (le réseau 39-nœuds), l'autre d'un réseau insulaire (celui de Guadeloupe).

IV.2. METHODOLOGIE GENERALE

Dans le cadre de ces travaux, l'étude de l'impact de l'insertion de SMR sur les réseaux électriques implique la définition d'un certain nombre de concepts, d'hypothèses pour les simulations, de variables d'entrées à faire varier, de paramètres à analyser à l'aide d'outils mathématiques pertinents ainsi que la définition de plans d'expériences à mener. Cette section présente cette méthodologie générale qui regroupe tous ces termes à définir.

IV.2.1. Définitions et choix de simulation

Définitions

- 1) Une tranche de production nucléaire, diesel, SMR (Θ_{SMR}) ou autre est caractérisée par¹ :
 - Sa puissance nominale S_n , sa tension nominale V_n et son facteur de charge $\cos \varphi$;
 - Sa constante d'inertie H ;
 - Ses paramètres électriques $x'_d, x'_q, x''_d, x''_q, T'_{d0}, T'_{q0}, T''_{d0}, T''_{q0}, r_s$ et x_s ;
 - Ses contrôles-commandes : AVR, PSS et GOV.
- 2) Une centrale C est l'ensemble des tranches de productions présentes sur un même site.
- 3) Un réseau R est un ensemble de m centrales modularisables M et a autres centrales A , tel que $R = \{M_1; \dots; M_m; A_1; \dots; A_a\}$.
- 4) L'ensemble N est l'ensemble $\{noeud_1; \dots; noeud_n\}$ des n nœuds disponibles pour accueillir des SMR issus d'une modularisation.
- 5) La grandeur $S_n(C)$ est la puissance nominale d'une centrale C .

¹ Tous ces termes sont définis dans la section II.2.

- 6) La modularisation d'une centrale M correspond à son remplacement par $\sigma(M, \Theta_{SMR}) \in \mathbb{N}^*$ SMR de type Θ_{SMR} tel que¹ :

$$\sigma(M, \Theta_{SMR}) = \left\{ \arg \min_{n \in \mathbb{N}^*} (n \times S_n(\Theta_{SMR})) \mid n \times S_n(\Theta_{SMR}) \geq 97,5 \% \times S_n(M) \right\}$$

Choix de simulation

- 1) Peu importe le type de réseau, l'étude porte sur le remplacement en premier lieu des centrales majoritairement responsables de la régulation de fréquence et du suivi de charge dans la stratégie française (en métropole ou dans les réseaux insulaires). Les centrales modularisables M sont donc les centrales nucléaires du réseau ou à défaut des centrales diesel et Turbines A Combustion (TAC).
- 2) Les GOV et AVR des SMR sont représentés par des GOV IEEE1 et des AVR ST1 classiques, dont les paramètres sont génériques et exprimés dans les tableaux de l'Annexe A.
- 3) La modularisation d'une centrale M implique de toujours laisser au moins 1 SMR au nœud d'origine de M et avec le même PSS que M .
- 4) Les $\sigma(M, \Theta_{SMR}) - 1$ autres SMR dont la localisation peut varier n'ont pas de PSS.
- 5) L'ensemble des nœuds N pouvant intégrer des SMR sur un réseau R sont les n nœuds du niveau de tension le plus élevé du réseau.

IV.2.2. Choix d'un réseau

En France, le réseau de distribution à la tension de 20 kV (HTA) peut accueillir des moyens de production d'une puissance nominale de 17 MW. Cette puissance peut donc correspondre à des SMR d'une très faible puissance [116]. Cependant, cette méthodologie impliquant le remplacement de centrales électriques de plus fortes puissances par des SMR, elle nécessite de s'appliquer à des modèles de réseaux électriques de transport. Cette méthodologie s'applique à n'importe quel modèle représentant un réseau de transport.

IV.2.3. Paramètres d'entrée

L'étude de l'interaction des SMR avec les réseaux électriques se concentrant sur l'impact de la flexibilité de déploiement et la manœuvrabilité des SMR, les paramètres d'entrée pouvant varier sont :

- Le nombre μ de centrales modularisées. D'après la définition 3, $\mu \in \{1; \dots; m\}$ avec m étant le nombre de centrales nucléaires ou à défaut le nombre de centrales diesel/TAC, d'après le choix de simulation 1. Le nombre de valeurs possibles pour μ est le cardinal de son ensemble de définition. Ici, $\text{Card}(\{1; \dots; m\}) = m$, il existe donc m valeurs de μ possibles.
- L'ensemble Γ des centrales modularisées. D'après la définition 3 et le paramètre d'entrée μ , son ensemble de définition est donné par $\Gamma \in \{M_1; \dots; M_m\}^\mu$. Au total, le nombre de possibilités défini comme étant $\text{Card}(\Gamma) = \binom{m}{\mu}$ est le nombre de combinaisons **sans** répétition des μ centrales modularisées parmi les m centrales modularisables.

¹ Cette définition indique qu'une centrale modularisée est remplacée par le nombre minimal de SMR, tels que leur capacité installée totale soit au moins 97,5 % celle de la centrale modularisée. Les 2,5 % de marge à 100 % correspondent à la quantité de puissance destinée à la réserve primaire pour les centrales nucléaires. Cette définition permet de garder une capacité installée à peu près constante sans la diminuer au-delà de la part de réserve primaire.

- Le type de tranche de SMR Θ_{SMR} dont les paramètres sont issus de la littérature [113] et qui remplacent les m centrales modularisées. Θ_{SMR} appartient à l'un des six types de SMR du Tableau IV.1. Le cardinal de son ensemble de définition est de 6.

 Tableau IV.1. Paramètres de différents types de turbo-alternateurs de SMR¹

S_n	$\cos \varphi$	V_n	H	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	x_ℓ	τ_s
MVA	-	kV	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	s	s	s	p.u.	p.u.
25	0,8	13,8	5,016	1,25	1,22	0,232	0,715	0,12	0,12	4,75	1,5	0,059	0,21	0,119	0,0014
35,29	0,85	13,8	4,389	1,4	1,372	0,231	0,8015	0,118	0,118	5,5	1,25	0,04	0,035	0,117	0
51,2	0,8	13,8	5,078	1,27	1,24	0,209	0,85	0,105	0,116	6,6	1,25	0,04	0,035	0,104	0
75	0,8	13,8	6,187	1,05	0,98	0,185	0,36	0,13	0,13	6,1	0,3	0,038	0,099	0,07	0,0031
100	0,8	13,8	4,985	1,18	1,05	0,22	0,38	0,145	0,145	5,9	0,3	0,042	0,092	0,075	0,0035
245,5	0,85	14,4	4,624	1,71	1,63	0,32	0,51	0,21	0,21	7,1	0,38	0,038	0,073	0,125	0,0032

- L'ensemble Λ des nœuds sur lesquels les SMR sont disposés. En nommant σ le nombre total de SMR issus des diverses modularisations, alors d'après la définition 6, $\sigma = \sum_{i \in \Gamma} \sigma(i, \Theta_{SMR})$. D'après le choix de simulation 3, cela donne $\sigma - \mu$ SMR dont la localisation peut varier. Ainsi, $\Lambda \in N^{\sigma - \mu}$ et son $\text{Card}(\Lambda) = \binom{n + \sigma - \mu - 1}{\sigma - \mu}$ est le nombre de combinaisons **avec** répétition des $\sigma - \mu$ SMR à placer parmi les n nœuds disponibles.
- Les vitesses d'ouverture U_o et de fermeture U_c maximales de la vanne d'admission à la turbine (symétriques et en %/s) du GOV IEEEG1 (d'après le choix de simulation 2) de chaque SMR. Physiquement, ces vitesses se répercutent sur les rampes maximales dont sont capables les turbines. Sachant que l'ordre de grandeur des rampes maximales des turbines pour la régulation de fréquence est de l'ordre de $1 \% P_n \cdot s^{-1}$ [33], il est arbitrairement décidé que les limites U_o et U_c sont comprises entre 0,5 %/s et 5%/s afin de quantifier l'impact de la valeur de ces paramètres autour de la rampe maximale généralement admise. L'ensemble de définition de U_o et U_c est toutefois discrétisé en dix valeurs régulièrement réparties, tel que $\{(U_o; U_c) \in \{0,5 \% / s ; 1 \% / s ; \dots ; 5 \% / s\} \times \{-5 \% / s ; -4,5 \% / s ; \dots ; 0,5 \% / s\} \mid U_c = -U_o\}$.

Exemple

Un réseau électrique est composé de 8 nœuds dont les 4 nœuds $N = \{1; 2; 3; 4\}$ sont au niveau de tension le plus élevé. Il possède 5 centrales dont les 3 centrales appartiennent à $M = \{A; B; C\}$ sont modularisables et dont les puissances apparentes nominales valent 25 MVA, 75 MVA et 100 MVA respectivement.

- Ainsi, le nombre de centrales modularisables $m = 3$ et le nombre de centrales modularisées que μ peut prendre est $\mu = 1$ ou 2 ou 3.
- L'ensemble des centrales modularisées Γ appartient à $\{A\}$ ou $\{B\}$ ou $\{C\}$ pour $\mu = 1$, à $\{A, B\}$ ou $\{A, C\}$ ou $\{B, C\}$ pour $\mu = 2$ et à $\{A, B, C\}$ pour $\mu = 3$.
- Le type de tranche Θ_{SMR} est l'un des 6 types présentés dans le Tableau IV.1.

Pour aller plus loin et en illustrant, prenons $\mu = 2$, $\Gamma = \{A; B\}$ et Θ_{SMR} dont la puissance nominale vaut 25 MVA.

- D'après la définition 6, la centrale A est modularisée par 1 SMR et la centrale B par 3 SMR. Un SMR reste à l'emplacement de la centrale A et un autre à l'emplacement de la centrale B.

¹ Les cases grisées correspondent à des données extrapolées à cause de manque de données dans la référence d'origine [113], se référer à l'Annexe C.

- Les deux SMR restants peuvent être placés sur les nœuds de l'un des 10 éléments de l'ensemble Λ :

$$\{1,1\}; \{1,2\}; \{1,3\}; \{1,4\}; \{2,2\}; \{2,3\}; \{2,4\}; \{3,3\}; \{3,4\}; \{4,4\}$$

- Finalement, les mêmes valeurs de vitesses d'ouverture et de fermeture de la vanne de la turbine sont attribuées à l'ensemble des 4 SMR, parmi les valeurs comprises entre 0,5 %/s et 5 %/s.

IV.2.4. Evènements d'intérêt

Parmi l'ensemble des familles de transitoires pouvant impacter l'échelle de temps d'intérêt, trois familles impliquent des transitoires assez lents pour avoir une phénoménologie d'ordre électromécanique (et non électromagnétique¹) et sont assez rapides pour impacter la dynamique des réseaux électriques à l'échelle de la seconde et de la dizaine de secondes (donc en lien avec le réglage de fréquence primaire) :

- **La perte d'un moyen de production.** Cette famille d'évènements est particulièrement intéressante à étudier sur un réseau de faible puissance par rapport à un réseau continental car les réserves de puissances impliquées pour rétablir l'équilibre production/consommation est d'autant plus grandes que le réseau est petit ;
- **Les courts-circuits** qui sont particulièrement fréquents² ;
- La perte d'un poste source.

IV.2.5. Paramètres d'intérêt

IV.2.5.1. Paramètres relatifs aux paramètres d'entrée

Les paramètres d'intérêt relatifs aux paramètres d'entrée permettent de classer, de comparer et d'interpréter les résultats de simulation. Ils dépendent des paramètres d'entrée mais pas des résultats de simulation.

Parmi les paramètres d'entrée précédemment définis, seuls la **rampe de puissance** et le nombre de centrales modularisées sont des paramètres quantitatifs. Pour ce dernier, il est toutefois plutôt pertinent d'analyser :

- La **part de SMR dans la production** (en %) qui traduit le nombre de centrales modularisées et implicitement la puissance du type de SMR (qui est un paramètre d'entrée). Pour rappel, la définition 6 impose le nombre de SMR qui remplacent les centrales à modulariser. La part de SMR dans la production est définie comme $\frac{\sum_{i \in \text{SMR}} P_n}{\sum_{i \in \text{générateurs}} P_n}$, soit la somme des puissances actives produites par les SMR par rapport à la somme des puissances actives de tous les générateurs.

Les paramètres d'entrée que sont le type de SMR, la localisation des SMR et les centrales modularisées sont des paramètres qualitatifs et discrets. Pour l'ensemble de ces paramètres, il est utile de définir des variables caractéristiques permettant de les traduire quantitativement. Ces variables sont définies ci-dessous :

- La **puissance nominale** (en MW) d'un SMR n'est autre que la puissance active nominale du type de SMR issu de la littérature ;
- L'**impédance effective moyenne** du réseau (en Ω) est la traduction de la distance moyenne de tous les moyens de productions à l'évènement donné et est défini dans l'Annexe D. Elle traduit donc la répartition des localisations des SMR sur le réseau.

¹ cf. paragraphe II.2.2.3.

² Environ 8 courts-circuits/100km/an sur le réseau de transport d'après [112]. cf sous-section III.3.2.

- L'**énergie cinétique du réseau** (en GJ) traduit l'inertie totale du réseau. Sa variation due aux modularisations traduit implicitement l'inertie des machines modularisées et celle des SMR les remplaçant. Il s'agit de $\sum_{\text{tous les générateurs}} H_i \times S_{n,i}$.

IV.2.5.2. Variables de sortie issues des simulations

Les variables de sortie issues des simulations permettent de caractériser la dynamique des réacteurs et des réseaux électriques et sont issus des résultats des simulations. Ils sont définis et présentés en gras ci-dessous :

- La **fréquence extrême** f_{extrem} sur l'ensemble du réseau après l'évènement (en Hz) ou de manière équivalente la déviation extrême de fréquence (en mHz).
- Le **temps de retour extrême** (en s) qui caractérise le temps de retour de la fréquence.
 - o Si la fréquence se stabilise à la fréquence nominale, il s'agit du temps pour lequel la fréquence retourne dans une bande de $\pm 10 \% \times (f_{extrem} - f_{nominale})$ avec f_{extrem} la fréquence extrême dans le cas de base (sans SMR) ;
 - o Si la fréquence se stabilise à une valeur autre que la fréquence nominale, il s'agit du temps pour lequel la fréquence retourne dans une bande $\pm 10 \% \times (f_{finale} - f_{nominale})$.
- La **variation de puissance** mise en jeu (en %P_n) correspond à la différence de puissance des SMR post-transitoire et pré-transitoire.

IV.2.6. Plan d'expérience

Le plan d'expérience correspond à la façon dont sont choisis les paramètres d'entrée parmi leurs domaines de définition pour chaque simulation. Le plan d'expérience pour le tirage des 5 paramètres d'entrée pour les Σ simulations est défini par :

- Le nombre $\mu \in \{1; \dots; m\}$ de centrales modularisées qui est un paramètre quantitatif et discret. Son nombre de valeurs possibles m est généralement assez faible pour pouvoir être intégralement parcouru¹. Le nombre total Σ de simulations contient de manière égale les simulations ayant de 1 à m centrales modularisées. Autrement dit, le nombre Σ de simulations comporte Σ/m simulations avec 1 modularisation, Σ/m avec 2 modularisations, ... jusqu'à Σ/m avec m modularisations. Dans la suite, une série de simulation est définie comme l'ensemble des Σ/m simulations menées pour un même μ donné.
- L'ensemble Γ des centrales modularisées est un paramètre qualitatif dépendant du paramètre précédent. Puisqu'il existe $\binom{m}{\mu}$ possibilités, son nombre peut être élevé², un tirage Monte-Carlo des μ centrales modularisées parmi les m modularisables est effectué.
- Le type de SMR est un paramètre qualitatif et fait partie de l'un des 6 types recensés dans le Tableau IV.1. Le nombre de types de SMR disponibles étant limité, le nombre total de simulations contient autant de simulations avec chacun des 6 types. Autrement dit, le nombre Σ de simulations comporte $\Sigma/6$ simulations avec des SMR de 25 MVA, $\Sigma/6$ avec des SMR de 35,29 MVA, ... jusqu'à $\Sigma/6$ avec des SMR de 245,5 MVA.

¹ Appliqué sur le réseau français de 2023 par exemple, il y aurait donc au maximum 18 centrales modularisables.

² Appliqué sur le réseau français de 2023, modulariser 9 centrales parmi les 18 reviendrait à 43 758 combinaisons, d'où le tirage Monte-Carlo.

- La localisation des SMR est un paramètre qualitatif parmi tous les nœuds du réseau. Pour $\sigma - \mu$ SMR à placer parmi n nœuds, le nombre de combinaisons avec répétitions est, pour rappel, $\binom{n+\sigma-\mu-1}{\sigma-\mu}$. Sur un réseau électrique, ce nombre peut être très grand¹ et pour cette raison, un tirage Monte-Carlo des localisations est effectué.
- Les limites supérieures et inférieures U_c et U_0 du GOV de chaque SMR sont des paramètres discrétisés en 10 points entre 0,5 % à 5 %. Le nombre de points étant limité, l'espace des simulations contient de manière égale chacune de ces vitesses. Autrement dit, le nombre Σ de simulations comporte $\Sigma/10$ simulations avec des vitesses de 0,5 %/s, $\Sigma/10$ avec des vitesses de 1 %/s, ... jusqu'à $\Sigma/10$ avec des vitesses de 5 %/s.

Le Tableau IV.2 permet de définir pour chaque paramètre d'entrée, son domaine de définition et la façon dont chaque simulation prend en compte ce paramètre parmi son domaine de définition.

Tableau IV.2. Plan d'expérience des paramètres d'entrée

Paramètre d'entrée	Type de paramètre	Domaine de définition	Tirage du paramètre
Nombre de centrales modularisées μ	Discret et \mathbb{N}^*	$\{1; \dots, m\}$ centrales nucléaires ou diesel/TAC	Autant de simulations pour chaque nombre du domaine de définition
Centrales modularisées Γ	Discret et qualitatif	$\{\text{Centrales nucléaires ou diesel/TAC}\}^\mu$ sans répétition	Tirage Monte-Carlo
Type de SMR Θ_{SMR}	Discret et qualitatif	$\{\text{Types de SMR de 20 à 245,5 MVA}\}$	Autant de simulations pour chaque type du domaine de définition
Localisation des SMR Λ	Discret et qualitatif	$N^{\sigma-\mu}$ avec répétition	Tirage Monte-Carlo
Vitesses U_c et U_0	Discrétisé et \mathbb{R}	$\{0,5 \%/s; 1 \%/s; \dots; 5 \%/s\}$	Autant de simulations pour chaque vitesse du domaine de définition

Le nombre de simulations est en fait limité par le nombre de localisations. Les autres paramètres sont assez peu nombreux pour être intégralement parcourus ou parcourus en grande partie (pour le cas de l'ensemble des centrales modularisées). Aussi, comme expliqué précédemment, il est rarement possible de parcourir l'ensemble des localisations possibles pour les SMR. Il est ainsi nécessaire de limiter le nombre total Σ de simulations, tout en s'assurant d'avoir assez de résultats pour obtenir une convergence des variables de sortie définies dans le paragraphe IV.2.5.2. Cette analyse du nombre de simulations nécessaires doit être effectuée dans chaque cas d'application.

IV.2.7. Éléments d'analyse

L'approche utilisée pour le tirage des paramètres d'entrée et pour leur analyse est préliminaire et non optimisée. Une approche plus rigoureuse d'un point de vue statistique pourrait se baser sur une méthode de tirage des paramètres d'entrée et d'analyse de sensibilité mieux adaptée aux recommandations des spécialistes des approches statistiques, comme exprimées dans [117, 118] et résumées dans les Figure IV-1 et Figure IV-2.

¹ Sur le réseau 39-nœuds, 28 nœuds sont disponibles pour accueillir des SMR. Pour 15 SMR à placer, cela fait donc environ 99 milliards de combinaisons (avec répétitions) possibles.

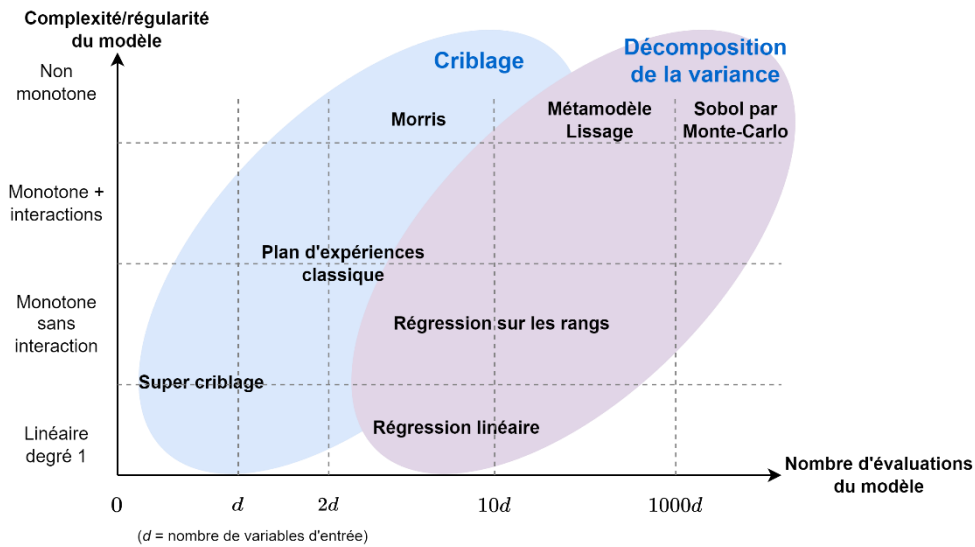


Figure IV-1. Synthèse des méthodes d'analyse de sensibilité, adaptée de [117, 118]

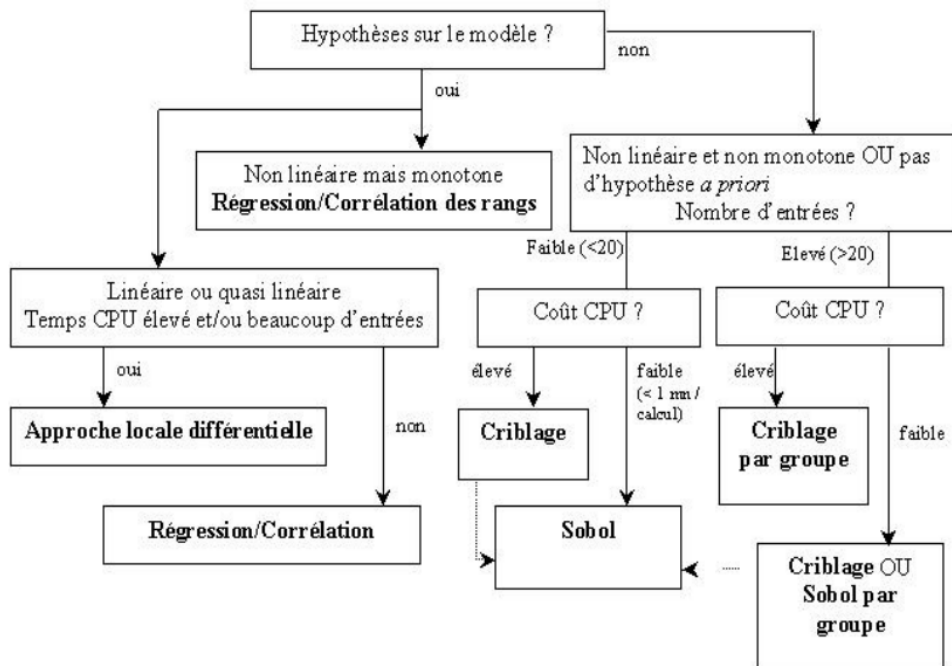


Figure IV-2. Diagramme de décision pour le choix d'une méthode d'analyse de sensibilité appropriée [117, 118]

L'approche de cette thèse au sujet de l'interaction de la présence de SMR avec la stabilité dynamique des réseaux électriques est exploratoire. D'un côté, elle permet d'identifier les paramètres importants sur la dynamique des réseaux. En cela, elle se rapproche des méthodes de criblage. D'un autre côté, les ressources de calcul et le nombre de simulations sont suffisamment élevés pour des méthodes de décomposition de la variance (d'après les Figure IV-1 et Figure IV-2). Cependant seules des méthodes de régressions linéaires sont utilisées dans la suite. D'après les Figure IV-1 et Figure IV-2, cette méthode nécessite une linéarité du modèle, ce que nous postulons pour la suite. Une piste d'amélioration de ces travaux peut porter sur ce point.

La suite de ce manuscrit applique cette méthodologie générale à un réseau continental interconnecté et ensuite à un réseau insulaire afin de déterminer l'impact de l'implantation d'un parc de SMR sur lesdites topologies de réseau.

IV.3. APPLICATION A UN RESEAU CONTINENTAL INTERCONNECTE

IV.3.1. Application de la méthodologie générale

IV.3.1.1. Le réseau choisi

Le réseau 39-nœuds présenté dans le paragraphe II.2.3.1 et utilisé dans le Chapitre III est pertinent pour étudier l'influence de l'implantation d'une flotte de SMR sur un réseau de transport continental. En effet, il est nécessaire de choisir un réseau de transport pour y implanter des générateurs de l'ordre de grandeur de 100 MW car les réseaux de distribution sont incompatibles. Il est aussi nécessaire de considérer un réseau avec suffisamment de nœuds pour être représentatif d'un réseau maillé et avoir suffisamment de plage de variation pour la localisation des SMR, tout en gardant une taille raisonnable afin d'avoir assez de résultats à interpréter. Le réseau 39-nœuds est donc optimal en ce sens.

IV.3.1.2. Le transitoire

Trois familles de transitoires sont proposées dans la méthodologie générale (court-circuit, perte de charge et perte de production). Seul un court-circuit a été effectué et est présenté dans la suite. Parmi les courts-circuits, il en existe de plusieurs sortes : des courts-circuits fugitifs ou éliminés par des protections par exemple, ou des courts-circuits phase-phase, phase-neutre, triphasés, *etc.* Les courts-circuits fugitifs sont les plus courants mais les courts-circuits triphasés sont les plus simples à analyser car ils sont symétriques dans les trois phases. **Ainsi, le court-circuit retenu est donc un court-circuit fugitif et triphasé de 100 ms au nœud 16, le nœud le plus central du réseau 39-nœuds¹.**

IV.3.1.3. Les variables de sortie

La méthodologie générale permet de définir trois variables de sortie. Il s'agit de la fréquence extrême atteinte sur le réseau, le temps de retour extrême et la variation de puissance entre le début et la fin du transitoire. Pour un court-circuit fugitif, la variation de puissance est nulle. En effet, les puissances produites par toutes les machines avant et après le court-circuit sont égales. Cette variable de sortie n'est ainsi pas prise en compte.

La Figure IV-3 illustre comment sont calculés la fréquence extrême et le temps de retour extrême, dans le cas de base. Les deux nœuds utilisés dans le graphe sont présentés car ils sont les deux nœuds les plus pénalisés respectivement pour la fréquence extrême et pour le temps de retour extrême. Le pic de fréquence du nœud 19 de 330 mHz dans ce cas permet de définir la bande de fréquence de ± 33 mHz utilisée pour le temps de retour extrême.

¹ Cet évènement est le même que celui étudié dans la sous-section III.4.3.

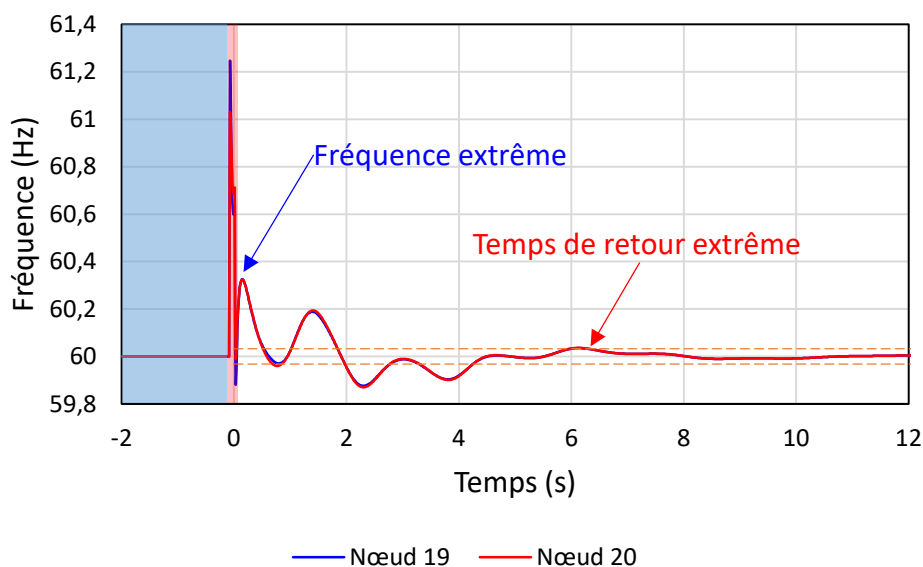


Figure IV-3. Illustration du comportement du réseau 39-nœud après un court-circuit fugitif et illustration des définitions des deux estimateurs

IV.3.1.4. Plan d'expérience

Sur le réseau 39-nœuds, l'application de la méthodologie générale implique que cinq centrales peuvent être modularisées. Il s'agit des centrales nucléaires numérotées 2, 3, 6, 8 et 9 sur la Figure II-8. Les nœuds disponibles pour le placement des SMR à localisation variables sont les nœuds au niveau de tension le plus élevé. Il s'agit ainsi des nœuds 1 à 11, 13 à 18, 20 à 29 et 39, soit un total de 28 nœuds.

Concernant les écarts à l'application de la méthodologie générale, une hypothèse est légèrement modifiée et deux paramètres d'entrée ne sont pas pris en compte :

- Tout d'abord, l'application stricte de l'hypothèse 2 reviendrait à modulariser les centrales 3, 6 et 9 par 4 SMR et les centrales 2 et 7 par 3 SMR. Or pour des raisons de simplicité de mise en œuvre, toutes les modularisations correspondent à leur remplacement par 4 SMR.
- Concernant les types de SMR : un seul type est pris en compte dans cette étude. Il s'agit de l'ensemble des caractéristiques du SMR de 245,5 MVA. Les autres types de SMR ont des puissances nominales inférieures à 100 MVA, nous conduisant à délaissier ce paramètre pour en préférer d'autres nous semblant plus pertinents à analyser dans un premier temps.
- De même, il a été choisi de ne considérer qu'une seule vitesse d'ouverture et fermeture U_c et U_o pour simplifier l'étude, celle du GOV de base ($U_c = U_o = 30 \% / s$). Le chapitre 3 permet de démontrer que ces limites permettent d'être représentatifs du nucléaire sur le réseau 39-nœuds. Cela signifie que ce SMR d'une puissance nominale de 245,5 MVA n'a pas de flexibilité de manœuvrabilité accrue du point de vue des rampes de puissance à la turbine, dans le cadre de cette étude.

Ces choix sont résumés dans le Tableau IV.3. Les lignes surlignées en rouge correspondent à un écart d'application vis-à-vis de la méthodologie générale définie dans la section IV.2, les autres lignes correspondent à l'application stricte de la méthodologie.

Tableau IV.3. Plan d'expérience adapté au réseau continental.

Paramètre d'entrée	Domaine de définition
Nombre de centrales modularisées	{1; ...;5} centrales nucléaires
Centrales modularisées	{5 centrales nucléaires} ^μ sans répétition
Type de SMR	Type unique de SMR de 245,5MVA
Localisation des SMR	{1 ; ...; 11; 13; ...; 18, 20; ...; 29; 39} ^{σ-μ} avec répétition
Vitesses U _c et U _o	Egale à celle du cas base 30 %/s

En outre, la mise en place de cette méthodologie requiert le tirage Monte-Carlo de la répartition des localisations des SMR dont le nombre de combinaisons possibles est trop grand pour être totalement parcouru. La Figure IV-4 présente l'évolution des trois quartiles de la fréquence extrême en fonction du nombre de simulations à disposition. Pour cela, 4 000 simulations ont été effectuées en considérant cinq centrales modularisées et en tirant aléatoirement la répartition de la localisation des SMR.

D'après le cardinal du domaine de définition du paramètre des localisations possibles des SMR, le nombre de possibilités du placement de 15 SMR sur les 28 nœuds disponibles est d'environ 10¹¹ combinaisons. La Figure IV-4 permet de considérer que 1 000 simulations (liées à 1 000 tirages Monte-Carlo) par nombre de centrales modularisées permet d'avoir une convergence des indicateurs statistiques suffisamment représentative. Cela donne donc au total 5 × 1 000 tirages Monte-Carlo, soit 1 000 tirages pour chacun des cinq niveaux de modularisations possibles. Ces cinq niveaux étant les cinq valeurs prises par le paramètre d'entrée du nombre de centrales modularisées.

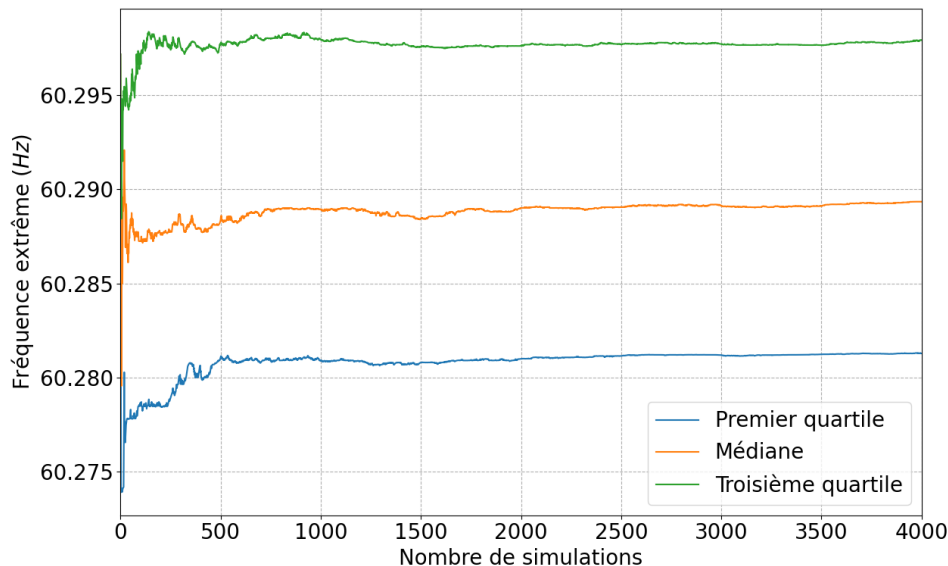


Figure IV-4. Evolution d'indicateurs statistiques sur une série de données (5 modularisations) en fonction du nombre de simulations

IV.3.2. Influence de la répartition de la localisation des SMR sur le réseau

Le but de cette sous-section IV.3.2 est de mettre en avant l'impact de la répartition de la localisation des SMR sur un réseau électrique. Les différentes séries de simulation sont donc analysées séparément dans cette sous-section, à l'aide de l'impédance effective. Pour rappel, cette notion d'impédance effective traduit la répartition de la localisation des SMR sur le réseau au travers de la notion d'éloignement moyen des SMR vis-à-vis de l'évènement simulé. Les résultats de cette

sous-section motivent ensuite l'analyse des séries de simulations entre elles, dans la sous-section IV.3.3.

IV.3.2.1. Localisation des SMR et phénomènes inertiels

A l'aide des outils et du plan d'expérience précédemment présentés, le classement des simulations pour chaque série de simulations est présenté d'abord pour les temps courts dans la Figure IV-5. Cette Figure présente le classement des estimateurs de fréquence extrême en fonction de l'impédance effective moyenne exprimée dans l'équation (D-7) de l'Annexe D entre les moyens de productions et le nœud de l'évènement.

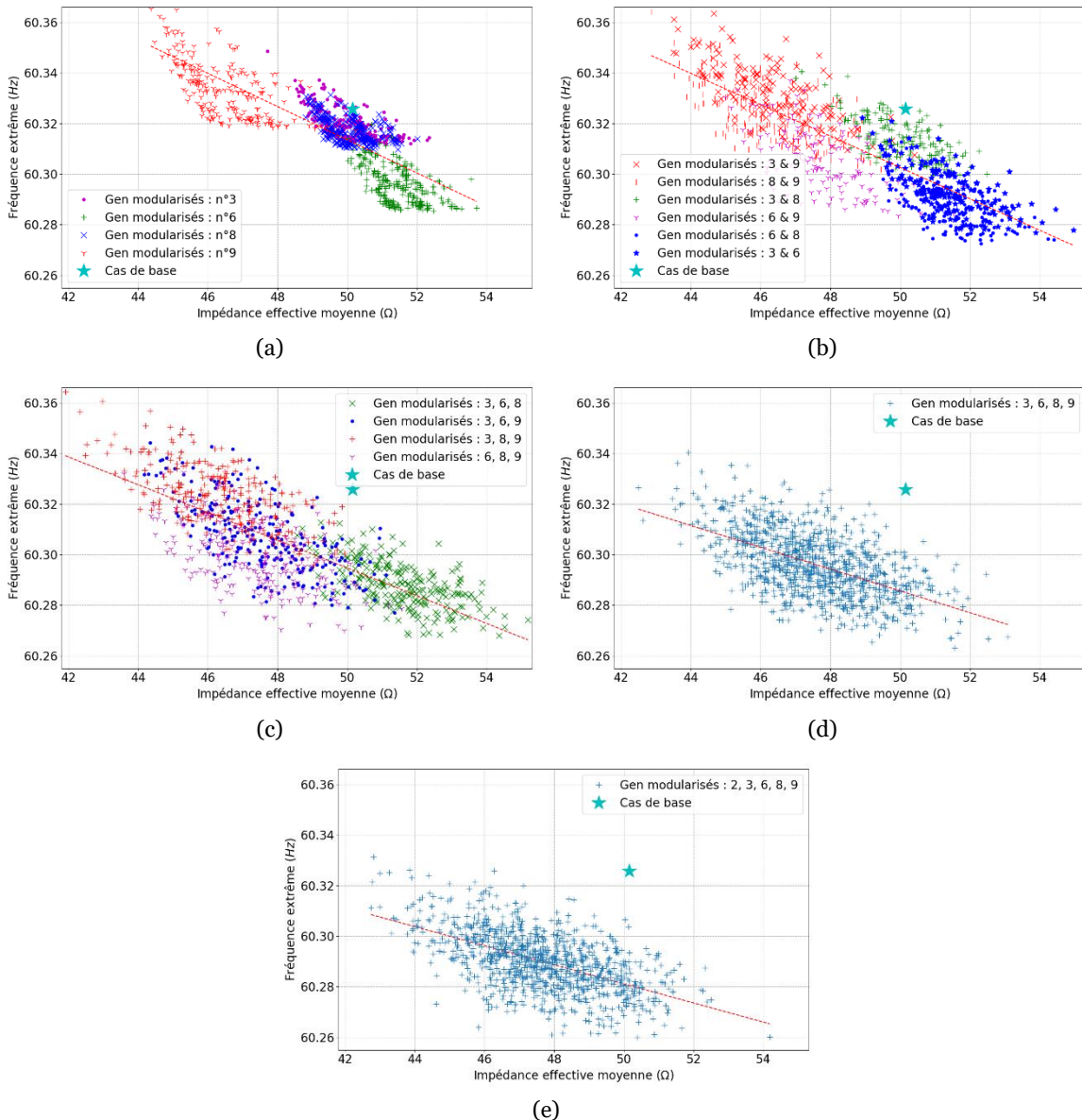


Figure IV-5. Fréquence extrême¹

Les résultats sont groupés par générateur modularisé. La modularisation du générateur 9 est la plus pénalisante et celle du générateur 6 est la plus avantageuse. Le Tableau IV.4 indique d'ailleurs

¹ Pour donner plus de lisibilité des graphiques au lecteur, les sous-figures (a) à (d) ne présentent que la modularisation des générateurs 3, 6, 8 et 9 bien que tout le reste du chapitre prend aussi en compte la modularisation du générateur 2.

qu'il existe un lien entre le produit impédance×puissance du générateur modularisé et la fréquence extrême moyenne.

Tableau IV.4. Fréquence médiane de chaque groupe de la Figure IV-5 (a) en fonction de l'impédance effective pondérée par la puissance

Générateur	Impédance effective entre le générateur et l'évènement (en Ω)	Puissance (en MW)	Produit impédance-puissance (en V^2)	Ecart de fréquence extrême moyenne (en mHz)
2	33	521	$1,7 \cdot 10^4$	317
3	33	650	$2,2 \cdot 10^4$	324
6	21	650	$1,4 \cdot 10^4$	295
8	36	540	$1,9 \cdot 10^4$	317
9	75	830	$6,2 \cdot 10^4$	336

Ainsi, remplacer un générateur proche de l'évènement par plusieurs SMR dont les localisations sont tirées aléatoirement revient en moyenne à écarter une partie de la production de l'évènement.

Pour expliquer le lien entre la distance d'un générateur à un court-circuit, étudions un court-circuit dans un circuit RL. Celui-ci peut être assimilé à un court-circuit dans un circuit comportant un générateur simplifié (modèle de Behn-Eschenburg) complété de résistances et réactances en série, comme schématisé dans la Figure IV-6.

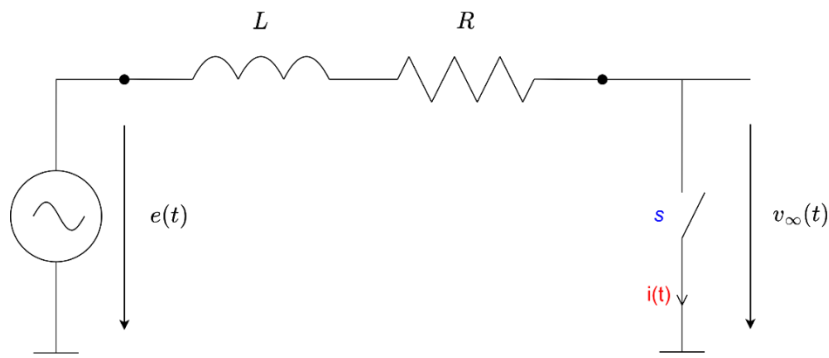


Figure IV-6. Circuit RL simple avec un interrupteur simulant le court-circuit

La loi des mailles indique que :

$$-e(t) + L \frac{di}{dt}(t) + Ri(t) = 0 \quad (\text{IV-1})$$

$$\frac{di}{dt}(t) + \frac{R}{L}i(t) = e(t) \quad (\text{IV-2})$$

Avec :

$$e(t) = E \cdot \sin(\omega_e t + \varphi) \quad (\text{IV-3})$$

Quand s se ferme, un court-circuit se forme dont le courant i de court-circuit est :

$$i(t) = \underbrace{\frac{E}{c_2} \sin(\omega_e t + \varphi - c_3)}_{\text{régime établi}} + \underbrace{c_1 \cdot e^{-\frac{R}{L}t}}_{\text{transitoire}} \quad (\text{IV-4})$$

Cela signifie que le courant de court-circuit a une composante alternative (celle de régime établi) dans une enveloppe exponentielle décroissante. Cette enveloppe exponentielle décroît avec une

constante de temps définie par le rapport R/L . Plus l'inductance L est petite, plus l'exponentielle décroît vite.

Or en décomposant la résistance R en une résistance statorique R_s et une résistance de ligne R_{ligne} (en omettant le transformateur) et la réactance inductive en une inductance statorique X_s/ω_e et une inductance de ligne X_{ligne}/ω_e (tels que dans la dans la Figure IV-7), le courant de court-circuit peut alors s'écrire sous la forme :

$$i(t) = \frac{E}{c_2} \sin(\omega_e t + \varphi - c_3) + c_1 \cdot e^{-\frac{R_s + R_{ligne}}{X_s + X_{ligne}} \omega_e t} \quad (IV-5)$$

L'exposant de l'exponentielle peut aussi s'écrire en fonction de la longueur de la ligne l et de la résistance et inductance linéique r_l et x_l et tend vers une valeur finie :

$$-\frac{R_s + R_{ligne}}{X_s + X_{ligne}} = -\frac{R_s + r_l \cdot l}{X_s + x_l \cdot l} \xrightarrow{l \rightarrow \infty} -\frac{r_l}{x_l} \quad (IV-6)$$

De plus, cet exposant est décroissant car sa dérivée est :

$$\frac{d}{dl} \left(-\frac{R_s + r_l \cdot l}{X_s + x_l \cdot l} \right) = -\frac{r_l \cdot X_s - x_l \cdot R_s}{(X_s + x_l \cdot l)^2} \quad (IV-7)$$

Et cette dérivée est négative car :

$$-(r_l \cdot X_s - x_l \cdot R_s) = -r_l \cdot X_s \left[1 - \frac{x_l}{r_l} \cdot \frac{R_s}{X_s} \right] \quad (IV-8)$$

Et d'après les tables de paramètres caractéristiques de [2], $R_s/X_s \sim 2.10^{-3}$ pour une machine synchrone et $x_l/r_l \sim 1.10^1$ pour des lignes aériennes d'environ 400 kV.

Ainsi, plus la distance entre un générateur et le court-circuit augmente, moins le terme apériodique de l'équation (IV-4) est important. Cela explique donc pourquoi modulariser un générateur proche du court-circuit est moins pénalisant qu'un générateur éloigné. Car comme il vient d'être démontré, éloigner les sources de production d'un évènement est moins pénalisant vis-à-vis de l'évolution de la fréquence du réseau.

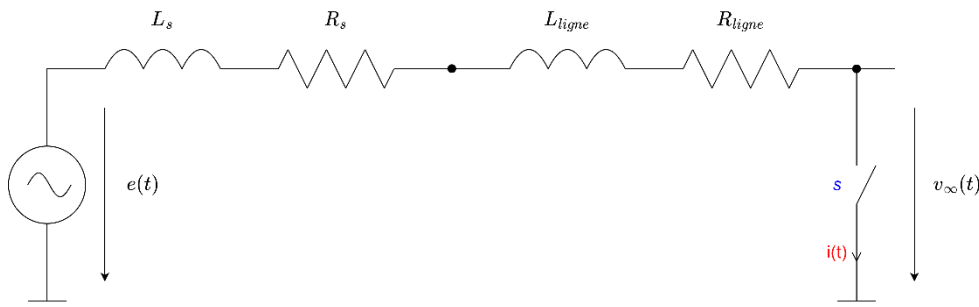


Figure IV-7. Circuit électrique comprenant une machine synchrone simplifiée, une ligne électrique et un court-circuit

Ensuite, les différentes sous-figures de la Figure IV-5 font apparaître une tendance de diminution de la fréquence extrême atteinte lorsque les moyens de productions sont éloignés de l'évènement. L'explication de cette tendance est la même que celle qui vient d'être présentée. La pente des régressions linéaire de chaque série de simulations, leurs coefficients de corrélation et leurs coefficients de variation sont présentés dans le Tableau IV.5.

Le coefficient de variation C_V traduit la variabilité des données autour de la moyenne des séries de données. Cette grandeur est définie comme étant le rapport de l'écart-type σ d'une série de donnée à sa moyenne μ :

$$C_V = \frac{\sigma}{\mu} \quad (\text{IV-9})$$

L'étendue Et de la régression linéaire est définie comme étant la différence d'ordonnées entre la régression linéaire aux abscisses des deux impédances effectives moyennes $\overline{Z_{eff}}$ max et min de chaque série de simulation :

$$Et = \text{RegLin}(\max(\overline{Z_{eff}})) - \text{RegLin}(\min(\overline{Z_{eff}})) \quad (\text{IV-10})$$

Tableau IV.5. Indicateurs statistiques de la fréquence extrême

Part de la production par les SMR (en %)	Pente (en mHz/Ω)	Coefficient de corrélation r (en %)	Coefficient de variation (en %)	Etendue de la régression (en mHz)
11	-6,6	-80	4,9	-59
24	-5,7	-79	5,7	-68
34	-4,9	-71	5,6	-61
46	-4,9	-72	5,5	-68
56	-3,8	-56	4,0	-43

Ainsi, plus la part de SMR est importante, plus la pente de la corrélation entre la fréquence extrême et la distance de la production à l'évènement est élevée. Cela signifie que lorsque la part de SMR dans la production électrique augmente, le réseau devient moins sensible à leur localisation. En effet, lorsque la part de SMR augmente, la production est de plus en plus décentralisée et la puissance des générateurs diminue en moyenne.

Application numérique

Pour illustrer, sans aucun SMR, il y a 10 générateurs et la production est de 6 140 MW. Cela est équivalent à 10 générateurs produisant 614 MW chacun.

Avec 20 SMR, il y a 25 générateurs sur le réseau, cela est équivalent à 25 générateurs produisant 245 MW chacun.

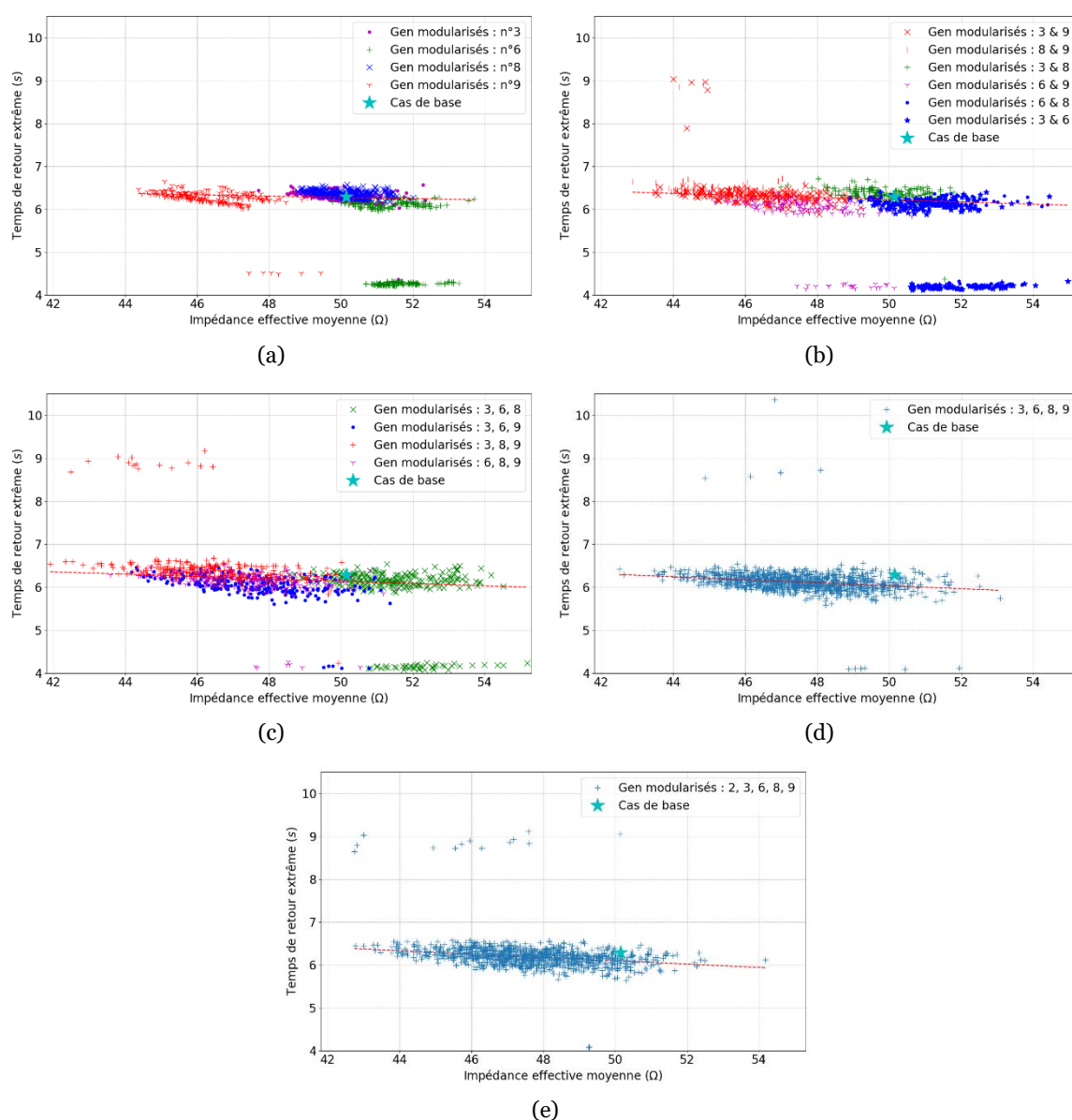
Ainsi, plus la production est délocalisée, moins le comportement du réseau est dépendant de la distance des SMR à l'évènement. Toutefois, la Figure IV-5 (d) fait apparaître une épaisseur du nuage de points plus grande lorsque le nombre de SMR est important. Le réseau n'étant pas une plaque de cuivre, la répartition aléatoire des SMR peut être plus ou moins optimale suivant les capacités de transfert de puissance dans les lignes.

Au total donc :

- Les phénomènes liés à l'inertie et impactant la fréquence extrême sont d'autant plus importants que les moyens de productions sont éloignés de l'évènement initiateur ;
- Mais cet effet diminue lorsque la part de moyens décentralisés augmente.

IV.3.2.2. Localisation des SMR et régulation de fréquence

Concernant l'effet de la répartition des moyens de production sur le réseau au niveau des échelles de temps liées à la régulation de fréquence, les cinq sous-figures de la Figure IV-8 présentent les estimateurs de temps de retour extrême en fonction de l'impédance effective moyenne des générateurs à l'évènement.


 Figure IV-8. Temps de retour extrême¹

Cet indicateur est très sensible aux oscillations car deux pics dans deux cas proches peuvent, l'un légèrement dépasser la bande de $\pm 10\%$, et l'autre rester dans cette bande. La fréquence doit attendre la période d'oscillation ou la demi période suivante pour ne plus dépasser ce seuil de $\pm 10\%$. C'est pour cela que plusieurs nuages de points apparaissent dans cette Figure IV-8 alors même que les évolutions de fréquence entre deux points dans deux nuages peuvent être similaires. La Figure IV-9 compare par exemple deux combinaisons de la Figure IV-8 (a) ayant un comportement proche mais faisant partie : l'un du nuage secondaire (autour de 4,3 s) et l'autre du nuage principal (au-delà de 6 s). Dans la suite des analyses, les points ne faisant pas partie du nuage principal sont considérés comme des « points aberrants » et sont exclus des données. La part de ces points varie entre 2 % pour 5 générateurs modularisés (Figure IV-8 (e)) et 13 % pour 1 et 2 générateurs modularisés (Figure IV-8 (a) et (b)).

¹ Pour donner plus de lisibilité des graphiques au lecteur, les sous-figures (a) à (d) ne présentent que la modularisation des générateurs 3, 6, 8 et 9 bien que tout le reste du chapitre prend aussi en compte la modularisation du générateur 2.

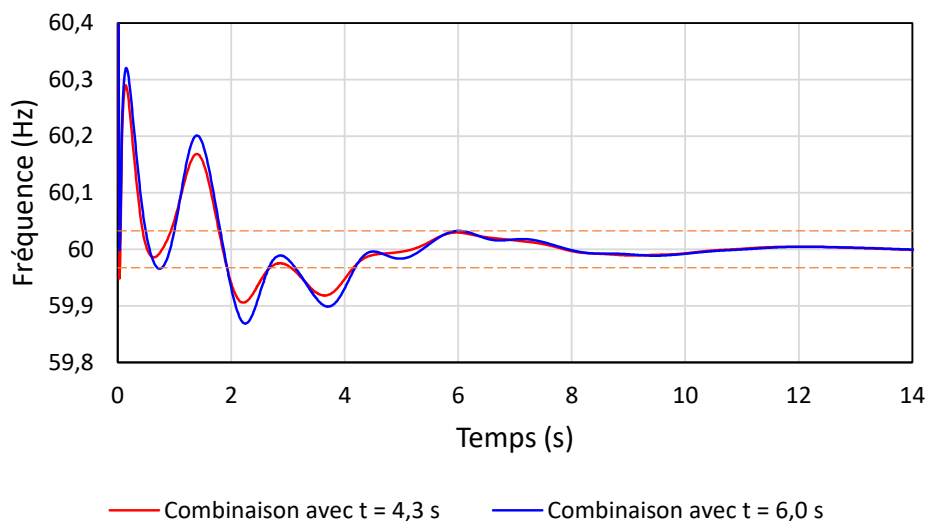


Figure IV-9. Comparaison de l'évolution de la fréquence au nœud le plus pénalisant d'une combinaison donnant un temps de retour de 4,3 s et d'une autre ayant un temps de retour de 6,0 s

Il n'apparaît pas de grandes variations de temps de retour extrême dans chaque nuage principal omettant les points aberrants. L'analyse des pentes des temps de retour extrêmes de la Figure IV-8 est résumée dans le Tableau IV.6. Cette analyse porte sur la pente de la régression linéaire tracée en rouge dans les sous-Figure de la Figure IV-8. Les autres valeurs aberrantes ainsi que les valeurs ne faisant pas partie du nuage de point principal ne sont pas analysées pour la raison évoquée précédemment.

Tableau IV.6. Indicateurs statistiques du temps de retour extrême

Part de la production par les SMR (en %)	Pente (en ms/ Ω)	Coefficient de corrélation r (en %)	Coefficient de variation (en %)	Etendue de la régression (en ms)
11	-11	-17	1,8	-95
24	-14	-21	2,4	-169
34	-17	-20	3,1	-210
46	-22	-28	3,0	-314
56	-39	-40	2,8	-445

Par rapport à l'estimateur de la fréquence extrême, il apparaît que le coefficient de variation est plus faible, indiquant que les données sont faiblement distribuées autour de la moyenne. Les coefficients de corrélation indiquent d'ailleurs une corrélation faible (inférieure à 50 %) dont l'un des facteurs est la faible pente de la régression par rapport à l'épaisseur du nuage.

Il apparaît donc que les phénomènes liés au réglage de fréquence sont faiblement impactés par la localisation des moyens de production.

Cependant, si la stabilité du réseau devient insensible à la localisation des moyens de productions dès lors qu'il y en a suffisamment répartis de manière homogène, cela ne renseigne pas sur l'impact de la part de SMR sur la stabilité du réseau. Cet aspect-là est étudié dans la sous-section suivante.

IV.3.3. Influence des caractéristiques électromécaniques des turbo-alternateurs

Il s'avère que la répartition de la localisation des SMR influe sur les variables de sortie définies dans le cadre de ces travaux. Cette sous-section s'affranchit de ce paramètre d'entrée de la localisation pour étudier l'impact du nombre de SMR en résumant chaque série de simulation dans des boîtes à

moustache. Cette sous-section a pour objectif de déterminer si le passage de centrales nucléaire de forte puissance à des SMR influence les variables de sortie et le cas échéant via quels mécanismes.

IV.3.3.1. Inertie et temps courts

Résultats

Les estimateurs de fréquence extrême sont résumés dans la Figure IV-10 en fonction de la part de SMR dans la production (incluant le cas de base sans SMR sous la forme d'une étoile bleue). En plus des différents indicateurs des boîtes à moustaches, ces figures font apparaître la part de SMR dans la production (à l'échelle) en abscisse. La largeur des boîtes correspond à l'intervalle de la part de SMR pour chaque série de simulations. Par exemple, pour la modularisation d'une seule centrale, la part de SMR varie de 9,7 % à 13,8 % suivant la centrale modularisée. Ces deux valeurs sont donc les bords gauche et droit de la boîte à moustache autour de 11 %.

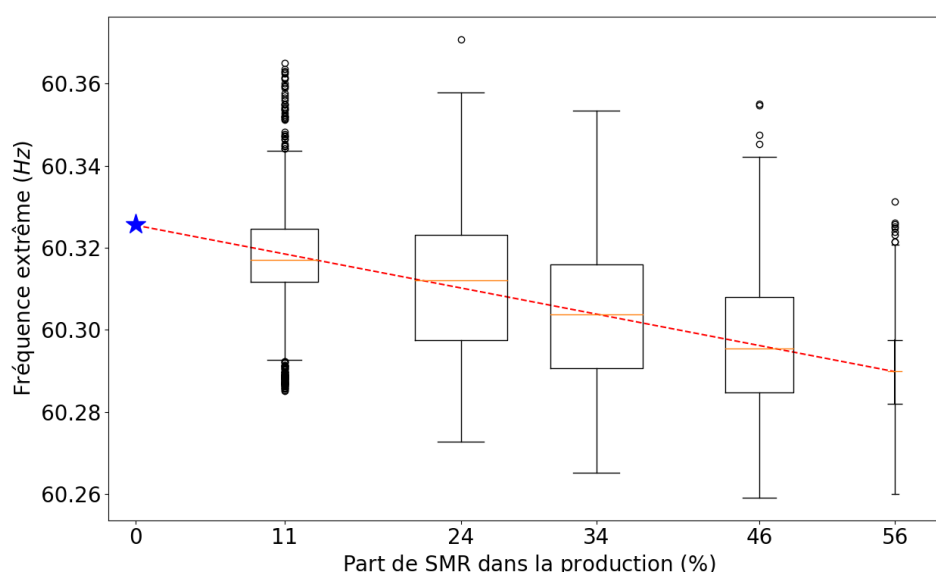


Figure IV-10. Boîte à moustaches des fréquences extrêmes en fonction de la part de SMR dans la production

Il apparaît une tendance générale de diminution de la fréquence extrême lorsque la part de SMR augmente. Cette tendance est tracée en pointillés rouge et est résumée dans le Tableau IV.7.

Tableau IV.7. Indicateurs statistiques de la fréquence extrême

Estimateur	Pente (en mHz/%)	Coefficient de corrélation r (en %)	Coefficient de variation des médianes (en %)	Etendue de la régression (en ms)
Fréquence extrême	-0.64	-99,9	4,3	-35

Ainsi, la modularisation des moyens de productions diminue en moyenne la hauteur du pic de fréquence de 35 mHz, c'est-à-dire de 11 % en relatif, pour le passage de 0 % à 56 % de la part de SMR dans la production.

Jusqu'à 56 % de SMR sur le réseau 39-nœuds — c'est-à-dire le remplacement de 5 centrales nucléaires de forte puissance par 12 SMR — la présence de SMR peut être bénéfique s'ils sont optimalement placés. Dans le cas contraire, il est possible que la stabilité en fréquence puisse être dégradée par rapport au cas de base.

Tout d'abord, afin d'expliquer la différence de résultats entre le cas de base et ceux avec des SMR, il faut mettre en avant les différences de caractéristiques de simulation. Outre la localisation des moyens de production dont l'impact a déjà été traité — et dont on s'affranchit par l'utilisation de boîtes à moustaches —, la modularisation progressive des centrales nucléaires dans cette étude implique la désactivation de PSS sur le réseau (choix de simulation 4 de la méthodologie générale),

et la modification des spécifications techniques des centrales électriques. Le passage de modèles de centrales nucléaires de fortes puissance à des SMR implique la modification des paramètres électriques des alternateurs de SMR et de leur constante d'inertie (inhérents du paramètre d'entrée du type de SMR). La Figure IV-11 donne une représentation de l'impact du changement de ces grandeurs impliquées par la modularisation, sur l'estimateur de fréquence extrême à partir du cas de base. Les résultats du cas de base se confondent au cas où 20 SMR remplacent les 5 centrales nucléaires en ayant les mêmes paramètres électromécaniques qu'eux et aux mêmes localisations.

Cette Figure IV-11 met en avant l'impact de la modification de chacune de ces grandeurs — toutes choses égales par ailleurs — impliquée par la modularisation d'une centrale. D'abord, la désactivation des PSS conduit à une diminution de la fréquence extrême, dans le même ordre de grandeur que la modification des paramètres électriques. L'augmentation de la constante d'inertie quant à elle diminue de manière plus importante le pic de fréquence.

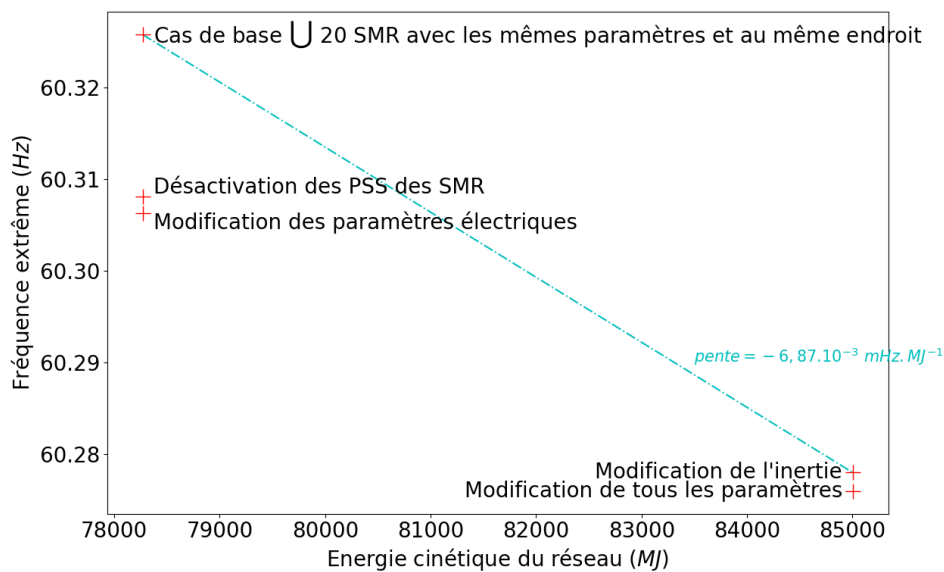


Figure IV-11. Impact de la modification des grandeurs impliquées par la modularisation sur la fréquence extrême

Au total, la modification de tous les paramètres en même temps (qui correspondent au total au paramètre d'entrée qu'est le type de SMR) montre un pic de fréquence globalement gouverné par l'inertie. En effet, il apparaît que le gain sur la fréquence extrême de chacune des modifications ne se cumule pas mais que la dynamique est gouvernée par le changement le plus impactant. La pente de fréquence extrême en fonction de l'énergie cinétique des générateurs est tracée et affichée sur la Figure IV-11 et permettra de comparer l'impact de l'inertie ultérieurement.

Ainsi, bien que la modification des paramètres électriques impacte l'estimateur de fréquence extrême, **l'inertie est le plus impactant au premier ordre**. La Figure IV-12 illustre que l'évolution à la baisse de la fréquence extrême observée dans la Figure IV-10 est directement corrélée à l'inertie du réseau. La Figure IV-12 concatène le barycentre de chaque groupe de simulation en fonction de l'inertie globale du système dans chaque cas. Par exemple, le point {9} correspond à la moyenne des simulations pour lesquelles la centrale n°9 seulement est modularisée (points rouges dans la Figure IV-5 (a)) en fonction de l'énergie cinétique du réseau dans ce cas. Le point {2,3,6,8,9} correspond au cas où toutes les centrales sont modularisées.

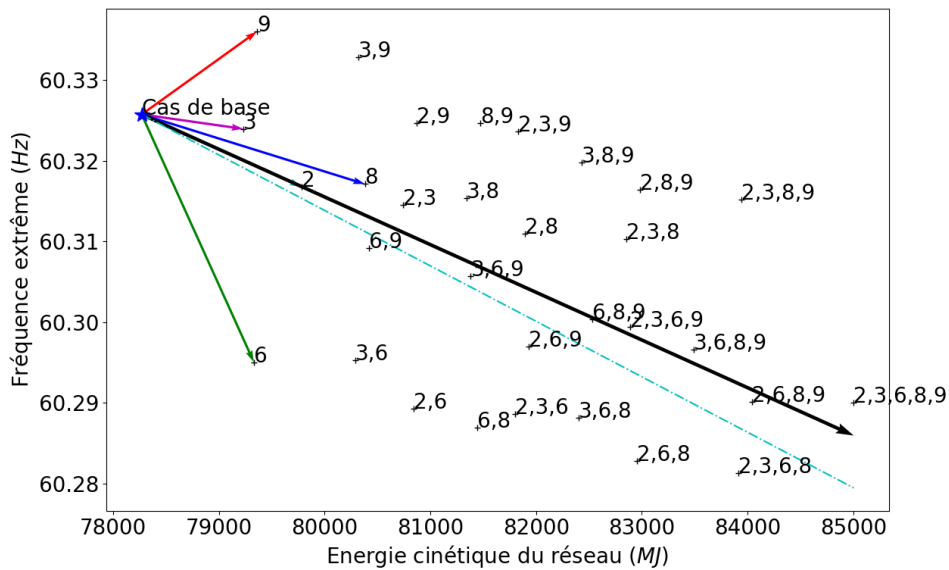


Figure IV-12. Fréquence extrême en fonction de l'inertie du réseau

Il apparaît alors que l'effet de la modularisation de deux centrales est la somme de la modularisation de chaque centrale. Par exemple, le point {3,9} est la somme du « vecteur » {3} et du « vecteur » {9}. Au total, la « somme des 5 modularisations » indépendamment (le vecteur noir) est une bonne approximation du résultat obtenu en effectuant le tirage aléatoire du placement des 20 SMR remplaçant les centrales n°2, 3, 6, 8 et 9.

Bien que les points {9} et {6} semblent plus impactés par le fait qu'ils soient respectivement le plus proche et le plus éloigné de l'évènement, comme expliqué dans le paragraphe IV.3.2.1, la Figure IV-13 montre qu'ils sont eux aussi impactés par la modification de l'inertie. En effet, la Figure IV-13 présente les résultats des simulations issues de la modularisation de chaque centrale seule en adaptant l'inertie des 4 SMR afin que l'énergie cinétique globale du réseau soit égale à celle du cas de base. La Figure IV-13 présente alors le barycentre de chaque groupe de simulation avec les points + (en noir et qui correspondent aux points de la Figure IV-12) et les points × (en vert) comme étant ceux issus de la modularisation à énergie cinétique globale du système constante.

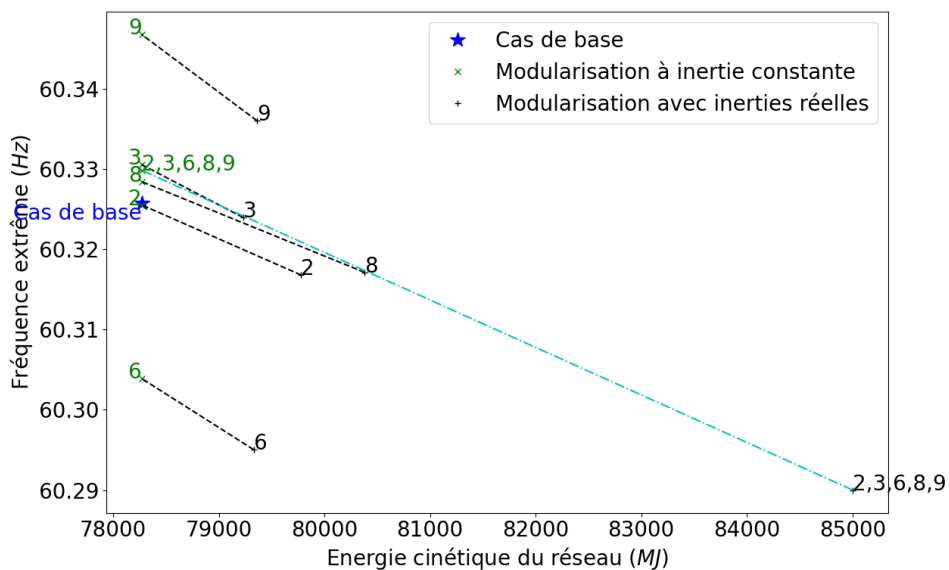


Figure IV-13. Impact de la modularisation sur la fréquence extrême en fonction de l'inertie du réseau

Il apparaît dans un premier temps que la pente des segments (en pointillés noirs) reliant chaque série de simulations analogue (à inertie constante et à inertie réelle) est comprise entre $-5,3 \text{ Hz.GJ}^{-1}$ et $-9,8 \text{ Hz.GJ}^{-1}$. Cet intervalle encadre bien la pente de sensibilité de la fréquence extrême du réseau présentée dans la Figure IV-11 et rappelée en pointillés cyan dans la Figure IV-13.

Dans un deuxième temps, il apparaît que la fréquence extrême atteinte avec la modularisation des 5 SMR à énergie cinétique totale conservée est légèrement plus élevée que le cas de base. En effet, sans l'impact de l'inertie, les résultats sont essentiellement dépendants de l'impédance moyenne effective. Dans le cas de base, cette impédance est de $50,1 \Omega$ et passe en moyenne autour de $47,7 \Omega$ lorsque les 5 centrales sont modularisées (Figure IV-5). L'impédance effective moyenne étant plus faible, la situation est légèrement défavorable si l'inertie n'est pas augmentée.

Evolution de l'inertie des turbo-alternateurs

Au total, il apparaît que le gain sur la fréquence extrême lorsque la part de SMR augmente dans le mix électrique est essentiellement causé par l'augmentation de l'inertie du réseau due à la plus grande inertie (en relatif) des turbo-alternateurs de petite taille, comme nous le verrons dans la suite.

L'Annexe F permet d'expliquer qualitativement la problématique du calcul de l'inertie du turbo-alternateur. Il en ressort que le calcul du moment d'inertie (et par extension de la constante d'inertie H) n'est pas trivial et nécessite des calculs de dimensionnement poussés. Qualitativement, à partir d'une certaine puissance, l'augmentation de puissance se traduit par une augmentation de longueur au niveau de l'alternateur ainsi qu'au niveau de la turbine avec l'ajout de différents étages de basse pression sur un même rotor mais fonctionnant en parallèle. Toutefois, pour augmenter la puissance à partir d'un certain seuil, il est aussi possible de diviser la vitesse de rotation par 2, ce qui permet de pouvoir augmenter à nouveau le diamètre des turbines ou de diviser le flux en deux dans chaque corps basse pression.

Toutefois, dans le cadre de ces travaux, il n'est pas possible de calculer quels sont les moments d'inertie et donc la constante d'inertie de divers SMR. Seules les données issues de [113] peuvent pour l'instant indiquer des paramètres de turbo-alternateurs crédibles. Ces données sur l'évolution de la constante d'inertie sont présentées dans la Figure IV-14 où les cercles correspondent aux données issues de [113] et les croix représentent les données des générateurs sur le réseau 39-nœuds. Ces données indiquent une tendance à l'augmentation de la constante d'inertie (à puissance constante par définition) des turbo-alternateurs lorsque leur puissance diminue. Ainsi, l'inertie de plusieurs SMR par rapport à une seule centrale de plus forte puissance est plus favorable aux temps courts, inférieurs à la seconde.

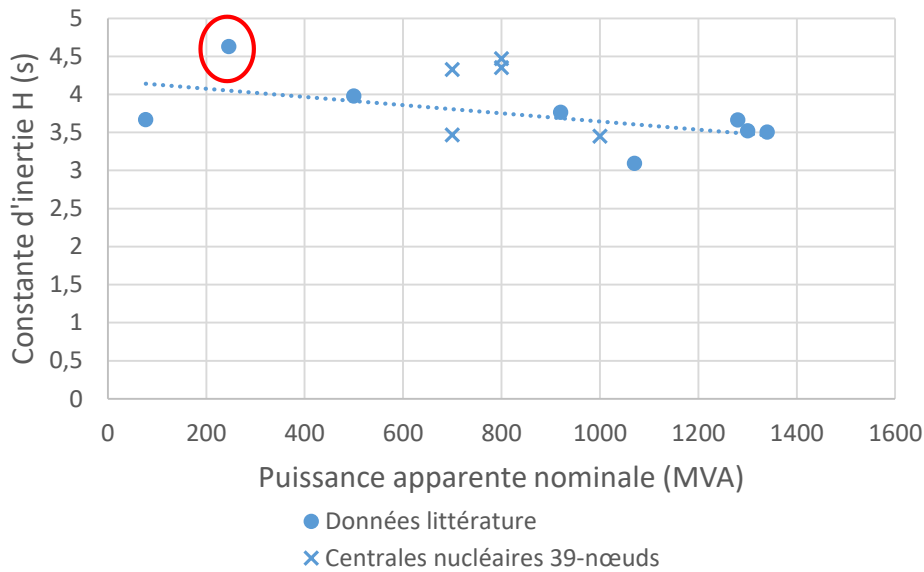


Figure IV-14. Evolution des constantes d'inerties de générateurs de centrales nucléaires en fonction de leur puissance active nominale sur le réseau 39-nœuds et d'après [113]

Pour conclure sur ce point de l'influence des paramètres électromécaniques, la Figure IV-15 compare l'évolution de la vitesse de rotation de l'un des SMR remplaçant le générateur 9 pour divers ensembles de modifications. Jusqu'à 1,5 s, il apparaît que la modification de la constante d'inertie joue en effet le rôle prépondérant sur la dynamique des machines synchrones. Puis, c'est la modification des paramètres électriques qui devient l'élément imposant la dynamique des machines synchrones sur le plus long terme. L'impact des paramètres électriques sur les temps plus longs est présenté dans le paragraphe suivant.

Au total, l'estimateur de la fréquence extrême (à l'échelle de la seconde) traduit les phénomènes qui sont liés à l'inertie du système et l'estimateur du temps de retour extrême (à l'échelle de la dizaine de seconde) traduit le comportement du système vis-à-vis du réglage primaire mais aussi vis-à-vis de ses paramètres électriques.

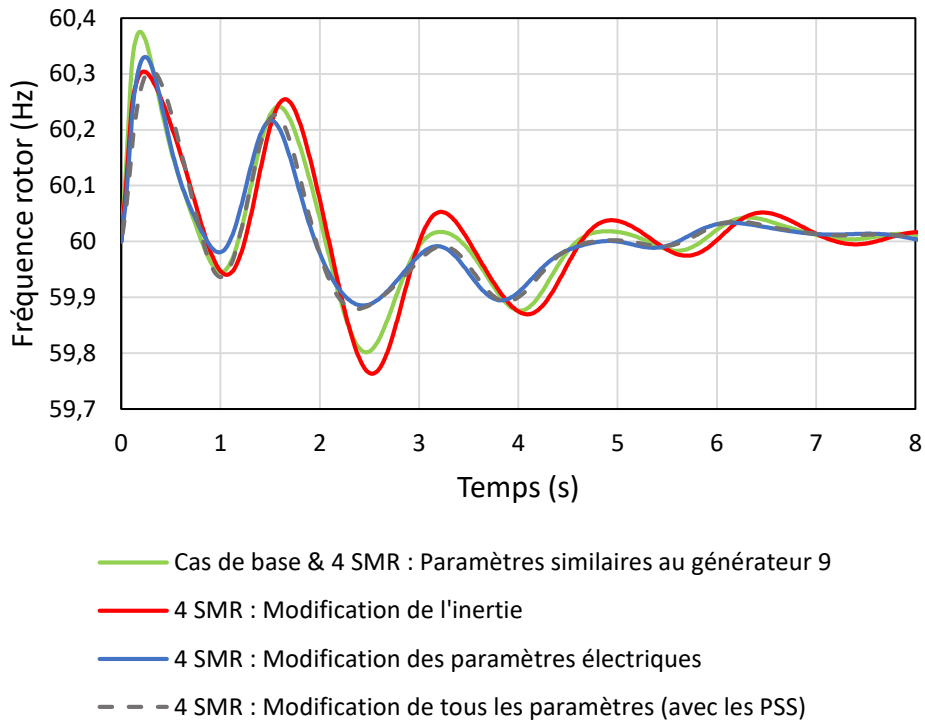


Figure IV-15. Evolution de la vitesse de rotation du rotor pour différents ensembles de paramètres

IV.3.3.2. Caractéristiques électriques et régulation de fréquence

Résultats

Concernant l'estimateur de temps de retour extrême, l'analyse est toutefois moins évidente à cause de sa sensibilité aux oscillations¹.

La Figure IV-16 fait apparaître une légère tendance de diminution du temps de retour extrême lorsque la part de SMR augmente. Quantitativement, le temps de retour extrême est diminué de 1,6 % lorsque la part de SMR sur le réseau augmente de 0 à 56 % comme le résume le Tableau IV.8 et le présente la Figure IV-16.

Tableau IV.8. Indicateurs statistiques du temps de retour extrême

Estimateur	Pente (en ms/%)	Coefficient de corrélation r (en %)	Coefficient de variation des médianes (en %)	Etendue de la régression (en ms)
Temps de retour extrême	-2,05	-92,9	0,8	-123

¹ cf. paragraphe IV.3.2.2.

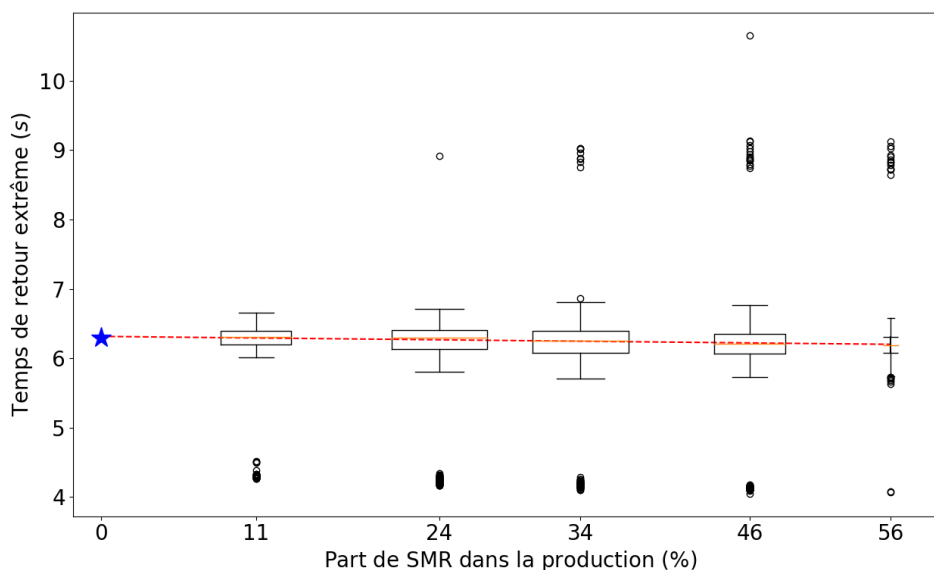


Figure IV-16. Boîte à moustaches des temps de retour extrêmes en fonction de la part de SMR dans la production

Le coefficient de variation des médianes de chaque série de simulations indique que l'impact de la part de SMR sur l'estimateur de temps de retour est faible. Rappelons que la modularisation progressive des centrales nucléaires dans cette étude implique la désactivation de PSS sur le réseau, la modification des paramètres électriques des alternateurs de SMR et de l'inertie de ceux-ci.

La Figure IV-17 donne une représentation de l'impact de chaque changement indépendamment à partir du cas de base (ou lorsque les 20 SMR ont les mêmes paramètres électromécaniques que les centrales nucléaires du cas de base). Contrairement aux temps courts, le changement de l'inertie — toutes choses égales par ailleurs — des machines modifie très peu le temps de retour. La modification des paramètres électriques entraîne une diminution de l'estimateur mais la désactivation des PSS — toutes choses égales par ailleurs — entraîne une forte augmentation du temps de retour. Cela s'explique par le fait que ceux-ci ne jouent plus le rôle de stabilisation du réseau et entraînent une augmentation des oscillations entre les différentes machines du réseau. D'un autre côté, les paramètres électriques, quant à eux, diminuent la valeur de l'estimateur de temps de retour.

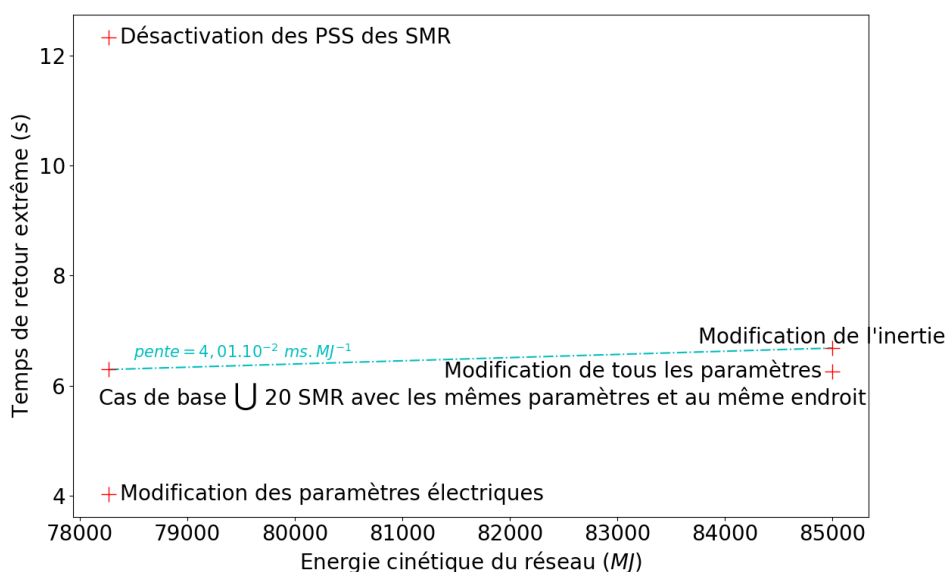


Figure IV-17. Impact des paramètres sur le temps de retour extrême

Ainsi, le remplacement progressif des centrales nucléaires de forte puissance par des SMR implique dans cette étude la désactivation progressive des PSS (choix de simulation 4 de la méthodologie générale). Cet effet déstabilisant le réseau contrebalance l'apport à la stabilité apportée par la modification des paramètres électriques. Les paragraphes suivants expliquent pourquoi les paramètres des SMR issus de [113] et illustré dans les Figure IV-19 et Figure IV-20 sont attendus comme étant plus favorables que celle des centrales nucléaires de forte puissance.

Evolution des paramètres électriques des alternateurs

La variation de fréquence sur le réseau est directement corrélée au déséquilibre de puissance au niveau des rotors des machines synchrones. Or, l'équation (II-17) exprime que la puissance résistive (la puissance électrique) sur le rotor d'une machine synchrone est directement reliée au courant qui traverse l'alternateur.

Or, en faisant certaines hypothèses exprimées en [119], l'équation (IV-11) exprime l'évolution du courant dans l'une des phases *a* d'un alternateur triphasé après un court-circuit à ses bornes. Les constantes de temps qui dépendent des paramètres des circuits électriques (T'_d dépend principalement du bobinage rotorique, T''_d du circuit d'amortissement, α du circuit statorique, etc.) gouvernent l'évolution du courant de court-circuit.

$$i_a(t) = -e\sqrt{2} \left[\underbrace{\frac{1}{x_d}}_{\text{régime établi}} + \underbrace{\left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d}\right) \exp\left(-\frac{t}{T'_d}\right)}_{\text{transitoire}} + \underbrace{\left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d}\right) \exp\left(-\frac{t}{T''_d}\right)}_{\text{sous-transitoire}} \right] \cos(\omega_e t + \varphi) + \underbrace{\frac{e\sqrt{2}}{2} \left(\frac{1}{x''_d} + \frac{1}{x'_q}\right) \exp(-\alpha t) \cos(\varphi)}_{\text{terme apériodique}} \quad (\text{IV-11})$$

Cette équation s'apparente à l'équation (IV-4) dans la forme et dans la signification des termes mais pour un modèle d'alternateur plus complexe. Plus les constantes de temps sont petites, plus les régimes transitoires et sub-transitoires sont courts (voir Figure IV-18). Et plus les coefficients de l'exposant sont petits, plus les courants de court-circuit le seront aussi.

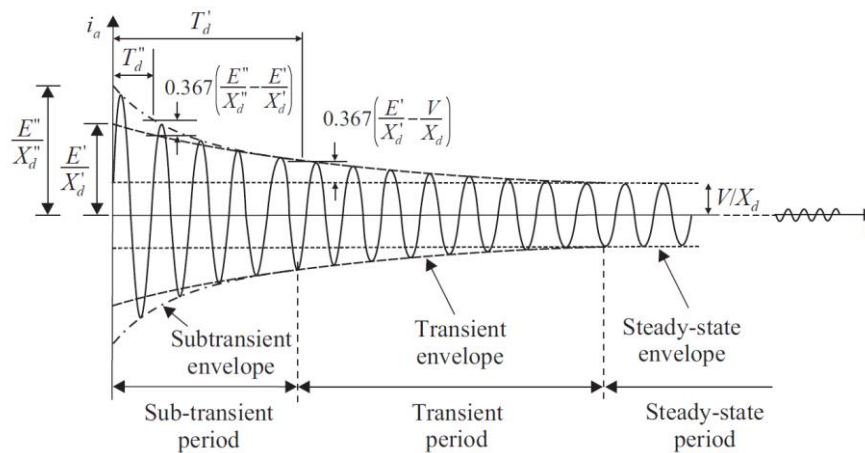


Figure IV-18. Evolution du courant statorique pendant un court-circuit avec un modèle de machine synchrone du 6^{ème} ordre, issue de [1]

Or, dans les tables de données de [113], les inductances synchrones (x), transitoires (x'), sub-transitoires (x''), les constantes de temps en circuit ouvert transitoires (T'_0) et sub-transitoires (T''_0) de turbo-alternateurs typiques de centrales nucléaires sont plus faibles (en absolu) pour les alternateurs de petite taille que pour ceux de forte puissance comme l'illustre la Figure IV-19 et la Figure IV-20. Les points entourés en rouge correspondent aux données du SMR retenu pour l'étude.

La Figure IV-19 présente des coefficients de régime établi, transitoire, sub-transitoire issus de l'équation (IV-11), provenant de [113] et de machines du réseau 39-nœuds et qui sont caractéristiques du comportement de machines synchrones de centrales nucléaires face à un court-circuit. La Figure IV-20 quant à elle présente l'évolution des constantes de temps longitudinales transitoires et sub-transitoires, présentes elles aussi dans l'équation (IV-11) et issues de [113] et des données du réseau 39-nœuds.

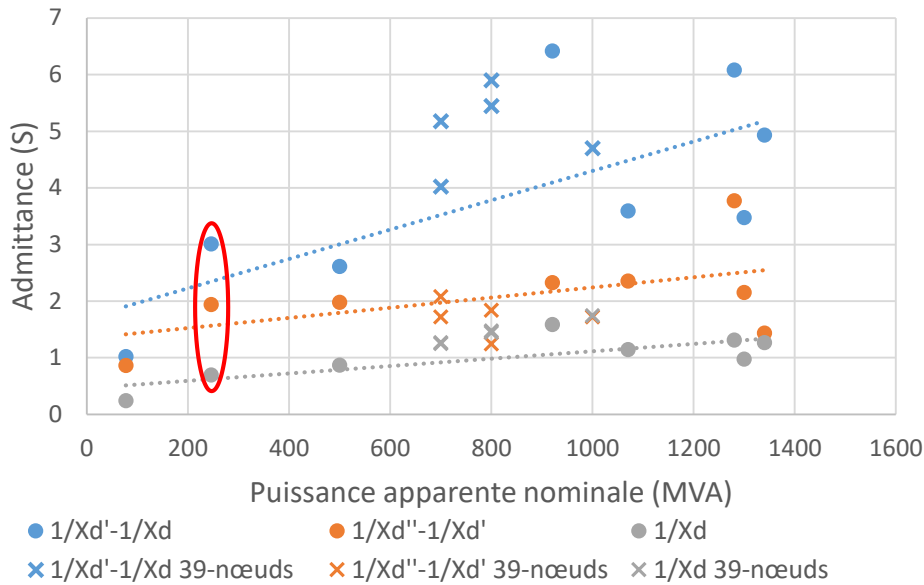


Figure IV-19. Evolution d'admittances¹ de générateurs de centrales nucléaires caractéristiques pour les comportements lors de courts-circuits en fonction de leur puissance active nominale sur le réseau 39-nœuds et d'après [113]

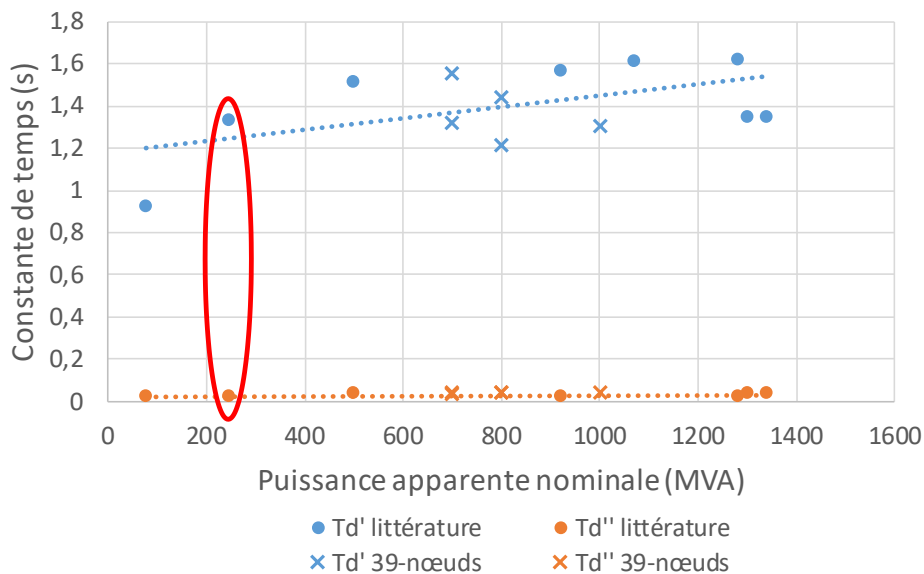


Figure IV-20. Evolution des constantes de temps transitoires² et sub-transitoires de générateurs de centrales nucléaires en fonction de leur puissance active nominale sur le réseau 39-nœuds et d'après [113]

¹ Valeurs exprimées dans les unités du SI.

² $T'_d = T'_{d0} \frac{x'_d}{x_d}$ et $T''_d = T''_{d0} \frac{x''_d}{x'_d}$

Cela explique donc pourquoi les caractéristiques électriques des alternateurs de SMR sont plus favorables que celles des centrales de forte puissance vis-à-vis de la phénoménologie observée à une échelle de temps de la dizaine de seconde, soit celle de l'ordre de grandeurs des constantes de temps T^1 .

IV.3.4. Synthèse de l'étude

Pour conclure, cette étude avait pour objectif de déterminer si les paramètres d'entrée relatifs à :

- La modularisation des centrales ;
- La répartition de la localisation des SMR sur le réseau ;

sur un large réseau maillé pouvaient influencer positivement ou négativement sa stabilité en fréquence suite à un évènement caractéristique de type court-circuit. Pour ce faire, deux estimateurs traduisant les phénomènes liés à l'inertie du réseau et au réglage de fréquence ont été définis :

- La fréquence extrême qui est liée aux phénomènes inertiels ;
- Le temps de retour extrême qui est lié aux phénomènes dû au réglage primaire de fréquence.

Les principaux résultats qui sont résumés dans le Tableau IV.9 démontrent que :

- L'éloignement des moyens de production par rapport à l'évènement considéré impacte positivement la stabilité du réseau étudié. Cet effet est près de deux fois plus marqué pour l'échelle de temps de la seconde que pour celle de la dizaine de seconde avec une variabilité des séries de simulations autour de leur moyenne comprise entre 4,0 et 5,7 % pour l'échelle de temps de la seconde (Tableau IV.5) et entre 1,8 et 3,1 % pour celle de la dizaine de seconde (Tableau IV.6).
- Les caractéristiques des turbo-alternateurs impactent positivement et de manière non négligeable (variabilité des résultats de 4 % autour de leur moyenne) les phénomènes à l'échelle de la seconde grâce aux inerties plus grandes (en relatif) des turbo-alternateurs de SMR que ceux de forte puissance. Quant à leurs caractéristiques électriques, celles-ci influencent positivement les phénomènes à l'échelle de la dizaine de seconde mais les hypothèses de simulation concernant le PSS effacent cet effet et il en résulte une faible variabilité (inférieure à 1 %) des données autour de leur moyenne (Tableau IV.8). L'une des perspectives pourrait être de conforter ces études présentées en s'affranchissant de la déstabilisation apportée par la suppression de divers contrôles-commandes.
- L'échelle de temps de la seconde est presque deux fois plus impactée par les effets de localisation des moyens de production que par la modularisation. La variation extrême des régressions linéaires à l'intérieur de chaque série de simulation est comprise entre -43 et -68 mHz, alors qu'elle est de -35 mHz pour le passage de 0 à 56 % de SMR dans la production (Tableau IV.7).
- Des études d'optimisation de l'emplacement d'une flotte de SMR en remplacement de réacteurs nucléaires de forte puissance sur un réseau sont une perspective du travail. Cependant, la variabilité des impacts de la variation de la localisation des SMR est de moins en moins importante à mesure que la part de SMR augmente dans le mix électrique.
- L'échelle de temps de la dizaine de secondes peut être jusqu'à quatre fois plus impactée par l'augmentation de l'inertie des réacteurs que par la modification des paramètres électriques. En effet, la variation extrême des régressions linéaires à l'intérieur de chaque série de simulation est comprise entre -95 et -445 ms, alors qu'elle est de -123 ms pour le passage de 0 à 56 % de SMR dans la production puisque. Or, comme évoqué à la deuxième page de cette conclusion, des études plus poussées permettraient d'affiner cette comparaison.

¹ cf. Annexe A sur les paramètres des SMR du réseau 39-nœuds.

Tableau IV.9. Résumé des principaux résultats de l'étude sur un réseau continental interconnecté, issus des Tableau IV.5, Tableau IV.6, Tableau IV.7 et Tableau IV.8

Paramètres d'entrée	Echelle temporelle des variables de sortie	Coefficients de variation	Etendue des régressions linéaires	Mécanisme principal
Localisation des moyens de production	Seconde	[4; 5,7] %	[-43; -68] mHz	Eloignement moyens de production
Localisation des moyens de production	Dizaine de secondes	[1,8; 3,1] %	[-95; -445] ms	Eloignement des moyens de production
Caractéristiques des turbo-alternateurs	Seconde	4,3 %	-35 mHz	Inertie
Caractéristiques des turbo-alternateurs	Dizaine de seconde	0,8 %	-123 ms	Paramètres électriques

IV.4. APPLICATION A UN RESEAU INSULAIRE

IV.4.1. Spécificité des réseaux insulaires

L'étude de l'influence de l'implantation de SMR sur la stabilité d'un réseau électrique est aussi pertinente sur des réseaux insulaires ou isolés. En effet, leurs mix énergétiques sont encore aujourd'hui largement dépendants de sources fossiles et l'insertion de SMR pourraient contribuer à réduire cette dépendance. Cependant, les problématiques opérationnelles sont différentes par rapport à un réseau continental. Concrètement, par rapport à l'étude précédente et du point de vue des réseaux insulaires :

- La puissance nominale des SMR proposées dans les travaux précédents est trop élevée pour un réseau isolé vis-à-vis de la règle du N-1¹. En effet, la perte d'un SMR de 300 MW assurant seul la production d'électricité conduit nécessairement à un black-out du réseau ;
- Les machines synchrones de réseaux isolés subissent plus de contraintes que ceux des réseaux continentaux. Les centrales doivent être capables de supporter des variations de leurs points de fonctionnement plus importantes à cause du faible nombre de centrales participant au réglage de fréquence et à cause de la faible inertie du réseau.

Cette section vise donc à adapter la méthodologie globale d'étude de l'influence de l'implantation de SMR à un réseau insulaire, en tenant compte de ses spécificités.

IV.4.2. Application de la méthodologie générale

IV.4.2.1. Le réseau choisi

Le réseau de Guadeloupe présenté dans le Chapitre II est pertinent pour l'étude visée. Outre le fait qu'il s'agisse en effet d'un réseau électrique de transport d'une île, la documentation à son sujet — tant au niveau de ses caractéristiques intrinsèques que de sa modélisation — est abondante.

IV.4.2.2. Transitoire étudié

Parmi les trois familles de transitoires proposés dans la méthodologie générale, la perte d'un moyen de production est naturellement pertinente par rapport aux deux autres. En effet, la modélisation du réseau de Guadeloupe présentée dans le Chapitre II a été validée de manière

¹ La règle du N-1 signifie que le réseau doit pouvoir rester opérationnel en cas de défaillance de n'importe quel élément majeur (ligne, transformateur, production, etc.). Cela inclut notamment la perte de l'élément entraînant le transitoire le plus pénalisant, c'est-à-dire en général la perte du plus gros groupe de production.

préliminaire en se comparant à un essai réel appelé DTG1 et qui consistait à expérimenter un évènement de perte d'un moyen de production. Il s'agit de la perte de l'une des deux tranches de la centrale à Charbon d'une puissance instantanée de 20 MW dans un réseau consommant 140 MW¹.

Les deux transitoires proposés dans ce cas d'application sont deux transitoires de type N-1. Le premier transitoire est simulé lorsque la puissance consommée par le réseau de Guadeloupe est de 140 MW, c'est-à-dire en creux de consommation (et similaire à l'essai DTG1) et le deuxième lorsque la consommation est égale à 210 MW, c'est-à-dire en pic de consommation comme l'illustre la Figure IV-21.

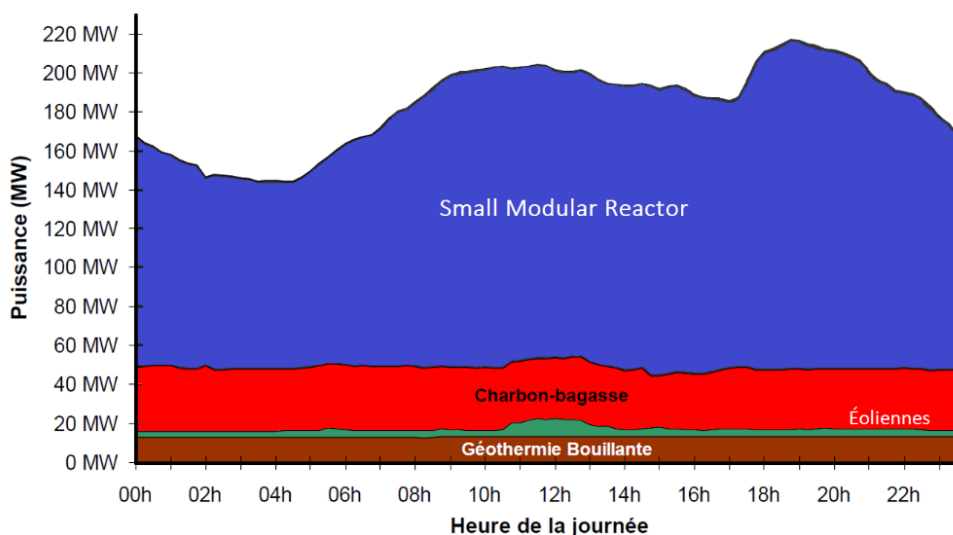


Figure IV-21. Exemple de plan de production journalier Guadeloupéen avec substitution de moyens carbonés par des SMR, adaptée de la Figure II-11.

IV.4.2.3. Les variables de sortie

Parmi les variables de sorties définies dans la méthodologie générale, le temps de retour n'est pas utilisé car d'une part, la dynamique du réseau à l'échelle de la seconde n'a pas été validée dans le chapitre 3 vis-à-vis de la pertinence du GOV IEEEG1 dans un réseau insulaire. Et d'autre part, le manque de PSS entraîne des oscillations qui s'amortissent trop lentement et qui ne rendent pas l'estimateur de temps de retour exploitable.

Les deux variables de sortie de fréquence extrême et de variation de puissance sont illustrées dans la Figure IV-22 pour un transitoire de perte d'un moyen de production. Les oscillations visibles dans les deux sous-figures sont celles qui ont motivé la non-prise en compte de l'estimateur de temps de retour extrême proposé dans la méthodologie générale.

¹ cf. Annexe B.

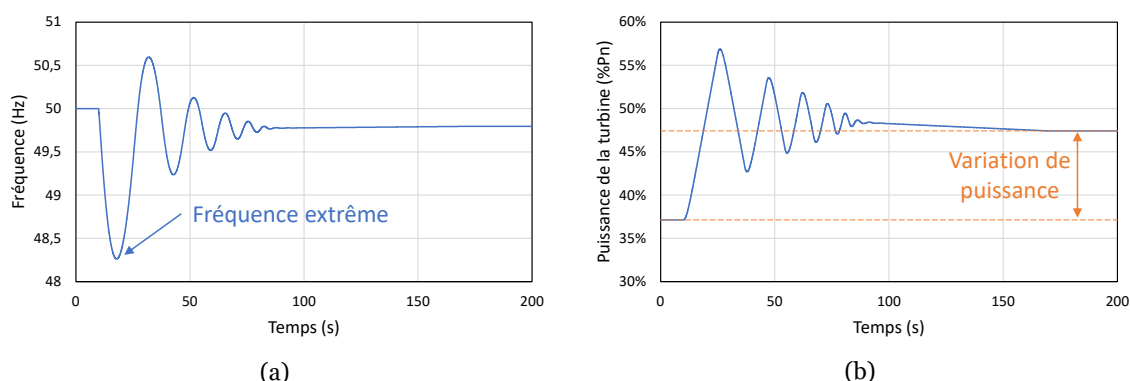


Figure IV-22. Illustration du comportement du réseau de Guadeloupe après événement de type N-1 et illustration des deux estimateurs : (a) de fréquence extrême ; (b) de variation de puissance

IV.4.2.4. Plan d'expérience

L'application stricte de la méthodologie générale implique sur le réseau de Guadeloupe la modularisation d'une seule centrale car la centrale diesel et la TAC sont situées sur le même site. Ce paramètre d'entrée, ainsi que le nombre de centrales modularisables ne peuvent donc prendre qu'une seule valeur. Concernant les vitesses maximales d'ouverture et de fermeture de la vanne d'admission à la turbine, celles-ci sont, comme proposé dans la méthodologie générale, régulièrement partitionnées en 10 valeurs entre 0,5 et 5 %/s.

Les modèles de SMR sont limités à ceux allant de 20 à 100 MVA car le modèle de 245,5 MVA est trop puissant pour un réseau isolé. Il pourrait couvrir à lui tout seul la totalité des besoins en pic et sa perte entraînerait des transitoires trop violents.

De plus, l'impact de la localisation des SMR n'est pas étudiée sur ce réseau car la modélisation de celui-ci est trop instable sans PSS.

Les choix d'application de la méthodologie au cas insulaire sont résumés dans le Tableau IV.10. Les lignes surlignées en rouge correspondent aux écarts d'application vis-à-vis de la méthodologie générale, les autres lignes correspondent à l'application stricte de la méthodologie.

Tableau IV.10. Plan d'expérience adapté au réseau insulaire

Paramètre d'entrée	Domaine de définition
Nombre de centrales modularisées	1 seule centrale diesel/TAC
Centrales modularisées	La seule centrale diesel/TAC
Type de SMR	{5 types de SMR de 20 à 100 MVA}
Localisation des SMR	Le seul nœud d'origine
Vitesses U_c et U_o	{0,5 %/s ; 1 %/s ; ... ; 5 %/s}

Contrairement au réseau continental, il n'y a pas besoin de limiter le nombre de simulations car le paramètre de type de SMR ne prend que cinq grandeurs différentes et le paramètre d'entrée de vitesse d'ouverture de la vanne est partitionné en un nombre fini de dix valeurs. Cela mène à un total de 5×10 simulations menées pour ce cas d'application.

IV.4.3. Influence du nombre de SMR et de leurs puissances nominales

Cette sous-section permet de présenter l'analyse de l'influence des modèles de SMR (implicitement leur puissance nominale) et de leurs rampes de puissance sur la stabilité en fréquence du réseau et sur les puissances appelées au SMR suite à un événement de type N-1.

IV.4.3.1. Taille de la flotte et comportement du réseau

Les résultats des creux de fréquence créés par la perte du groupe de production le plus puissant en fonction des rampes de puissances et de la puissance nominale des centrales sont présentés dans la Figure IV-23. Dans cet exercice, la puissance développée par la tranche de la centrale à charbon la plus puissante est de 26 MW et celle totale des SMR est de 77 MW. La perte d'un SMR est donc l'élément le plus pénalisant seulement dans le cas où le réseau comporte 1 ou 2 tranches de SMR. Dans tous les autres cas, la tranche la plus puissante de la centrale à charbon produit plus que chacun des SMR.

La bande verte dans la Figure IV-23 correspond aux cas dont la fréquence est supérieure au premier seuil de délestage de 48,5 Hz. Les points présents dans la zone verte ne dégradent alors pas la stabilité du réseau.

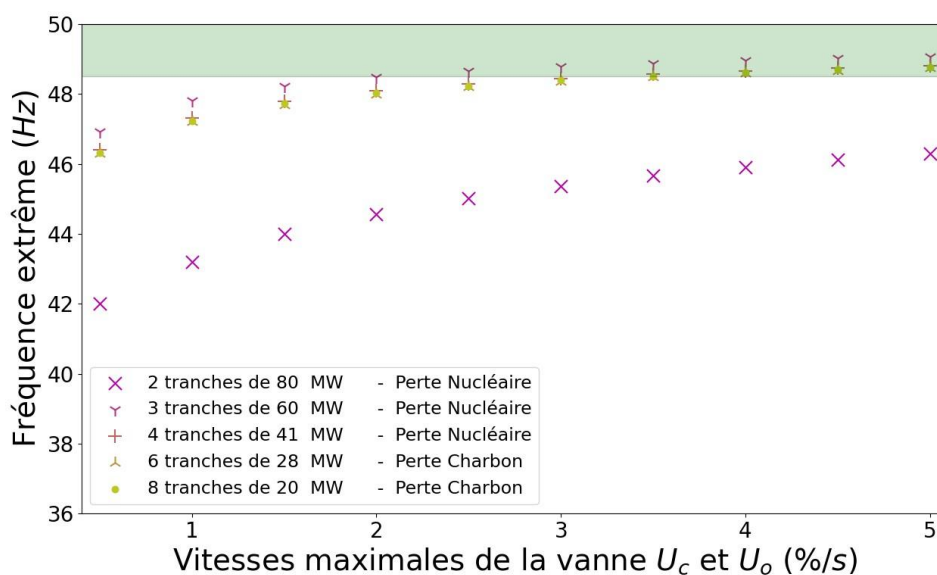


Figure IV-23. Cartographie des creux de fréquence lors d'un événement de type « N-1 » lors d'un creux de consommation

Le fait que l'évènement de perte d'une tranche d'un SMR ne s'applique que dans une série de données conduit dans la Figure IV-23 à une différenciation des résultats entre le cas pénalisant correspondant à la perte du nucléaire et les cas presque superposés où il s'agit de la perte d'une tranche de la centrale à charbon.

Dans l'ensemble des résultats issus de la perte de la centrale à charbon, la valeur de l'inertie explique la répartition des résultats à rampe de puissance fixée. Les simulations impliquant les modèles de SMR ayant l'inertie la plus forte provoquent les creux de fréquence les plus faibles. La variabilité des résultats liée à l'inertie des modèles de SMR parmi les résultats issus de la perte d'une tranche de la centrale à charbon est comprise entre 0,3 Hz et 0,6 Hz. Cette variabilité est plus faible que :

- La variabilité issue du paramètre des vitesses d'ouverture de la vanne pour une même série de simulations à nombre de tranches constantes qui est de 4,2 Hz pour la perte de nucléaire et d'environ 2,3 Hz pour la perte d'une tranche de la centrale à charbon ;
- La variabilité due à la perte d'un SMR plutôt que d'une tranche de la centrale à charbon qui est comprise entre 2,5 et 4,3 Hz en fonction de la rampe de puissance.

La Figure IV-24 présente la même étude paramétrique lorsque le réseau de Guadeloupe est en période de pic de consommation, c'est-à-dire aux environs de 210 MW d'après la Figure IV-21. Dans

ce cas, la puissance développée par la tranche la plus puissante de la centrale à charbon est toujours de 26 MW mais celle totale des SMR est de 141 MW. La perte d'un SMR est donc l'élément le plus pénalisant lorsque le réseau comporte moins de 5 tranches de SMR.

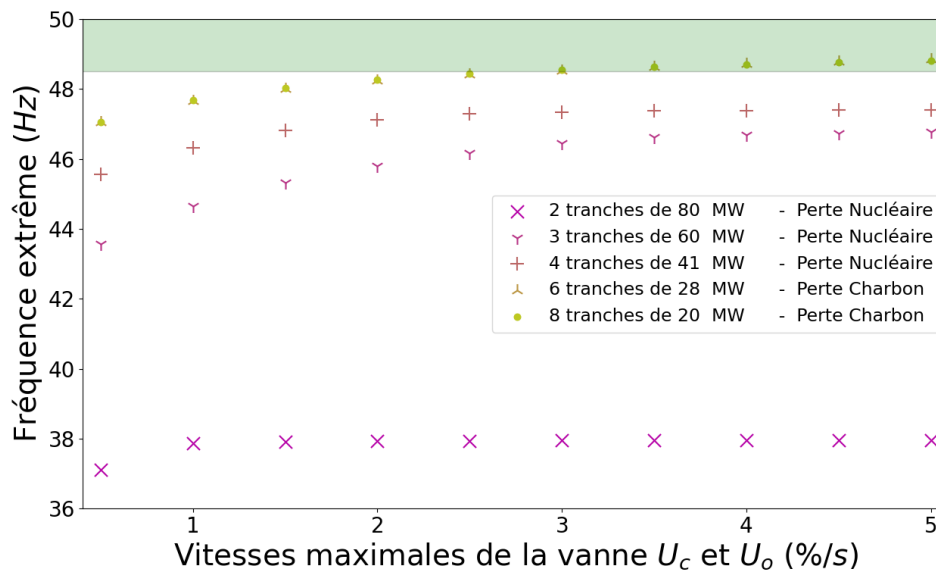


Figure IV-24. Cartographie des creux de fréquence lors d'un événement de type « N-1 » lors d'un pic de consommation

Il apparaît alors que la présence de SMR d'une puissance nominale supérieure à environ 30 MW entraîne des transitoires trop contraignants en cas de perte de l'un d'entre eux. Parmi les cas où la centrale à charbon est l'élément le plus pénalisant des événements, il n'apparaît pas de distinction en fonction du nombre de SMR : la présence de 6 SMR d'une puissance nominale de 28 MW ou de 8 de 20 MW donnent des résultats similaires du point de vue du réseau électrique. Dans ces deux mêmes cas, il est nécessaire que les turbines de SMR puissent atteindre des rampes de puissance de l'ordre de 3,5 %Pn/s.

Le paragraphe suivant présente les résultats du point de vue des SMR, en analysant l'évolution de l'estimateur de variation de puissance.

IV.4.3.2. Taille de la flotte et comportement des SMR

L'évènement le plus pénalisant pour les SMR parmi les deux présentés précédemment est la perte d'un moyen de production en période de pic. En effet :

- Si le groupe perdu le plus puissant est un SMR alors sa puissance est plus importante qu'en période de creux car il est responsable du suivi de charge ;
- Si le groupe perdu est une centrale à charbon, les SMR produisent tout de même plus de puissance et ont donc une réserve de puissance moindre.

La Figure IV-25 présente la variation de puissance des SMR engendrée par cet évènement de perte d'un moyen de production lors d'un pic de consommation.

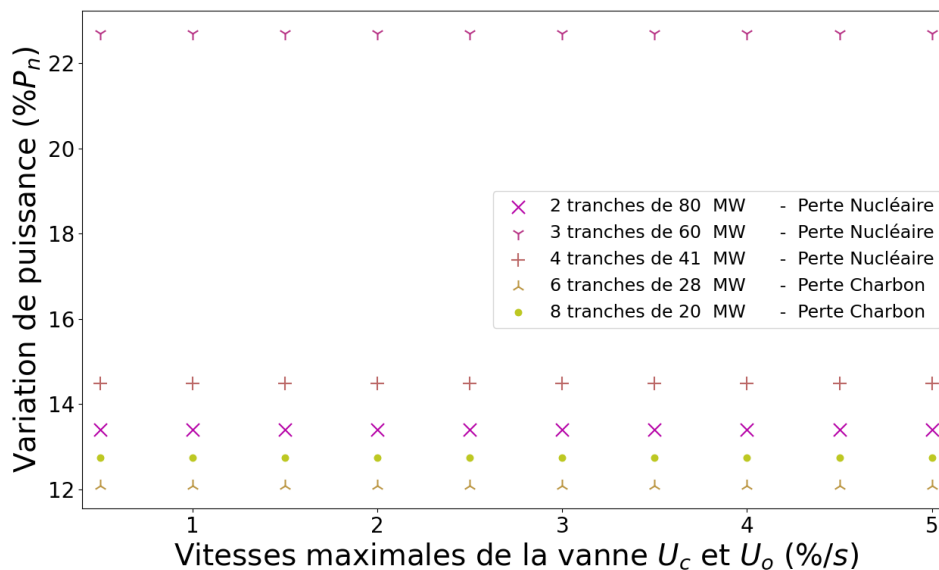


Figure IV-25. Cartographie des variations de puissance impliquées lors d'un événement de type « N-1 » lors d'un pic de consommation

Deux faits intéressants apparaissent sur cette Figure IV-25 mais ne sont pas essentiels à l'analyse :

- Pour chaque niveau d'insertion de SMR, la variation de puissance est indépendante des vitesses maximales d'ouverture et de fermeture des vannes. Ce résultat est logique car les SMR sont en majorité responsables de la régulation de fréquence et donc de l'équilibre production/consommation. Ainsi, les SMR compensent (aux pertes près) la puissance du moyen de production perdu.
- La variation de puissance du cas « 2 tranches » est plus faible que pour le cas « 3 tranches » car elle est saturée par sa puissance maximale. Autrement dit dans ce cas, en période de pic, la perte d'un SMR ne peut être complètement compensée par l'autre SMR.

Parmi les résultats présentés, il est surtout utile de se concentrer sur les 2 niveaux d'insertion de SMR qui permettent de ne pas déstabiliser le réseau. Il s'agit des cas où 6 et 8 tranches de SMR sont implémentés sur le réseau d'après le paragraphe IV.4.3.1 précédent. Il apparaît que la présence de 6 SMR de 28 MW entraîne une plus faible variation de puissance pour les SMR que lorsque 8 SMR de 20 MW sont présents. En réalité, la puissance totale à compenser est la même, la différence vient du fait que la capacité installée totale est légèrement différente.

Application numérique

La puissance totale à compenser est de 26 MW. En faisant l'hypothèse que la centrale à charbon-bagasse ne participe pas au réglage primaire :

- Pour 6 SMR d'une puissance nominale de 28 MW chacun : chaque SMR doit compenser 4,3 MW, ce qui donne 15,5 %Pn ;
- Pour 8 SMR d'une puissance nominale de 20 MW chacun : chaque SMR doit compenser 3,8 MW, ce qui donne 16,2 %Pn.

L'application numérique surestime légèrement les résultats obtenus mais cela s'explique car la centrale à charbon participe aussi à la régulation de fréquence. En outre, cette application numérique permet surtout de confirmer que la différence observée entre 6 SMR et 8 SMR dans la Figure IV-25 provient de la différence de capacité installée seulement.

Ainsi, au total, il apparaît que le **remplacement des centrales diesel et TAC par au moins 6 tranches de SMR d'une puissance unitaire de 28 MW ne déstabiliserait pas la stabilité**

en fréquence du réseau de Guadeloupe modélisé. Cependant, au niveau de la dynamique des SMR, cela implique :

- Une production d'environ 84 % P_n en pic ;
- Une production de 46 % P_n en creux ;
- Une réserve de puissance d'environ 12 % P_n pour satisfaire l'équilibre offre-demande en cas de perte de l'un des moyens de production ;
- Des rampes de puissances de 3,5 % P_n /s pour le réglage primaire.

Par rapport aux centrales nucléaires historiques :

- L'intervalle de puissance entre le creux de consommation et le pic sur le réseau étudié est de l'ordre de 45 % P_n . Cette amplitude de variation pour du suivi de charge est tout à fait atteignable pour les centrales nucléaires historiques. En effet, le mode G de pilotage des réacteurs permet des variations jusqu'à 70 % P_n pour le suivi de charge [33, 120, 121] ;
- La puissance produite en pic de consommation est plutôt faible pour un palier haut de puissance. En effet, les exploitants de réacteurs REP surveillent le temps passé en-dessous de 90 % P_n au-delà de 8 h pour des questions d'interaction pastille-gaine [121]. Or une puissance de 84 % n'est pas un palier haut pour les réacteurs actuels du parc français ;
- La réserve primaire de 12 % est presque cinq fois plus importante que pour les REP historiques, les Konvoi et l'EPR [33] ;
- La rampe de 3,5 % P_n /s est plus de trois fois supérieure à celle maximale des Konvoi et de l'EPR qui est de 1 % P_n /s [33]. Toujours d'après [33], les VVER AES-2006 sont toutefois capables de rampes de 5 % P_n /s sur des amplitudes de ± 10 % P_n .

Ces comparaisons aux centrales nucléaires historiques indiquent une nécessité de flexibilité accrue des réacteurs nucléaires tant sur les points de fonctionnement que sur les réserves et les dynamiques par rapport aux centrales historiques.

IV.4.4. Synthèse de l'étude

Pour conclure, cette étude avait pour objectif de déterminer comment deux paramètres d'entrée :

- La puissance nominale des SMR (et par conséquent leur nombre) ;
- Les rampes de puissance admissibles des SMR ;

sur un réseau insulaire pouvaient influencer sa stabilité en fréquence suite à un événement caractéristique de type N-1. Pour ce faire, deux variables de sortie ont été étudiées :

- La fréquence extrême permettant de se comparer au seuil de délestage du réseau ;
- La variation de puissance du SMR impliquée dans le réglage de fréquence pour déterminer les contraintes apportées par un réseau insulaire sur le type de SMR optimal ;

Les principaux résultats démontrent que l'implantation de SMR nécessite :

- Une faible puissance des SMR qui est limitée par l'impact qu'aurait la perte de l'un des SMR : la puissance des SMR doit être inférieure à 30 MW ;
- Des rampes de puissance à la turbine pour la régulation de fréquence qui doivent être augmentées à environ 3,5 % P_n /s. Cette augmentation est toutefois celle de l'ordre de grandeur des VVER récents (jusqu'à 5 % P_n /s) mais sur des amplitudes légèrement plus faibles ;

- Des innovations technologiques afin de :
 - Quintupler la réserve nécessaire pour satisfaire les variations de puissance pour qu'elle atteigne $12 \%P_n$;
 - Permettre aux réacteurs de fonctionner de manière prolongée à ce qui est considéré aujourd'hui comme étant un niveau de puissance intermédiaire.

A retenir du Chapitre IV- Apport des SMR à la stabilité des réseaux électriques contraints

- Une méthodologie générale permettant de quantifier les caractéristiques influençant la stabilité de réseaux électriques suite à l'insertion de SMR a été proposée. Elle repose suivant la topologie du réseau électrique sur la définition :
 - D'un réseau électrique de référence ;
 - De paramètres d'entrée de SMR à faire varier ;
 - D'un transitoire à adapter au cas d'étude ;
 - De variables de sortie permettant de quantifier l'impact des paramètres d'entrée sur la stabilité en fréquence du réseau ;
- Cette méthodologie a été appliquée à deux topologies de réseaux ;
- Pour un réseau continental maillé (réseau 39-nœuds) après un court-circuit :
 - L'éloignement des moyens de production par rapport à l'évènement type améliorent la stabilité à l'échelle de la seconde (liée aux phénomènes inertiels) et à l'échelle de la dizaine de seconde (liée au réglage de fréquence et aux caractéristiques électriques des alternateurs du réseau) ;
 - La diminution de la taille des turbo-alternateurs implique :
 - Une augmentation de la constante d'inertie. Cela implique alors une amélioration de la stabilité à l'échelle de la seconde à puissance totale conservée ;
 - Une modification des paramètres électriques qui devraient entraîner une amélioration de la stabilité à l'échelle de la dizaine de seconde. Cependant cet effet est occulté par la déstabilisation du réseau apportée par la suppression des correcteurs PSS, impliquant l'une des limites de l'étude.
- Pour un réseau isolé et insulaire (Guadeloupe) après la perte d'un poste de production :
 - La puissance nominale des SMR doit être inférieure à 30 MW ;
 - Des innovations technologiques sont à prévoir pour :
 - Améliorer les rampes de puissance des SMR par rapport à celles des REP français actuels ;
 - Augmenter la part de puissance destinée à la réserve primaire de fréquence ;
 - Permettre aux réacteurs de fonctionner à puissance intermédiaire en continu.

Chapitre V - CONCLUSION ET PERSPECTIVES

V.1. CONCLUSION

La mutation des systèmes électriques engagée afin de réduire la production de gaz à effet de serre d'origine anthropique soulève de multiples questions. De nombreux pays tendent à augmenter la part d'Énergies Renouvelables Intermittentes (EnRI) dans leur production électrique en lieu et place de moyens de productions pilotables couplés aux réseaux par des machines synchrones. Ces moyens de productions historiques assuraient de par leur conception une stabilité des réseaux électriques. Au contraire, les EnRI de par leur conception n'offrent pas naturellement ces mêmes avantages. La recherche est très active pour permettre leur intégration dans de fortes proportions sans dégrader la stabilité des réseaux dans lesquels ils sont incorporés. Parmi tous les moyens de production innovants à l'état de recherche qui sont décarbonés, sûrs et pilotables existent les Small Modular Reactors : des réacteurs nucléaires de plus petite taille que les centrales nucléaires historiques. Ces SMR sont aussi attendus pour être plus flexibles tant pour leur déploiement, que pour leurs usages et leur exploitation. Nous avons donc proposé dans ces travaux de **caractériser l'intégration d'un parc de SMR dans des réseaux électriques dans un contexte de besoin accru de flexibilité vis-à-vis de leurs stabilités intrinsèques.**

Tout d'abord, un travail bibliographique a permis de montrer qu'une échelle de temps impliquant des mécanismes d'ordre physique était particulièrement contrainte par l'intégration d'EnRI. Cette échelle est celle allant de la **seconde à la minute**. De la littérature scientifique concernant les SMR et cette échelle de temps existe, mais ne traite ni de la **flexibilité du déploiement** attendu des SMR sur des réseaux électriques, ni de leur **manœuvrabilité accrue**. Le positionnement de ces travaux traite donc de cette partie-là.

L'approche étant bi-disciplinaire, elle réclame des moyens simulateurs dont les modèles représentent le plus fidèlement la réalité des dynamiques, à la fois des réseaux électriques mais aussi des réacteurs nucléaires. Cependant, aucun outil de calcul ou logiciel de simulation ne permet de simuler l'ensemble des phénomènes physiques allant des contre-réactions neutroniques jusqu'aux prises de courant chez les particuliers. Outre le fait de choisir de limiter l'étude de réseau électrique au fonctionnement des réseaux de transport et l'étude de la dynamique des réacteurs à leur thermohydraulique, il a été décidé de choisir deux outils de simulation chacun représentatifs de chaque physique et non de coder *ex nihilo* des modèles de l'un dans l'autre. Le code CATHARE — pour la thermohydraulique des réacteurs — possède des modélisations poussées des circuits hydrauliques et des turbines, tandis que le logiciel PowerFactory — pour les réseaux électriques — possède des modélisations poussées des alternateurs et de l'ensemble du réseau électrique.

Il a donc été entrepris de quantifier l'impact des choix de modélisation de chaque code indépendamment ainsi qu'en effectuant un chaînage (étape la plus simple pour un couplage fort). Cette quantification impliquait donc de comparer les résultats issus de simulations sur des mêmes événements représentatifs de phénomènes particulièrement intéressants à l'échelle de temps choisi : un court-circuit fugitif et la perte d'un poste source. D'un point de vue simulateur, il a ainsi été démontré sur un réseau donné (39-nœuds) et à l'aide d'un circuit hydraulique simplifié de réacteur nucléaire (SCE d'ASTRID 600 Gaz) que le chaînage de PowerFactory vers CATHARE était utile pour améliorer la représentativité de l'influence des aléas d'un réseau électrique sur la dynamique des réacteurs. Cependant à l'inverse, le chaînage n'a pas d'impact significatif sur la représentativité du comportement d'un grand réseau électrique interconnecté avec une proportion de 41 % de la production effectuée par du nucléaire. Ce deuxième point soulevé permet donc d'affirmer que l'étude de l'influence des SMR sur la stabilité des réseaux électriques peut se passer de la prise en compte de la dynamique réelle de ces réacteurs nucléaires. Autrement dit, que les modèles simplifiés de SMR

sur PowerFactory sont suffisants pour étudier l'impact de la présence de SMR sur les réseaux électriques.

Cette dernière conclusion permet donc de mener à bien des études, sans couplage, sur l'apport des SMR à la stabilité de réseaux électriques contraints. Une méthodologie globale a été présentée afin de quantifier l'impact des caractéristiques propres aux SMR, liées à leur flexibilité de déploiement et de manœuvrabilité, sur la stabilité de réseaux. Cette méthodologie repose, suivant la topologie du réseau, à définir un réseau électrique représentatif. Puis à adapter suivant la situation : les paramètres d'entrée à faire varier, les transitoire d'intérêt, les paramètre d'intérêt et les variables de sortie à comparer et analyser.

Appliquée à un réseau électrique continental maillé et interconnecté représenté par le réseau 39-nœuds, il advient que la **flexibilité du déploiement** géographique des moyens de productions par rapport à l'évènement choisi **peut légèrement améliorer la stabilité** à l'échelle de la seconde (liée à l'inertie du réseau) et à l'échelle de la dizaine de secondes (liée au réglage de fréquence et aux caractéristiques électriques des alternateurs du réseau). Cette flexibilité peut être bénéfique lorsqu'elle est utilisée pour éloigner (en moyenne) les moyens de productions d'un évènement perturbateur donné. Placés aléatoirement, la variabilité des résultats de simulation est de 4 à 6 % à l'échelle de la seconde et de 2 à 3 % à l'échelle de la dizaine de secondes. En outre, d'un point de vue intrinsèque, la plus **faible taille des SMR** implique en moyenne une **amélioration de la stabilité** du réseau d'environ 4 % à l'échelle de la seconde, lorsque la part de production des SMR passe de 0 à 56 %. Cette amélioration est causée par une augmentation de l'inertie du système (en relatif) apportée par les caractéristiques mécaniques bénéfiques des SMR. Les deux effets apportés par la pénétration croissante des SMR et par leur éloignement à un évènement donné se cumulent, quoique l'impact de ce dernier diminue lorsque la part de SMR augmente dans la production.

Appliquée à un réseau électrique insulaire représenté par celui de la Guadeloupe, la **flexibilité sur la taille des SMR permet l'implantation** de réacteurs nucléaires sur des réseaux de faible puissance sans dégrader leur stabilité aux échelles de temps inférieures à la minute. Il est toutefois nécessaire d'implanter des SMR d'une puissance **inférieure à 30 MWe** ; capables, pour la régulation de fréquence, de **rampes de puissances à la turbine de 3,5 %Pn/s** élevées mais réalistes ; de **quintupler les réserves de puissance** allouées à la réserve primaire de fréquence par rapport aux réacteurs nucléaires français du parc ; et finalement de permettre aux SMR de fonctionner sur de longues périodes à des puissances considérées à l'heure actuelle comme des **puissances intermédiaires**.

V.2. PERSPECTIVES DES TRAVAUX

Les travaux présentés dans ce manuscrit comportent toutefois certains aspects méritant d'être poussés, consolidés et améliorés.

Concernant le couplage

Il semble pertinent de prolonger le chaînage jusqu'au cœur du réacteur et de ne plus le considérer comme une condition aux limites. En effet, le jeu de donnée utilisé sur CATHARE considère la partie réacteur de la centrale comme étant une condition aux limites de pression, de température et de débit. Ce choix de réduire la taille du jeu de données a été effectué afin de faciliter la mise en place algorithmique du chaînage, sans toutefois avoir été remis en cause ultérieurement. Ce prolongement du chaînage pourrait permettre d'étudier l'impact des transitoires issus de la turbine — avec une dynamique réaliste — sur le cœur, sa dynamique et ses contre-réactions notamment.

L'une des hypothèses effectuée dans le chapitre concernant le chaînage avec le réseau 39-nœuds est que le remplacement des centrales nucléaires sur les réseaux électriques ne peut pas concerner l'une des centrales pour des raisons de stabilité numérique des calculs. De ce fait, l'une des conclusions de cette étude est que jusqu'à 46 % de SMR sur ce réseau, il est possible d'assimiler les modèles en amont de la turbine à un modèle de régulateur de vitesse simplifié. Cependant, le chapitre

suisant présente des études avec 56 % de SMR ayant des régulateurs de vitesse simplifiés car les potentielles instabilités numériques ont été traitées. Il pourrait donc être pertinent d'effectuer à nouveau ce chaînage, en prenant en compte le remplacement du réacteur nucléaire en question, pour confirmer ou infirmer la représentativité des résultats obtenus dans le Chapitre IV pour une telle part de production.

Aussi, les études de l'implantation de SMR sur un réseau insulaire ont été effectués en considérant que leur dynamique pouvait là-aussi être modélisée par un régulateur de vitesse simplifié, prolongeant les résultats du Chapitre III obtenus sur un réseau continental, à un réseau insulaire. Il semble alors pertinent d'effectuer le cas d'application du chaînage à des types de SMR de faible puissance et sur un réseau insulaire. Cela permettrait de s'assurer de la représentativité de la dynamique des SMR sur un réseau de plus faible puissance et plus sensible aux dynamiques individuelles de chaque centrale.

En outre, une réflexion autour de modèles permettant une meilleure prise en compte des transitoires provenant de la turbine sur CATHARE pourrait être menée. L'idée serait de pouvoir aboutir à implémenter dans CATHARE un modèle de réseau électrique plus précis que celui implémenté à l'heure actuelle.

Concernant la méthodologie d'étude

Les méthodes de tirage des paramètres d'entrée parmi leurs domaines de définition pourraient être optimisées. En effet, certains paramètres sont tirés aléatoirement et d'autres sont parcourus de manière prédéterminée. L'appel à des méthodes statistiques plus avancées pourraient permettre de mieux caractériser les mécanismes identifiés dans cette thèse en décrivant par exemple les couplages potentiels entre les paramètres d'entrées.

La méthodologie générale proposée dans le Chapitre IV pourrait être enrichie d'autres paramètres d'entrée telle que la nature de l'évènement perturbateur (autres courts-circuits, perte d'un poste source, perte de production) et de leurs paramètres (durée, intensité, localisation).

Concernant le réseau continental

L'application de la méthodologie générale au cas continental ne considère pas les paramètres d'entrée que sont le type de SMR (à puissances différentes) et les rampes de puissance admissibles par les turbines. L'application stricte de cette méthodologie pourrait être intéressante et permettre d'améliorer les connaissances de l'impact des SMR sur leur intégration à des réseaux électriques.

L'une des limites de l'application sur le cas continental concerne les oscillations entre machines qui ne sont pas assez amorties à cause du manque de PSS sur le réseau. Il semble intéressant, afin de capturer l'impact des paramètres électriques des alternateurs de SMR, de s'intéresser à des méthodes de paramétrage de PSS de manière automatiques ou rapides.

Réseau insulaire

Concernant le réseau insulaire, l'application stricte de la méthodologie générale permettrait de capturer l'impact des phénomènes liés à la spatialité des moyens de production sur ce type de réseau. En effet, à cause du manque de PSS, le paramètre d'entrée concernant la localisation des SMR n'est pas pris en compte. La mise en place d'un paramétrage facilité de PSS sur ce réseau, comme sur le réseau continental pourrait permettre d'élargir les résultats issus de cette méthodologie.

Ouverture à d'autres types d'études

Finalement, ces études permettent d'envisager d'autres approches en rapport avec la question initiale de la caractérisation de l'intégration d'un parc de SMR sur un réseau électrique dans un contexte de besoin accru de flexibilité.

L'ajout d'EnRI sur les deux modèles de réseaux électriques étudiés — qui en sont dépourvus à l'heure actuelle — permettraient de réellement prendre en compte le besoin accru de flexibilité. En

effet, cet ajout permettrait d'étudier l'impact de la présence de SMR sur des réseaux ayant des inerties plus faibles. Cela pourrait donner deux nouveaux réseaux caractéristiques sur lesquels appliquer la méthodologie : un réseau continental à faible inertie et un réseau insulaire à faible inertie.

La prise en compte de nombre des points cités précédemment concernant notamment les analyses de sensibilité, l'ajout de paramètres d'entrée sur les événements, ainsi que l'amélioration de la stabilité du réseau vis-à-vis des oscillations, pourraient mener à d'autres types d'études. En l'occurrence, il semblerait pertinent d'étudier s'il existe des répartitions optimales de SMR sur divers réseaux en prenant en compte tout type d'évènements et tous types de SMR.

REFERENCES

- [1] M. Eremia et M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*, Wiley, 2003.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [3] GIEC, *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Suisse, 2014.
- [4] Ministère de la transition écologique, «Chiffres clés du climat - France, Europe et Monde,» 2021.
- [5] Nations Unies , «Accords de Paris,» 2015.
- [6] X. Wang, F. Blaabjerg et W. Wu, «Modeling and Analysis of Harmonic Stability in an AC Power-Electronics-Based Power System,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, n°112, pp. 6421-6432, 2014.
- [7] B. Hu, C. Zhao, S. Sahoo, C. Wu, L. Chen, H. Nian et F. Blaabjerg, «Synchronization Stability Enhancement of Grid-Following Converter Under,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 38, n°12, pp. 1485-1488, 2323.
- [8] R. Musca, F. Gonzalez-Longatt et C. A. Gallego Sánchez, «Power System Oscillations with Different Prevalence of Grid-Following and Grid-Forming Converters,» *Energies*, vol. 15, 2022.
- [9] J. Quintero, V. Vittal, G. T. Heydt et H. Zhang, «The Impact of Increased Penetration of Converter Control-Based Generators on Power System Modes of Oscillation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n°15, 2014.
- [10] A. Widuto, «Reforming the EU electricity market,» Union européenne, 2023.
- [11] J.-F. Carencio, *DELIBERATION N°2022-188. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 juin 2022 portant décision de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur*, Commission de Régulation de l'Énergie, 2022.
- [12] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu et S. Engelken, «Grid-forming converters: an overview of control approaches and future trends,» *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 4292-4299, 2020.
- [13] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh et S. Garudachar Srivani, «Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A review,» *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, n°14, 2017.
- [14] M. Debry, «Intégration massive d'électronique de puissance : synchronisation et stabilité des grands systèmes électriques,» *Revue de l'électricité et de l'électronique*, n°15, 2016.
- [15] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill et G. Verbič, «Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper),» *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018.
- [16] D. Sharma, F. Sadeque et B. Mirafzal, «Synchronization of Inverters in Grid Forming Mode,» *IEEE Access*, vol. 10, pp. 41341-41351, 2022.
- [17] H. Shahinzadeh, J. Moradi, G. B. Gharehpetian, H. Nafisi et M. Abedi, «Internet of Energy (IoE) in Smart Power Systems,» *2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KBEI)*, pp. 627-636, 2019.

-
- [18] G. Masson, Enjeux et défis de l'intégration de productions décentralisées et renouvelables sur les réseaux électriques, 2009.
- [19] N. Mahmud et A. Zahedi, «Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 582-595, 2016.
- [20] V. Silva, M. Lopez-Botet Zulueta, Y. Wang, P. Fourment, T. Hinchliffe et A. Burtin, «Analyse technico-économique d'un système électrique européen avec 60% d'énergies renouvelables,» *Revue de l'électricité de l'électronique*, 2016.
- [21] M.-P. Houry, S. Lepy, F. Georges, L. Balea et G. Sanchis, «Le TYNDP et le projet e-Highway2050,» *Revue de l'Electricite et de l'Electrotechnique*, 2016.
- [22] A.-L. Mazauric, Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accomoder les forts taux de productions d'électricité variables, 2021.
- [23] RTE, Mémento de la sûreté du système électrique, 2004.
- [24] P. Bornard, M. Pavard et G. Testud, Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité. D4092 V1, Techniques de l'ingénieur.
- [25] Commission de Régulation de l'Energie, «Services système et mécanisme d'ajustement,» 11 décembre 2019. [En ligne]. Accès: <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>. [Accès le 28 octobre 2021].
- [26] M. Drouineau, Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle: intégration de la dynamique du réseau électrique.
- [27] O. Richardot, Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée, 2006.
- [28] D. Souque, L. Chatonnet et E. Monnot, Réglage de tension - Rôles, obligations et organisation du producteur pour les besoins du système électrique en France. D4096 v1, Techniques de l'ingénieur, 2013.
- [29] Schneider Electric, «Cahier Technique Schneider n°185, Stabilité des réseaux électriques,» 1997.
- [30] Wärtsilä, «Combustion Engine vs Gas Turbine: Ramp Rate,» [En ligne]. Accès: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-ramp-rate>. [Accès le 24 Mai 2023].
- [31] Agora Energiewende, «Flexibility in thermal power plants –With a focus on existing coal-fired power plants,» 2017.
- [32] C. Henderson, «Increasing the flexibility of coal-fired power plants,» IEA Clean Coal Centre, September 2014.
- [33] Nuclear Energy Agency, «Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants,» 2011.
- [34] A. Burtin et V. Silva, «Technical and economic analysis of the european electricity system with 60% RES,» EDF R&D, 2015.
- [35] V. Krakowski, Intégration du renouvelable et stratégie de déploiement du réseau électrique : réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs de long terme. Modélisation et simulation.
- [36] D. Game, «[Webinaire] Transitions électrique, énergétique et sociétale,» chez *CEA Recherche (Youtube)*, 2020.

-
- [37] R. Joan, L. Alvaro, B. Frede et R. Pedro, «Control of Power Converters in AC Microgrids,» *IEEE Transaction on Power Electronics*, vol. 27, n°111, 2012.
- [38] A. Pepicciello et A. Vaccaro, «Artificial Neural Network-based Small Signal Stability Analysis of Power Systems,» *IEEE Madrid PowerTech*, pp. 1-5, 2021.
- [39] A. Moulichon, Design of a virtual synchronous generator (VSG), a dynamic adaptive system, for microgrids stabilization with high penetration of renewable energies, 2019.
- [40] J. Liu, Y. Miura et T. Ise, «Comparison of Dynamic Characteristics Between Virtual Synchronous Generator and Droop Control in Inverter-Based Distributed Generators,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, n°15, 2016.
- [41] M. A. Torres L., L. A. C. Lopes, L. A. Moran T. et J. R. Espinoza C., «Self-Tuning Virtual Synchronous Machine: A Control Strategy for Energy Storage Systems to Support Dynamic Frequency Control,» *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 29, n°14, 2014.
- [42] Y. Wang, «Evaluation de la performance des réglages de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique : application à un cas insulaire».
- [43] C. Utrilla, V. Debusschere, H. D. Tafti, G. Farivar, J. Pou et N. Hadjsaid, «PHOTOVOLTAIC-BASED STORAGE-LESS SYSTEM TO SUPPORT ISLANDING IN DISTRIBUTION GRIDS,» *CIREN 2021 Conference*, 2021.
- [44] A. Teninge, *Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire*, 2009.
- [45] T. Heggarty, D. Game, T. Prévost, J.-Y. Bourmaud et Y. Jacquemart, «Le stockage : un levier parmi d'autres,» *La revue de l'énergie*, septembre-octobre 2018.
- [46] H. Deng, J. Fang, Y. Qi, Y. Tang et V. Debusschere, «A Generic Voltage Control for Grid-Forming Converters With Improved Power Loop Dynamics,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 70, n°14, pp. 3933-3943, 2023.
- [47] O. Richardot, Réglage coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production décentralisée, 2006.
- [48] A. Ahmidi, Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques, 2010.
- [49] RTE, «Schéma décennal de développement du réseau,» Edition 2019.
- [50] S. Camal, Prévission et optimisation de l'offre de services système par des énergies renouvelables, 2020.
- [51] V. Telukunta, J. Pradhan et A. Agrawal, «Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review,» *CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS*, vol. 3, n°14, 2017.
- [52] A. Clerjon, Analyse et modélisation des impacts du développement des énergies renouvelables intermittentes sur le système électrique Français : Etude du potentiel du stockage de l'électricité, et de la complémentarité avec la chaleur, 2021.
- [53] K. Adam, M. Müller-Mienack, M. Paun, G. Sanchis et K. Strunz, «e-HIGHWAY 2050 — The ENTSO-E facilitated study programme towards a Modular Development Plan on pan-European Electricity Highways System 2050,» *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [54] International Energy Agency, «Nuclear Power in a Clean Energy System,» IEA, 2019.
- [55] International Atomic Energy Agency, «Advances in Small Modular Reactor Technology Developments,» IAEA, 2020.

-
- [56] International Atomic Energy Agency, «Small modular reactors,» [En ligne]. Accès: <https://www.iaea.org/topics/small-modular-reactors>. [Accès le 15 July 2021].
- [57] International Atomic Energy Agency, «Instrumentation and control systems for advanced small modular reactors /,» IAEA nuclear energy series, Vienna, 2017.
- [58] Electrical Power Research Institute (EPRI), «Program on Technology Innovation: Expanding the Concept of Flexibility for Advanced Reactors, Refined Criteria, a Proposed Technology Readiness Scale, and Time-Dependent Technical Information Availability,» 2017.
- [59] J. Bischoff, C. Delafoy, C. Vauglin, P. Barberis, C. Roubeyrie, D. Perche, D. Duthoo, F. Schuster, J.-C. Brachet, E. W. Schweitzer et K. Nimishavaki, «AREVA NP's enhanced accident-tolerant fuel developments: Focus on Cr-coated M5 cladding,» *Nuclear Engineering and Technology*, vol. 50, n°12, pp. 223-228, 2018.
- [60] International Atomic Energy Agency, «Small Modular Reactors: A new nuclear energy paradigm».
- [61] S. Gao, G. Huang, X. Zhang et D. Han, «Small modular reactors enable the transition to a low-carbon power system across Canada,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 169, 2022.
- [62] Q. Ma, X. Wei, J. Qing, W. Jiao et R. Xu, «Load following of SMR based on a flexible load,» *Energy*, vol. 183, pp. 733-746, 2019.
- [63] S. E. Arda et K. E. Holbert, «Implementing a Pressurized Water Reactor Nuclear Power Plant Model into Grid Simulations,» *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, pp. 1-5, 2014.
- [64] S. E. Arda et K. E. Holbert, «Nonlinear dynamic modeling and simulation of a passively cooled small modular reactor,» *Progress in Nuclear Energy*, vol. 91, pp. 116-131, 2016.
- [65] B. Poudel, K. Joshi et R. Gokaraju, «A Dynamic Model of Small Modular Reactor Based Nuclear Plant for Power System Studies,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, n°12, pp. 977-985, 2020.
- [66] B. Poudel et R. Gokaraju, «Small Modular Reactor (SMR) Based Hybrid Energy System for Electricity & District Heating,» *IEEE transactions on energy conversions*, vol. 36, n°14, 2021.
- [67] A.-L. Mazaauric, P. Sciora, V. Pascal, J.-B. Droin, Y. BEsanger, N. Hadjsaïd et Q. T. Tran, «Approach for the adaptations of a nuclear reactor model towards more flexibility in a context of high insertion of renewable energies,» *EPJ N - Nuclear Sciences & Technologies*, vol. 8, 2022.
- [68] W. J. Farmer et A. J. Rix, «Understanding the impact of network topology on frequency stability considering continuous spatial-temporal disturbances from wind generation,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, 2021.
- [69] L. Pagnier et P. Jacquod, «Inertia location and slow network modes determine disturbance propagation in large-scale power grids,» *PLOS ONE*, 2019.
- [70] J. H. Chow et J. J. Sanchez-Gasca, *Power System Modeling, Computation and Control*, John Wiley & Sons, 2020.
- [71] B. Meyer, M. Jerosolimski et M. Stubbe, «Outils de simulation des réseaux électriques».
- [72] R. Carminati et C. Feuillet-Palma, *Ondes électromagnétiques, Notes de cours*, 2017-2018.
- [73] K. Joshi, B. Poudel et R. Gokaraju, «Investigating Small Modular Reactor's Design Limits for Its Flexible Operation With Photovoltaic Generation in Microcommunities,» *ASME Journal of Nuclear Engineering and Radiation Science*, vol. 7, n°13, 2021.

-
- [74] B. Poudel et R. Gokaraju, «Optimal Operation of SMR-RES Hybrid Energy System for Electricity & District Heating,» *IEEE Transaction on Energy Conversions*, vol. 36, n°14, 2021.
- [75] k. B. Nahor, Resilient microgrids with high dynamic stability in the presence of massive integration of variable renewables, 2019.
- [76] M. Albadi, Power Flow Analysis, IntechOpen, 2019.
- [77] J. Mahseredjian, V. Dinavahi et J. A. Martinez, «Simulation Tools for Electromagnetic Transients in Power Systems: Overview and Challenges,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 24, n°13, 2009.
- [78] L. Steinhäuser, M. Coumont, S. Week et J. Hanson, «Comparison of RMS and EMT Models of Converter-Interfaced Distributed Generation Units Regarding Analysis of Short-Term Voltage Stability,» *NEIS Conference*, 2019.
- [79] DigSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory Version 2020 User Manual*, Gomaringen, 2020.
- [80] D. Muthumuni, *General Introduction to Electromagnetic Transient Simulations - Mathematical Background and Common Applications*.
- [81] S. Ammari, Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion, 2000.
- [82] IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls, «Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control,» [En ligne]. Accès: <http://www1.sel.eesc.usp.br/ieee/>. [Accès le 21 06 2021].
- [83] T. W. Stegink, C. De Persis et A. J. Van Der Schaft, «An energy-based analysis of reduced-order models of (networked) synchronous machines,» *MATHEMATICAL AND COMPUTER MODELLING OF DYNAMICAL SYSTEMS*, vol. 25, n°11, 2019.
- [84] IEEE, «Dynamic Models for Turbine-Governor in Power System Studies,» 2013.
- [85] F. E. Postigo Marcos, C. M. Domingo, T. Gomez San Roman, B. Palmintier, B.-M. Hodge, V. Krishnan, F. de Cuadra Garcia et B. Mather, «A review of power distribution test feeders in the united states and the need for synthetic representative networks,» *Energies*, 2017.
- [86] T. Athay, R. Podmore et S. Virmani, «A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 sur %2PAS-98, n°12, pp. 573-584, 1979.
- [87] MATPOWER, «case39,» 26 janvier 2015. [En ligne]. Accès: <https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case39.html>. [Accès le 29 octobre 2021].
- [88] D. H. Marin, Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires, 2009.
- [89] G. M. A. Delille, Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques : approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution, 2010.
- [90] EDF, [En ligne]. Accès: <https://opendata-guadeloupe.edf.fr/pages/home/>. [Accès le 17 avril 2023].
- [91] M. Gibbard et D. Vowles, «Simplified 14-generator model of the south east australian power system,» The University of Adelaide, Adelaide, 2014.
- [92] Texas A&M University, «New England 68-Bus Test System,» [En ligne]. Accès: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/electric-grid-test-cases/new-england-68-bus-test-system/>. [Accès le 10 Juillet 2023].

-
- [93] The Grainger College of engineering, «IEEE 118-Bus System,» [En ligne]. Accès: <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-118-bus-system/>. [Accès le 10 Juillet 2023].
- [94] M. A. Pai, Energy Function Analysis for Power System Stability, 1989: Springer New York, NY.
- [95] EDF, «EDF Open Data Guadeloupe,» [En ligne]. Accès: <https://opendata-guadeloupe.edf.fr/pages/homeo/>. [Accès le 25 07 2022].
- [96] EDF, «La centrale de Pointe Jarry,» [En ligne]. Accès: <https://www.edf.gp/la-centrale-de-pointe-jarry/presentation>. [Accès le 25 07 2022].
- [97] Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL) Guadeloupe, «Energie hydroélectrique,» 10 05 2022. [En ligne]. Accès: <https://www.guadeloupe.developpement-durable.gouv.fr/energie-hydroelectrique-a3439.html>. [Accès le 25 07 2022].
- [98] P. Maridat, «Rapport de stage interne CEA. Etude de l'impact des Small Modular Reactor (SMR) sur la stabilité des réseaux électriques insulaires,» 2022.
- [99] Siemens, «Simcenter STAR-CCM+,» 2022. [En ligne]. Accès: <https://www.plm.automation.siemens.com/global/fr/products/simcenter/STAR-CCM.html>. [Accès le 12 Mai 2023].
- [100] Ansys, «Ansys Fluent,» [En ligne]. Accès: <https://www.ansys.com/fr-fr/products/fluids/ansys-fluent>. [Accès le 12 Mai 2023].
- [101] EDF, «code_saturne,» [En ligne]. Accès: <https://www.code-saturne.org/cms/web/>. [Accès le 12 Mai 2023].
- [102] CEA, «CATHARE,» [En ligne]. Accès: <https://cathare.cea.fr/>. [Accès le 12 Mai 2023].
- [103] C. D. Fletcher et R. R. Schultz, «RELAP5/MOD3 Code Manual, User's Guideline,» Idaho National Engineering Laboratory, 1995.
- [104] IRSN, «Le code CATHARE,» [En ligne]. Accès: <https://www.irsn.fr/FR/Larecherche/outils-scientifiques/Codes-de-calcul/Pages/Le-code-CATHARE2-4661.aspx#.Y4hsrXbMKUk>. [Accès le 2 December 2022].
- [105] J.-M. Labit, Modélisation multiphysique des transitoires d'insertion de réactivité et méthodologie de validation appliquée au réacteur CABRI, 2020.
- [106] CEA, Les réacteurs nucléaires à caloporteur sodium, Paris: CEA Saclay et Groupe Moniteur (Éditions du Moniteur), 2014.
- [107] CEA, «Avancées des recherches sur la séparation-transmutation et le multi-recyclage du plutonium dans les réacteurs à flux de neutrons rapides,» 2015.
- [108] J.-F. SIGRIST, Interaction fluide-structure - Modélisation physique et méthodes numériques. BM5199 V1, Techniques de l'ingénieur, 2019.
- [109] P. Brousseau, Modélisation numérique d'une structure oscillante en tangage et pillonnement, avec prise en compte de l'interaction Fluide-Structure.
- [110] T. E. I. Rajaomazava, Dynamique d'un hydrofoil dans un fluide visqueux. Algorithmes de couplage en IFS et application, 2014.
- [111] Siemens, «PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software,» [En ligne]. Accès: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-e.html>.
- [112] RTE, «Bilan annuel de la qualité de l'électricité. Résultats. 2021,» Paris, 2022.
- [113] P. M. Anderson et A. A. Fouad, Power System Control and Stability, Second éd., Wiley, 2002.

-
- [114] UCTE, «Operation Handbook,» 2004.
- [115] N. Kerkar et P. Paulin, Exploitation des coeurs REP, EDP Sciences, 2008.
- [116] République française, *Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité*, 2020.
- [117] B. Iooss, «Revue sur l'analyse de sensibilité globale de modèles numériques,» *Journal de la Société Française de Statistique*, vol. 152, n°11, 2011.
- [118] E. de Rocquigny, N. Devictor et S. Tarantola, *Uncertainty in Industrial Practice: A guide to Quantitative Uncertainty Management*, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [119] P. Barret, Régimes transitoires des machines électriques tournantes, *Techniques de l'ingénieur*, 1985.
- [120] C. Cany, *Intéactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*, 2017.
- [121] N. Kerkar et P. Paulin, Exploitation des coeurs REP, EDP Sciences, 2008.
- [122] IEEE Committee Report, «Excitation System Models for Power System Stability Studies,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 sur %2PAS-100, n°12, pp. 494-509, 1981.
- [123] D.Marín, *Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires*, 2009.
- [124] F. Dörfler et F. Bullo, «Kron Reduction of Graphs With Applications to Electrical Networks,» *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 60, n°11, pp. 150-163, 2013.
- [125] D. Klein et M. Randić, «Resistance distance,» *Journal of Mathematical Chemistry*, vol. 12, pp. 81-95, 1993.
- [126] F. Bernot, Alternateurs synchrones de grande puissance (partie 2). D3551 V1, *Techniques de l'ingénieur*, 2003.
- [127] J. Dantant, J. Heuillard et G. Kouskoff, «Adaptation des alternateurs à l'évolution des réacteurs nucléaires,» chez *Congrès de Vittel*, 1973.
- [128] M. Verrier, P. Chay et M. Gabion, Turboalternateurs. D3530 V2, *Techniques de l'ingénieur*, 2009.
- [129] S. Compoint. [En ligne]. Accès: http://www.stephanecompoint.com/41,,,22210,fr_FR.html. [Accès le Novembre 2021].
- [130] General Electric, «Arabelle nuclear steam turbine,» [En ligne]. Accès: <https://www.ge.com/steam-power/products/steam-turbines/nuclear-arabelle>. [Accès le Novembre 2021].
- [131] M. Vincent de Paul, Turbines à fluide compressibles - Conception et fonctionnement. BM4560 V1, *Techniques de l'ingénieur*, 1998.
- [132] GE Power, «Timelapse of the Arabelle Steam Turbine for Hinkley Point C | GE Power,» 16 Mars 2021. [En ligne]. Accès: <https://www.youtube.com/watch?v=-sg5YaDMiwo>. [Accès le Novembre 2021].
- [133] M. Widmer, «Grandes turbines à vapeur pour centrales nucléaires,» chez *Congrès de Vittel*, 1973.
- [134] entsoe, «PICASSO,» [En ligne]. Accès: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/. [Accès le 2023 Juin 21].

- [135] entsoe, «MARI,» [En ligne]. Accès: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/. [Accès le 2023 Juin 21].
- [136] entsoe, «TERRE,» [En ligne]. Accès: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/. [Accès le 2023 Juin 21].

Annexe A - DONNEES DU RESEAU IEEE 39-NŒUDS DE NOUVELLE-ANGLETERRE

La présente annexe permet de présenter au lecteur quelques choix de modélisations du réseau standard IEEE 39-nœuds de Nouvelle-Angleterre. Ce réseau est abondamment documenté et fait l'objet d'un consensus sur sa partie statique, depuis [86, 94]. Cependant, le benchmark IEEE [82] donne plusieurs choix de modélisations des régulateurs GOV, AVR et PSS. Ci-dessous sont cités ceux ayant été retenus pour les travaux de cette thèse. Tous les paramètres sont issus du benchmark [82].

A.1. DONNEES

A.1.1. Le réseau

Le réseau 39-nœuds, rappelé dans la Figure A-1, est composé de 28 nœuds (1 à 11, 13 à 18, 20 à 29 et 39) à un niveau de tension de 345 kV, du nœud 12 à 138 kV, du nœud 20 à 230 kV et des nœuds 30 à 38 (entre les machines synchrones et leurs transformateurs) à 16,5 kV.

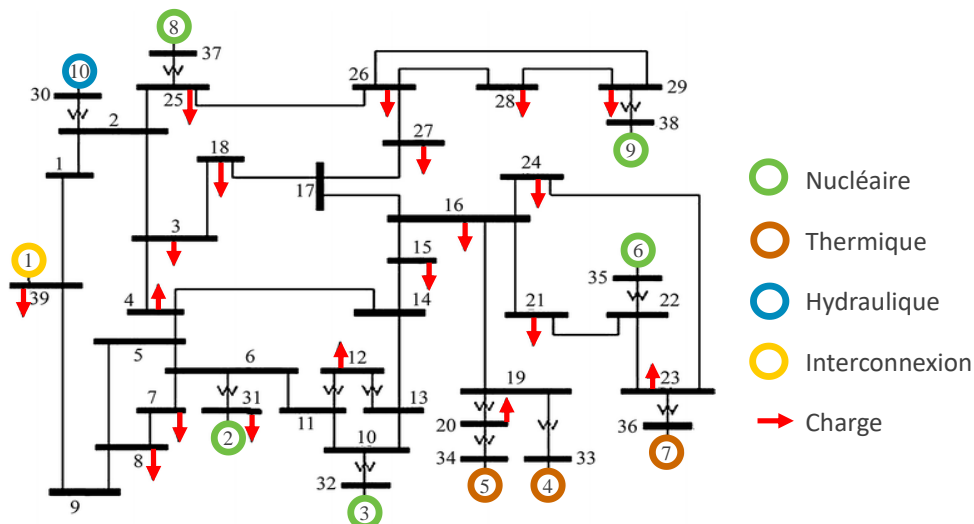


Figure A-1. Représentation du réseau 39-nœuds

A.1.2. Générateurs

Le Tableau A.1 présente les paramètres des 10 alternateurs du réseau 39-nœuds. Il est à noter que le générateur 1 est l'interconnexion avec le reste des Etats-Unis et du Canada et que le générateur 10 est une centrale hydraulique, ayant donc un alternateur à pôles saillants, ce qui explique qu'elle n'a pas de paramètres transitoires. Les valeurs en p.u. se rapportent à la puissance apparente et la tension nominale de chaque alternateur. Tous les alternateurs ont un facteur de puissance $\cos \varphi$ de 0,85.

Tableau A.1. Paramètres des modèles du 6^{ème} ordre des machines synchrones du réseau 39-nœuds

Gén.	S_n MVA	V_n kV	H s	x_d p.u.	x_q p.u.	x'_d p.u.	x'_q p.u.	x''_d p.u.	x''_q p.u.	T'_{d0} s	T'_{q0} s	T''_{d0} s	T''_{q0} s	x_ℓ p.u.	r_s p.u.
1	10000	16.5	5	2	1.9	0.6	0.8	0.4	0.4	7	0.7	0.05	0.035	0.3	0
2	700	16.5	4.329	2.065	1.974	0.4879	1.19	0.35	0.35	6.56	1.5	0.05	0.035	0.245	0
3	800	16.5	4.475	1.996	1.896	0.4248	0.7008	0.36	0.36	5.7	1.5	0.05	0.035	0.2432	0
4	800	16.5	3.575	2.096	2.064	0.3488	1.328	0.28	0.28	5.69	1.5	0.05	0.035	0.236	0
5	300	16.5	4.333	2.01	1.86	0.396	0.498	0.267	0.267	5.4	0.44	0.05	0.035	0.162	0
6	800	16.5	4.35	2.032	1.928	0.4	0.6512	0.32	0.32	7.3	0.4	0.05	0.035	0.1792	0
7	700	16.5	3.771	2.065	2.044	0.343	1.302	0.308	0.308	5.66	1.5	0.05	0.035	0.2254	0
8	700	16.5	3.471	2.03	1.96	0.399	0.6377	0.315	0.315	6.7	0.41	0.05	0.035	0.196	0
9	1000	16.5	3.45	2.106	2.05	0.57	0.587	0.45	0.45	4.79	1.96	0.05	0.035	0.298	0
10	1000	16.5	4.2	1	0.69	0.31		0.25	0.25	10.2		0.05	0.035	0.125	0

A.1.3. Régulateur de vitesse *governor*

Les machines synchrones 1 à 9 ont un GOV de type IEEE1, particulièrement adapté pour les turbines à vapeur dans de larges réseaux synchrones et à des petites variations de fréquence de l'ordre de $\pm 0,5\%$ de la fréquence nominale, d'après [84]. Le GOV IEEE1 est représenté dans la Figure A-2.

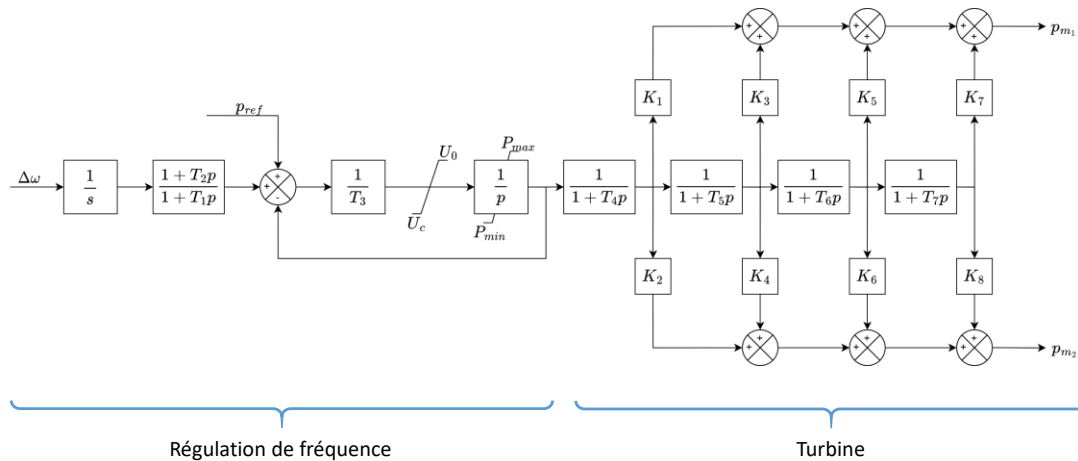


Figure A-2. Régulateur de type IEEE1

Le Tableau A.2 présente les paramètres génériques du régulateur IEEE1 présents sur les machines 1 à 9 du réseau 39-nœuds.

Tableau A.2. Paramètres des alternateurs ayant un GOV IEEE1

K	T_1	T_2	T_3	K_1	K_2	T_5	K_3	K_4	T_6	K_5	K_6	T_7	K_7	K_8	PN hp	PN lp	U_c	P_{min}	U_0	P_{max}
20	0.2	1	0.6	0.3	0	0.5	0.25	0	0.8	0.3	0	0.6	1	0.15	0	0	-0.3	0	0.3	1

La machine 10 du réseau 39-nœuds est quant à elle une centrale hydraulique. Le choix s'est donc porté sur un régulateur IEEE3, adapté pour une telle application et présenté dans la Figure A-3

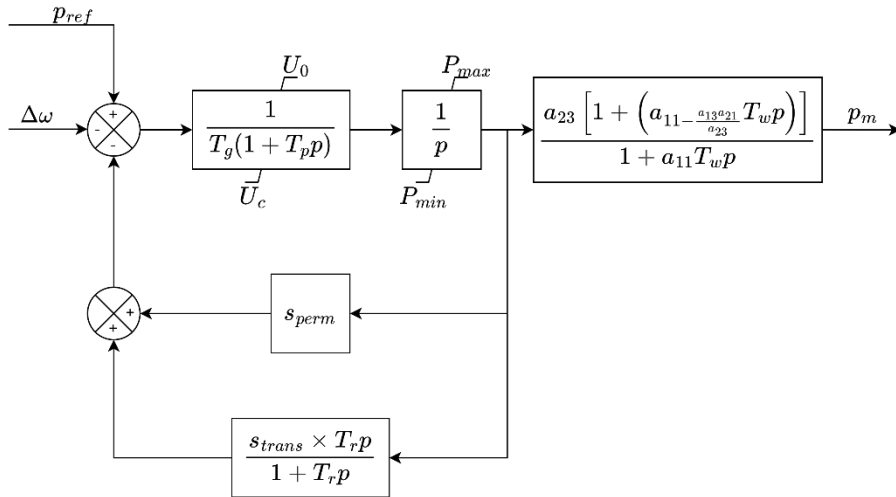


Figure A-3. Régulateur de type IEEE3

Le Tableau A.3 présente les paramètres génériques du régulateur IEEE3 présents sur la machine 10 du réseau 39-nœuds.

Tableau A.3. Paramètre du régulateur IEEE3 présent sur la machine 10

Tg	Tp	s _{perm}	s _{trans}	Tr	a11	a13	a21	a23	Tw	PN	Uc	Pmin	Uo	Pmax
0.05	0.04	0.04	0.2	10	0.5	1	1.5	1	0.75	0	-0.1	0	0.1	1

A.1.4. Automatic Voltage Regulator

Toutes les machines du réseau 39-nœuds sont équipées d'une excitation AVR de type ST1, telle que représentée dans la Figure A-4. Cette modélisation datant de 1982 existe aussi dans la littérature sous des formes plus récentes et plus évoluées sous le nom ST1A et ST1C. Cependant, le benchmark [82] utilise et propose des paramètres d'AVR ST1 sous sa première forme, c'est pour cela que ce régulateur a été retenu.

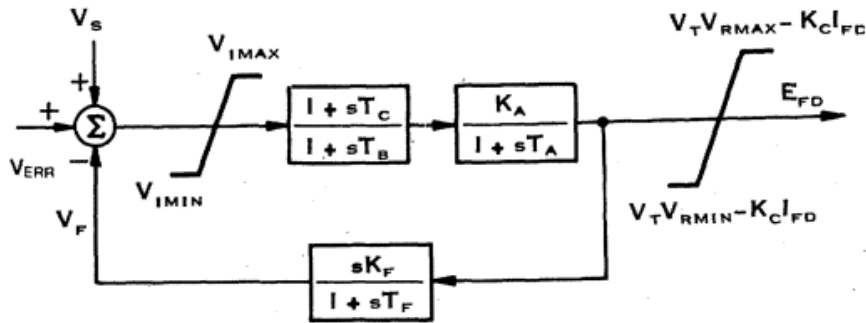


Figure A-4. Modèle d'AVR type ST1, issue de [122]

Les paramètres des AVR de toutes les machines sont égaux, génériques et présentés dans le Tableau A.4.

Tableau A.4. Paramètres de l'AVR ST1 présent sur toutes les machines du réseau 39-nœuds

Ka	Kc	Kf	Ta	Tb	Tc	Tf	Vimin	Vimax	Vrmin	Vrmax
200	0	0	0.015	10	1	1	-0.1	0.1	-5	5

A.1.5. Power System Stabilizer

Plusieurs PSS sont proposés dans le benchmark [82]. Le choix a été porté sur le PSS conventionnel proposé par [2] et représenté dans la Figure A-5.

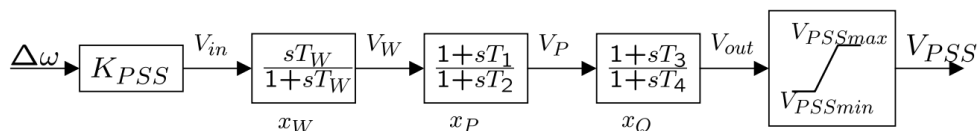


Figure A-5. Conventional Power System Stabilizer, issue de [82]

Contrairement au GOV et à l'AVR qui peuvent avoir des paramètres génériques, ceux des PSS doivent être calibrés en fonction de la machine et du réseau afin d'amortir des modes de résonance précis des réseaux électriques. Les paramètres retenus pour chaque machine sont présentés dans le Tableau A.5.

Tableau A.5. Paramètres des *Conventional Power System Stabilizer* pour chaque machine du 39-nœud, d'après [82]

Générateur	K _{pss}	T _w	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	V _{min}	V _{max}
1	1	10	5	0.6	3	0.5	-0.2	0.2
2	0.5	10	5	0.4	1	0.1	-0.2	0.2
3	0.5	10	3	0.2	2	0.2	-0.2	0.2
4	2	10	1	0.1	1	0.3	-0.2	0.2
5	1	10	1.5	0.2	1	0.1	-0.2	0.2
6	4	10	0.5	0.1	0.5	0.05	-0.2	0.2
7	7.5	10	0.2	0.02	0.5	0.1	-0.2	0.2
8	2	10	1	0.2	0.5	0.1	-0.2	0.2
9	2	10	1	0.5	2	0.1	-0.2	0.2
10	1	10	1	0.05	3	0.5	-0.2	0.2

Annexe B – CHOIX DE MODELISATION DU RESEAU DE GUADELOUPE

La modélisation du réseau de Guadeloupe a dû être créée *ex nihilo*. Ce travail de recherche bibliographique et de modélisation a été entrepris dans le cadre d'un stage [98]. Les principales sources d'informations à propos des modèles et des simulations sont issues des thèses [88, 89]. Cependant, ces thèses ont été menées dans le cadre d'un partenariat avec EDF. Beaucoup de données sont donc partiellement fournies ou censurées et la modélisation repose sur de nombreuses hypothèses quant aux modèles et aux données lacunaires. Les principales sources d'information sur les longueurs des lignes et la topologie du réseau proviennent de d'EDF SEI [95].

B.1. DONNEES

B.1.1. Les lignes

Le réseau modélisé de Guadeloupe est rappelé dans la Figure B-1.

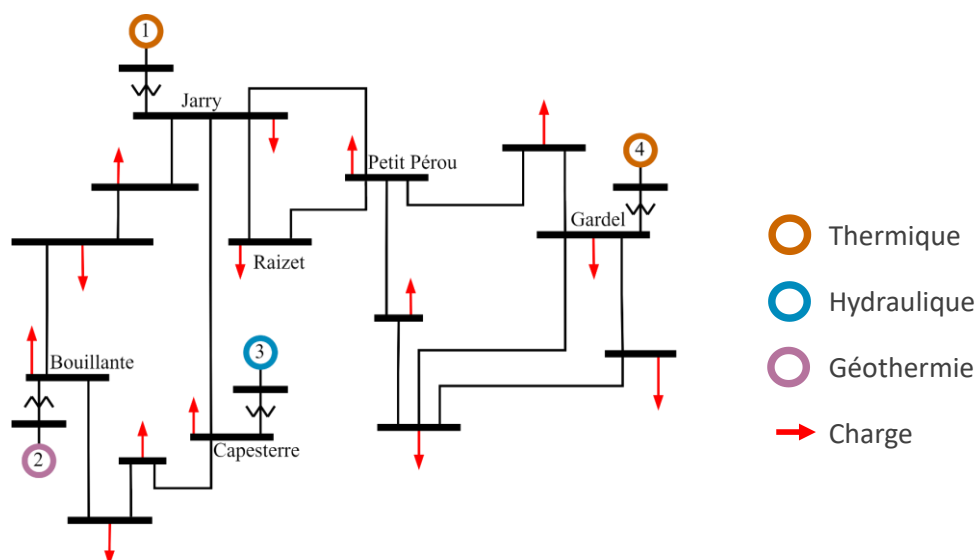


Figure B-1. Représentation du réseau de Guadeloupe

La liste des lignes électrique du réseau HTB (63 kV étant le plus haut niveau de tension sur ce réseau) est présentée dans le Tableau B.1.

Tableau B.1. Caractéristiques des lignes électriques de Guadeloupe

Ligne	Type	Longueur (km)
Jarry–Raizet	Aérienne	4,5
Jarry–Petit Pérou	Aérienne	7,9
Raizet–Petit Pérou	Aérienne	4,1
Petit-Pérou–Besson	Aérienne	2,7
Besson–Sainte-Anne	Aérienne	16,7
Sainte-Anne–Saint-François	Aérienne	11,5
Gardel–Saint-François	Aérienne	8,9
Blanchet–Gardel	Aérienne	11,7
Petit Pérou–Blanchet	Aérienne	14,4
Baie de Mahaut–Jarry	Aérienne	5,8

Sainte-Rose–Baie de Mahaut	Aérienne	14,9
Bouillante–Sainte-Rose	Aérienne	29,0
Rivière-Sens–Bouillante	Aérienne	18,3
Capesterre–Rivière-Sens	Aérienne	19,3
Jarry–Capesterre	Aérienne	26,5
Gardel–Sainte-Anne	Souterraine	15,4

La référence [123] permet de déterminer les paramètres électriques de ces lignes, c'est-à-dire leur résistance linéique, leur réactance linéique et leur susceptance linéique. Ces valeurs sont moyennées par type de ligne et valent :

- Pour les lignes aériennes : $R = 0,114 \Omega \cdot \text{km}^{-1}$, $X = 0,395 \Omega \cdot \text{km}^{-1}$ et $B = 1,44 \mu\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$;
- Pour les lignes souterraines : $R = 0,115 \Omega \cdot \text{km}^{-1}$, $X = 0,151 \Omega \cdot \text{km}^{-1}$ et $B = 74,4 \mu\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$.

B.1.2. Les charges

La référence [89] envisage différents types de modèles de charges statiques et dynamiques avant de conclure qu'il est possible de modéliser les charges comme étant purement impédantes. C'est ce choix de modélisation qui est retenu pour nos travaux.

B.1.3. Générateurs

Les machines synchrones utilisées sur le réseau de Guadeloupe sont représentées par des modèles de machines synchrones du 6^{ème} ordre, tels qu'utilisés sur le réseau 39-nœuds. Les paramètres des générateurs sont présentés dans le Tableau B.2.

Tableau B.2. Caractéristiques des générateurs électriques de Guadeloupe, issu de [88]

Gén.	S_n MVA	P_n MW	V_n kV	H s	x_d p.u.	x_q p.u.	x'_d p.u.	x''_d p.u.	x''_q p.u.	T'_{d0} s	T''_{d0} s	T''_{q0} s	x_ℓ p.u.	τ_s p.u.
Diesel Jarry Nord	28,2	20,9	5,5	2,077	1,51	0,97	0,4	0,24	0,28	4,2	0,048	0,08	0,227	0,004
Diesel Péristyle	6,71	5,365	5,5	1,12	1,51	0,97	0,4	0,24	0,28	4,2	0,048	0,08	0,227	0,004
Bouillante	10,4	8,5	5,5	2	1,51	0,97	0,4	0,24	0,28	4,2	0,048	0,08	0,227	0,004
Charbon Bagasse	35,5	32	11	1,12	2,28	2,16	0,204	0,194	0,404	5,9	0,04	0,16	0,0145	0,004
Hydraulique	10,4	8,33	5,5	0,684	1,5	0,9	0,3	0,24	0,28	5	0,048	0,08	0,0145	0,004

Il est à noter que toutes les machines sont des machines à pôles saillants. De plus, la source [88] ne précise pas de paramètres sub-transitoires pour la centrale hydraulique. Nous avons considéré que ces paramètres étaient égaux à ceux des machines diesel et de géothermie.

Les turbines à combustion ne sont pas utilisées dans le cadre de ces travaux, les paramètres de ces machines ne sont donc pas présentés dans cette annexe.

B.1.4. Régulateur de vitesse *governor*

Parmi les centrales du réseau de Guadeloupe utilisées dans le cadre de ces travaux, seules les centrales à charbon-bagasse de Le Moule et les moteurs diesel de Jarry Nord participent au réglage primaire de fréquence. Seules ces machines-là nécessitent d'être munies de GOV.

Les deux tranches de la centrale à charbon-bagasse ont des turbines à vapeur. Le modèle IEEE11 présenté dans l'Annexe A peut donc y être appliqué, bien que la condition de taille du réseau suffisamment grand soit discutable. Les paramètres sont ceux du Tableau A.2, en prenant $K = 25$ pour avoir un statisme de 4 % (selon [88]) et en changeant les vitesses d'ouverture de

vanne $U_o = -U_c = 0.000833$ p. u./s suite à une calibration pour obtenir des simulations transitoires proches de celles présentées dans les références [88, 89].

Concernant les GOV des moteurs diesel, [89] propose un modèle très simplifié présenté dans la Figure B-2 comportant un statisme et un filtre avance-retard. Celui-ci est censé n'être utilisé que pour un réseau comportant les moteurs diesels comme seule technologie responsable du réglage de fréquence. Ce n'est pas précisément le cas pour ce réseau, mais ce modèle est tout de même retenu à défaut d'avoir d'autres données à disposition. Cette même référence indique que les valeurs de T_1 et T_2 sont fixées à 0,65 s et 5,93 s respectivement, et que la valeur du statisme doit être calibrée sur des essais dynamiques. Dans le cas de la modélisation, nous avons retenu $s = 7,5 \%$

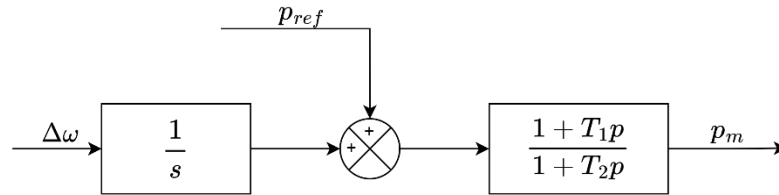


Figure B-2. GOV pour les générateurs diesel comprenant un statisme et un filtre avance-retard

B.1.5. Automatic Voltage Regulator

L'AVR ST1 présenté dans l'Annexe A est retenu pour notre modélisation du réseau de Guadeloupe suite au retour d'expérience positif sur le réseau 39-nœuds. Toutes les machines du réseau en sont équipés et les paramètres retenus sont ceux du Tableau A.4.

B.1.6. Power System Stabilizer

Aucun PSS n'est pris en compte dans la modélisation du réseau de Guadeloupe.

B.2. VALIDATION

Quelques résultats permettant de valider de manière acceptable au vue des données à disposition sont présentés par la suite.

B.2.1. Résultats statiques : *load flow*

Une comparaison des résultats du *load flow* est présentée dans cette sous-section. La référence [89] présente des données expérimentales, issue d'un essai nommé « scénario 1 », de consommation, de production et de plan de tension afin de valider sa modélisation. La Figure B-3 compare les consommations des postes sources mesurées par EDF pendant le « scénario 1 » et simulées avec notre modélisation PowerFactory. Sachant que la puissance active et réactive consommée par les charges sont des données d'entrées de simulation (*cf.* paragraphe II.2.2.3), les résultats expérimentaux et simulés sont proches.

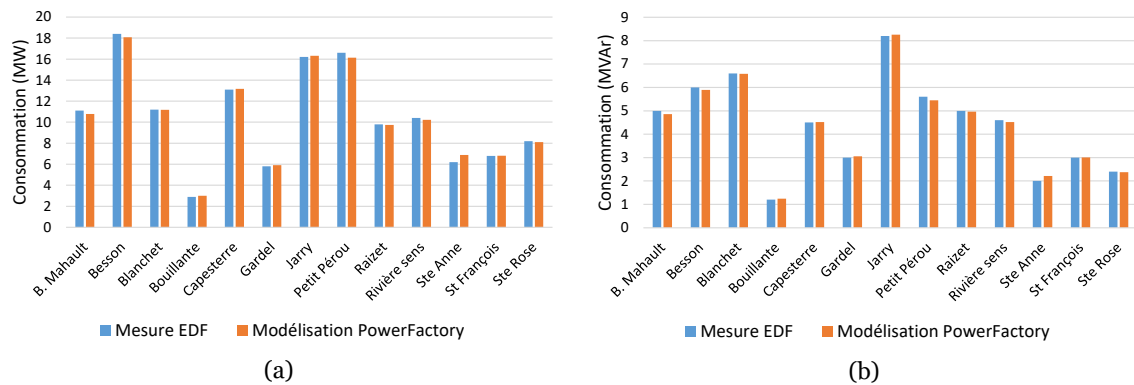


Figure B-3. Comparaison de la consommation des charges de Guadeloupe dans le cas du "scénario 1" de [89] : (a) les puissances actives ; (b) les puissances réactives

La Figure B-4 présente les puissances produites par les unités de production. Les puissances actives sont égales sauf pour Jarry Nord qui est la machine de référence. Les puissances réactives sont des inconnues du problème et les résultats sont différents pour Jarry Nord et Bouillante (géothermie). Cela peut s'expliquer par le manque de prise en compte des bancs capacitifs dans la modélisation. Ces bancs permettent de réguler les puissances réactives et donc les tensions sur le réseau.

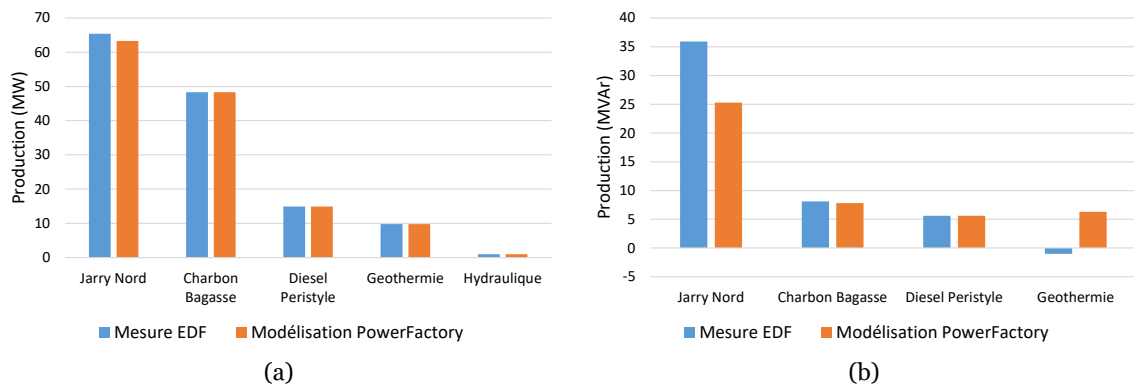


Figure B-4. Comparaison de la production des générateurs de Guadeloupe dans le cas du "scénario 1" de [89] : (a) les puissances actives ; (b) les puissances réactives

Finalement, la Figure B-5 présente le plan de tension sur le réseau de Guadeloupe. Les résultats sont globalement cohérents quoique différents pour la raison évoquée précédemment à propos du manque de modélisation des bancs de capacités sur le réseau et de réglage de tension.

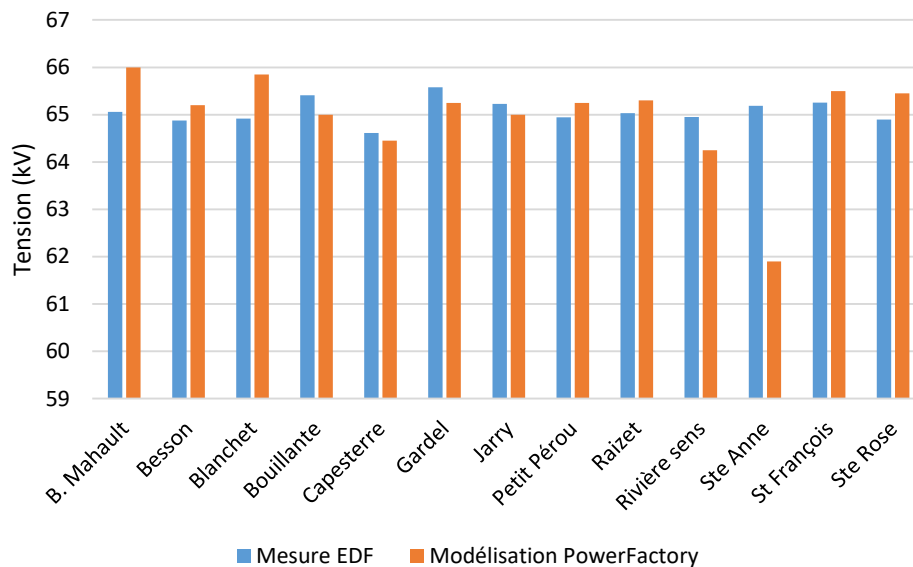


Figure B-5. Comparaison du plan de tension de Guadeloupe dans le cas du "scénario 1" de [89]

B.2.2. Résultats dynamique

Les références [88, 89] présentent de nombreuses simulations dynamiques. Cependant, le manque de données fournies au lecteur ne permet pas de les reproduire convenablement. L'une des simulations les mieux documentées dans [89] est l'essai « DTG1 » par EDF SEI. Il s'agit de la perte d'une tranche de la centrale à charbon-bagasse. Il est important de remarquer que la réserve primaire ne suffit pas à compenser la perte de ce moyen de production. Cela conduit donc à du délestage lors de l'essai, ce qui n'est pas pris en compte dans notre modélisation.

Le Tableau B.3 présente les capacités des moyens de production avant l'essai.

Tableau B.3. Etat du parc de Guadeloupe avant l'essai DTG1, issu de [89]

Groupe	Consigne (MW)	D'après le <i>load flow</i>	Réserve primaire
Jarry Nord	79,2	71,8	13,6
Diesel Péristyle	12	12	0
Charbon-Bagasse 1	26	26	2,5
Charbon-Bagasse 2	20,3	20,3	Groupe déclenché
Bouillante	3,2	3,2	0
Hydraulique	0	6,7	0
Total	140,7	140	16,1

En extrapolant les données de [88] semblant se référer sans le nommer à cet essai « DTG1 », le Tableau B.4 présente les puissances consommées par les charges pour cet essai.

Tableau B.4. Puissances consommées par les charges, d'après [88]

Charge	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVar)
Baie de Mahault	9,5	4,2
Besson	16,5	6,5
Blanchet	11,8	4,5
Bouillante	3,3	1,1
Capesterre	7,1	2,4
Gardel	3,6	1,2
Jarry	23,8	8,7
Petit Pérou	10,6	3,5
Raizet	14,2	5,8
Rivière-sens	12,7	6,5
Ste-Anne	7,1	3,0
St-François	8,3	4,5
Ste Rose	10,5	3,8
Total	138,9	55,6

Ces données sont suffisantes pour simuler le transitoire, comparer l'évolution de fréquence issue de l'essai « DTG1 » et de la simulation, et permettre la calibration des GOV IEEEG1 et des moteurs diesel. La Figure B-6 présente la comparaison des résultats.

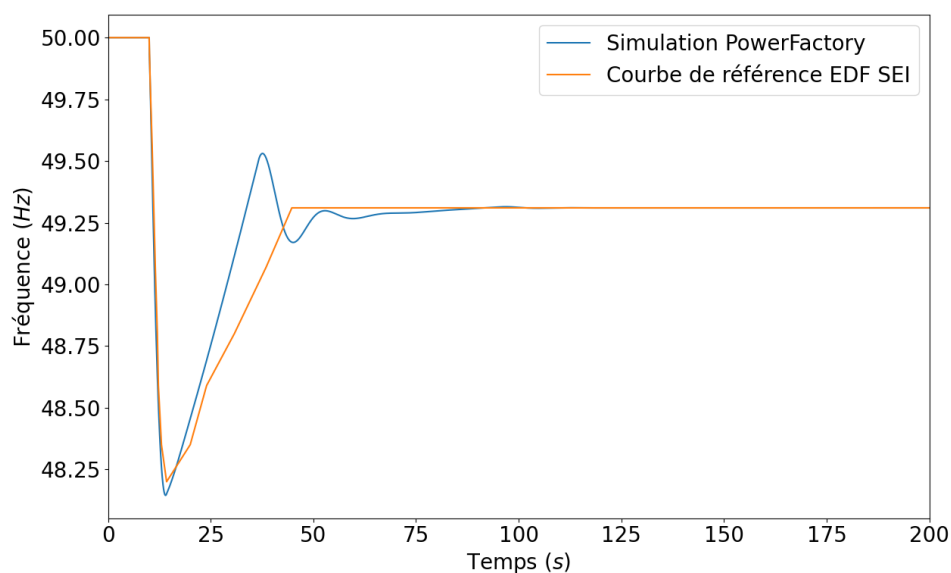


Figure B-6. Comparaison de la fréquence sur le réseau de Guadeloupe pour l'essai DTG1

Au total, avec les seules données à disposition, nous considérons que la modélisation du réseau de Guadeloupe, avec les choix de modèles et de paramètres, est représentative d'un réseau insulaire.

Annexe C – EXTRAPOLATION DES DONNEES DES MACHINES SYNCHRONES

Quelques lacunes dans les données de la littérature à propos de types d'alternateurs nous ont conduit à les extrapoler. Cette annexe permet de motiver les choix de valeurs retenus.

Le Tableau IV.1 rappelé ci-dessous dans le Tableau C.1 présente des lacunes dans les données des alternateurs de 25 MVA, 35,29 MVA et 51,2 MVA issues de [113].

Tableau C.1. Modèles de turbo-alternateurs de SMR

S_n MVA	$\cos \varphi$	V_n kV	H s	x_d p.u.	x_q p.u.	x'_d p.u.	x'_q p.u.	x''_d p.u.	x''_q p.u.	T'_{d0} s	T'_{q0} s	T''_{d0} s	T''_{q0} s	x_ℓ p.u.	r_s p.u.
25	0,8	13,8	5,016	1,25	1,22	0,232	0,715	0,12	0,12	4,75	1,5	0,059	0,21	0,119	0,0014
35,29	0,85	13,8	4,389	1,4	1,372	0,231	0,8015	0,118	0,118	5,5	1,25	0,04	0,035	0,117	0
51,2	0,8	13,8	5,078	1,27	1,24	0,209	0,85	0,105	0,116	6,6	1,25	0,04	0,035	0,104	0
75	0,8	13,8	6,187	1,05	0,98	0,185	0,36	0,13	0,13	6,1	0,3	0,038	0,099	0,07	0,0031
100	0,8	13,8	4,985	1,18	1,05	0,22	0,38	0,145	0,145	5,9	0,3	0,042	0,092	0,075	0,0035
245,5	0,85	14,4	4,624	1,71	1,63	0,32	0,51	0,21	0,21	7,1	0,38	0,038	0,073	0,125	0,0032

- L'inductance transitoire x'_q est la moyenne de x_q et x'_d en considérant que $x_q > x'_q \geq x'_d$ d'après [2] ;
- L'inductance sub-transitoire x''_q est calculée en considérant que $x''_q = x''_d$, d'après [119] ;
- Les constantes de temps transitoires T'_{q0} et sub-transitoires T''_{q0} , la référence [2] exprime que $T'_{q0} \in [0,5; 2,0]$ et $T''_{q0} \in [0,02; 0,05]$. Les valeurs retenues sont donc calculées en prenant la moitié de ces intervalles ;
- Les constantes de temps sub-transitoires T''_{d0} , sont considérée comme étant constamment égales à 0,04 en analysant les autres données ;
- Les inductances de fuite x_ℓ sont fournies dans [113] mais sont supérieures à x''_d alors qu'elles sont nécessairement inférieures d'après [2] ;
- Les résistances synchrones r_s sont négligeables devant les inductances de fuite. Elles sont donc considérées comme nulles.

Annexe D - THEORIE DES GRAPHES ET IMPEDANCE EFFECTIVE

Il s'avère que des études préliminaires ont montré l'influence de la distance moyenne des moyens de productions par rapport au nœud de l'évènement. Cela conduit à classer chaque simulation en fonction d'un estimateur appelé impédance effective, développé dans cette annexe et basé la théorie des graphes. Celui-ci traduit la distance moyenne des moyens de productions par rapport au nœud de l'évènement.

D.1. ELEMENT D'ANALYSE INTRA-SERIE DE SIMULATION : THEORIE DES GRAPHES ET IMPEDANCE EFFECTIVE

Les études de calcul de répartition de charges (*load flow*) présentées dans le paragraphe II.2.2.2 se basent sur le calcul des tensions à chaque nœud du réseau en fonction des courants injectés à ceux-ci. Pour cette tâche, les équations de Kirchoff appliquées au réseau dans son ensemble, sont rappelées dans l'équation (D-1) :

$$J = Y \cdot V \quad (D-1)$$

Avec :

- $J \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ le vecteur des courants i_i à chaque nœud i ;
- $V \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ le vecteur des tensions v_i à chaque nœud i ;
- $Y \in \mathbb{C}^{n \times n}$ la matrice d'admittance rencontrée dans l'équation (II-1) et qui contient les admittances y_{ij} entre chaque nœud du système, et qui est rappelée dans l'équation (D-2) :

$$y_{ij} = \begin{cases} -y_{ij}, & \text{if } i \neq j \\ y_i + \sum_{j=1}^n y_{ij}, & \text{if } i = j \end{cases} \quad (D-2)$$

Cette matrice d'admittance est aussi appelée « *Loopy Laplacian matrix* » dans [124] pour faire un parallèle avec la matrice Laplacienne d'un graphe dans la théorie des graphes.

La théorie des graphes est une branche des mathématiques permettant de caractériser des graphes, c'est-à-dire des sommets reliés par des arêtes. Cette théorie peut s'appliquer par exemple à des problèmes géographiques (villes et réseaux routiers), biologiques (interactions entre cellules), sociologiques (individus et relations dans des réseaux sociaux) ou électriques (nœuds et conducteurs).

L'un des objets utilisés par cette théorie est un multigraphe. Un multigraphe G est défini comme étant $G = (V, E, A)$ avec V un ensemble de sommets, E un ensemble d'arêtes reliant les sommets de V et $A \in \mathbb{C}^{n \times n}$ la matrice d'adjacence. Cette matrice contient les poids a_{ij} des arêtes $\{i, j\} \in E$. Ces poids peuvent être par exemple binaires, des distances en km ou des impédances ou admittances dans le cas d'études de réseaux électriques. De cette matrice d'adjacence sont définies la matrice D des degrés telle que $D = \text{diag}(\{\sum_{j=1}^n a_{ij}\}_{i=1}^n)$ et la matrice L Laplacienne telle que $L = D - A$. Ainsi, la matrice Laplacienne est aussi égale à :

$$L_{ij} = \begin{cases} -a_{ij}, & \text{if } i \neq j \\ \sum_{j=1}^n a_{ij}, & \text{if } i = j \end{cases} \quad (D-3)$$

A l'aide de cette matrice Laplacienne, [125] définit la notion d'impédance effective entre les nœuds. En effet, le calcul d'impédance équivalente est aisée dans des circuits électriques simples tels que dans la Figure D-1 (a) mais devient complexe voire impossible dans des circuits électriques maillés tels que dans la Figure D-1 (b).

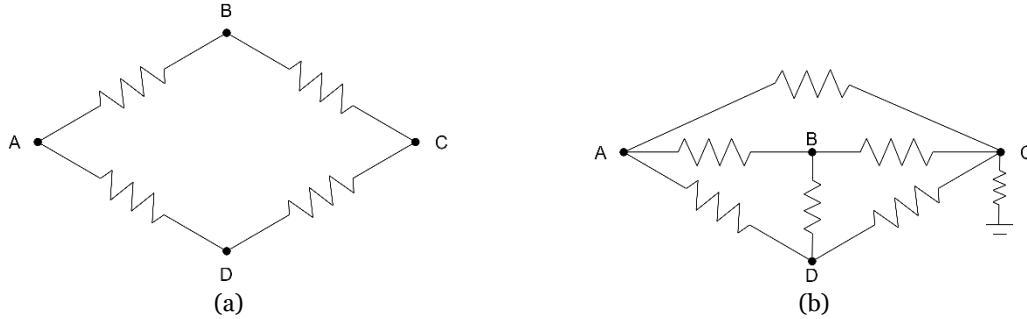


Figure D-1. Exemples de graphes électriques

Application numérique

En considérant que chacune des résistances vaut 1 p.u. dans les deux exemples de la Figure D-1, la théorie des graphes indique que les matrices d'adjacence valent :

$$\mathcal{A}_{(a)} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \quad \mathcal{A}_{(b)} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix}$$

On peut donc calculer que les matrices Laplaciennes valent :

$$\mathcal{L}_{(a)} = \begin{pmatrix} 2 & -1 & 0 & -1 \\ -1 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 2 & -1 \\ -1 & 0 & -1 & 2 \end{pmatrix} \quad \mathcal{L}_{(b)} = \begin{pmatrix} 3 & -1 & -1 & -1 \\ -1 & 3 & -1 & -1 \\ -1 & -1 & 3 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 3 \end{pmatrix}$$

Du point de vue du domaine électrique, les matrices d'admittance valent :

$$\mathcal{Y}_{(a)} = \begin{pmatrix} 2 & -1 & 0 & -1 \\ -1 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 2 & -1 \\ -1 & 0 & -1 & 2 \end{pmatrix} \quad \mathcal{Y}_{(b)} = \begin{pmatrix} 3 & -1 & -1 & -1 \\ -1 & 3 & -1 & -1 \\ -1 & -1 & 4 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 3 \end{pmatrix}$$

Les matrices d'admittance et Laplaciennes de (a) sont similaires et celles de (b) ne diffèrent que par le coefficient lié au nœud C, à cause de la « boucle » (ou la connexion à la terre dans des termes de génie électrique) à ce nœud.

Dans le cas simple de (a), on peut calculer les valeurs des résistances équivalentes r^{eq} avec par exemple :

$$r_{ac,(a)}^{eq} = \left(\frac{1}{1+1} + \frac{1}{1+1} \right)^{-1} = 1$$

$$r_{ab,(a)}^{eq} = \left(\frac{1}{1} + \frac{1}{1+1+1} \right)^{-1} = \frac{3}{4}$$

Toutes les résistances équivalentes peuvent ainsi être résumées dans une matrice :

$$\mathcal{Z}_{(a)}^{eq} = \begin{pmatrix} 0 & 3/4 & 1 & 3/4 \\ 3/4 & 0 & 3/4 & 1 \\ 1 & 3/4 & 0 & 3/4 \\ 3/4 & 1 & 3/4 & 0 \end{pmatrix}$$

Mais cette tâche n'est pas faisable aisément pour (b).

Bien qu'il existe dans la littérature des moyens de réduire la dimension du problème en supprimant les nœuds qui ne sont ni producteurs ni consommateurs de puissance par des réductions de Kron [124], cela est une solution imparfaite dans le cas du réseau 39-nœuds. En effet, chaque réduction de Kron dépend de la répartition des producteurs, et dans le cas des 1000 placements aléatoires, cela revient à avoir 1000 réductions de Kron différentes. Cela ne permet donc pas d'obtenir une matrice d'impédances équivalentes, comme il a été fait dans l'application numérique précédente pour le cas (a).

Une méthode proposée par [125] généralise cette matrice à des cas non triviaux, en démontrant que l'impédance effective Z_{ij}^{eff} entre deux nœuds i et j est :

$$Z_{ij}^{eff} = L_{ii}^+ + L_{jj}^+ - 2L_{ij}^+ \quad (D-4)$$

Avec L^+ la matrice pseudoinverse de Moore-Penrose de L . Pour une matrice $\mathcal{A} \in \mathbb{C}^{m \times n}$, sa matrice pseudoinverse est définie comme étant l'unique matrice $\mathcal{A}^+ \in \mathbb{C}^{n \times m}$ vérifiant :

$$\begin{cases} \mathcal{A}\mathcal{A}^+\mathcal{A} = \mathcal{A} \\ \mathcal{A}^+\mathcal{A}\mathcal{A}^+ = \mathcal{A}^+ \\ (\mathcal{A}\mathcal{A}^+)^* = \mathcal{A}\mathcal{A}^+ \\ (\mathcal{A}^+\mathcal{A})^* = \mathcal{A}^+\mathcal{A} \end{cases} \quad (D-5)$$

Cette pseudoinverse permet de généraliser l'opération d'inversion à des matrices non carrées ou non inversibles.

De plus, [124] généralise l'équation (D-5) à des cas où le graphe comporte des boucles, l'impédance effective peut donc être calculée en utilisant la matrice d'admittance (équivalente à la « *Loopy Laplacian matrix* »)

$$Z_{ij}^{eff} = Y_{ii}^+ + Y_{jj}^+ - 2Y_{ij}^+ \quad (D-6)$$

Application numérique

Il est possible de calculer les matrices pseudo-inverses des matrices d'admittances :

$$Y_{(a)}^+ = \frac{1}{16} \begin{pmatrix} 5 & -1 & -3 & -1 \\ -1 & 5 & -1 & -3 \\ -3 & -1 & 5 & -1 \\ -1 & -3 & -1 & 5 \end{pmatrix} \quad Y_{(b)}^+ = \begin{pmatrix} 3/2 & 5/4 & 1 & 5/4 \\ 5/4 & 3/2 & 1 & 5/4 \\ 1 & 1 & 1 & 8 \\ 5/4 & 5/4 & 1 & 3/2 \end{pmatrix}$$

Puis à l'aide de l'équation (D-6), donc :

$$Z_{(a)}^{eff} = \begin{pmatrix} 0 & 3/4 & 1 & 3/4 \\ 3/4 & 0 & 3/4 & 1 \\ 1 & 3/4 & 0 & 3/4 \\ 3/4 & 1 & 3/4 & 0 \end{pmatrix} \quad Z_{(b)}^{eff} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix}$$

Cette application numérique met en avant que le calcul de la matrice d'impédance effective fait bien apparaître une impédance nulle entre un nœud et lui-même et que les impédances équivalentes sont égales aux impédances effectives pour les cas calculables sans. Cet outil de résistance effective est donc pertinent pour calculer une distance ou une impédance d'un nœud à un autre dans des réseaux maillés.

L'impédance effective permet ainsi de connaître en quelque sorte la distance entre deux points du réseau mais ne permet pas de décrire la répartition de divers moyens de productions par rapport à un évènement. Pour ce faire, nous proposons de créer un indicateur appelé « Impédance effective moyenne » qui permet de décrire la distance moyenne des moyens de productions pilotables par rapport à un évènement. Il n'existe pas de définition universelle de la moyenne d'une série de

données mais quelques expressions sont répandues et résumées dans le Tableau D.1. Les expressions de ces moyennes sont données pour des couples de nœud $\{i, j\}$ avec i un nœud comportant une centrale pilotable et j le nœud de l'évènement.

Tableau D.1. Expression de moyennes usuelles

Moyenne	Expression	
Arithmétique	$\frac{\sum_{\{i,j\}} P_i \cdot z_{ij}^{eff}}{\sum_i P_i}$	(D-7)
Géométrique	$\left(\prod_{\{i,j\}} (z_{ij}^{eff})^{P_i} \right)^{1/\sum_i P_i}$	(D-8)
Harmonique	$\frac{\sum_i P_i}{\sum_{\{i,j\}} \frac{P_i}{z_{ij}^{eff}}}$	(D-9)

La moyenne la plus utilisée dans la vie courante est la moyenne arithmétique mais celle qui s'applique le mieux au cas électrique de plusieurs résistances en parallèle est la moyenne harmonique par sa définition similaire à celle de plusieurs résistances en parallèle. Cependant, le principal désavantage de la moyenne harmonique (et géométrique) est que si l'une des données est nulle, c'est-à-dire qu'au moins un SMR est connecté au nœud de l'évènement, alors la moyenne est nulle, d'après un corollaire à la définition. Ainsi, les tendances obtenues à l'aide de la moyenne harmonique sont plus marquées qu'avec l'arithmétique, mais elle exclut trop de combinaisons, en proportion des tirages aléatoires : $1 - \left(\frac{k-1}{k}\right)^n$ avec k le nombre de nœuds disponibles pour les SMR et n le nombre de SMR à placer, soit 42 % des combinaisons de 12 SMR parmi les 30 nœuds.

Annexe E - BOITES A MOUSTACHES

Les résultats des estimateurs de fréquence extrême et de temps de retour extrême de chaque série de simulation peuvent être synthétisés dans des graphiques de type « boîte à moustaches ». Cela permet ainsi de comparer facilement, à l'aide de grandeurs statistiques simples (moyenne et médiane), les séries de simulations entre elles.

E.1. ELEMENT D'ANALYSE INTER-SERIES DE SIMULATION : BOITE A MOUSTACHES

Il existe plusieurs moyens de construire une boîte à moustaches. La méthode retenue et illustrée dans la Figure E-1 fait apparaître dans une boîte :

- Le premier quartile Q_1 de la série de données ;
- La médiane ;
- Le troisième quartile Q_3 .

Cette boîte contient donc 50 % des données. L'espace entre le premier et le troisième quartile est appelé interquartile IQ . Des « moustaches » sont aussi ajoutées, s'étendant jusque :

- Au premier point inférieur à $Q_3 + 1,5 \times IQ$ pour la moustache supérieure ;
- Au premier point supérieur à $Q_1 - 1,5 \times IQ$ pour la moustache inférieure.

Cette valeur de $1,5 \times IQ$ permet de représenter 99% des données si la série suit une loi normale. Les valeurs en dehors des moustaches sont donc considérées comme des valeurs aberrantes.

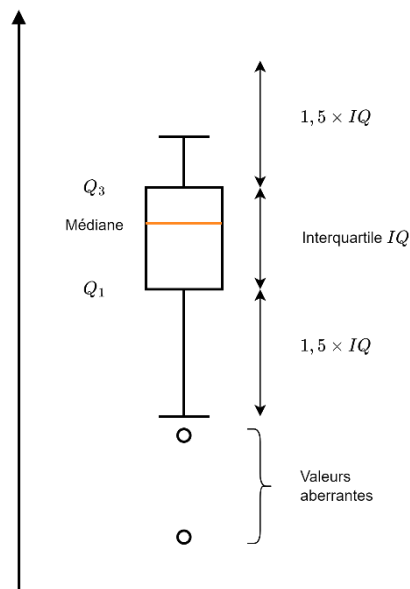


Figure E-1. Schéma de principe des boîtes à moustaches

Annexe F - EVOLUTION DE L'INERTIE DES TURBOALTERNATEURS

F.1. GENERALITES

Un turbo-alternateur est composé d'une turbine permettant de transformer l'énergie thermique ou cinétique d'un fluide en énergie mécanique par le biais d'aubes disposées sur un arbre tournant. Cet arbre est lui aussi relié au deuxième composant qu'est l'alternateur permettant de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique. Il existe plusieurs types de turbines (hydrauliques, à combustion interne, à vapeur) et d'alternateurs (machine synchrone, asynchrone, à courant continu, *etc.*) mais les systèmes les plus répandus dans les réseaux électriques sont les turbines à vapeur couplées à des machines synchrones. Comme expliqué dans les analyses précédentes, l'inertie des turbo-alternateurs joue un rôle important dans la dynamique d'un transitoire affectant le réseau dans son ensemble. L'inertie est l'équivalent d'une masse pour un mouvement en rotation. C'est-à-dire que l'énergie cinétique stockée dans le turbo-alternateur et la constante d'inertie, c'est-à-dire l'énergie cinétique nominale relative à sa puissance nominale en rotation sont telles qu'explicitées dans l'équation (II-11). Il reste donc à exprimer le moment d'inertie de l'ensemble turbo-alternateur.

Une première approche pour calculer le moment d'inertie d'un turbo-alternateur consisterait à le considérer comme un cylindre plein et considérer que l'augmentation de la puissance d'un turbo-alternateur est proportionnelle à l'augmentation de son rayon. Ainsi, le moment d'inertie J_{Δ} (défini dans l'équation (F-1) en kg.m^2) augmenterait d'un facteur 4 avec le rayon et par hypothèse, d'un facteur 4 avec la puissance car le moment d'inertie d'un cylindre plein est donné dans l'équation (F-2).

$$J_{\Delta} \triangleq \iiint d(x, \Delta)^2 dm \quad (\text{F-1})$$

Avec :

- $d(x, \Delta)$ la distance entre le point x et l'axe Δ (en m);
- dm la masse d'un volume élémentaire (en kg).

$$J_{\Delta, \text{cylindre plein}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^4 L \quad (\text{F-2})$$

Avec :

- ρ la masse volumique du cylindre (en kg.m^{-3});
- R le rayon du cylindre (en m);
- L la longueur du cylindre (en m).

Cependant, cette approche n'est en fait pas valable pour deux raisons principales présentées dans les deux prochaines sections.

F.2. INERTIE DE L'ALTERNATEUR

La première raison est que le rotor de l'alternateur qui a schématiquement une forme de cylindre est assez rapidement limité en diamètre. En effet, les alternateurs de turbines à vapeur tournent à de grandes vitesses (1 500 ou 3 000 tour/min sur des réseaux de 50 Hz, 1 800 ou 3 600 tour/min sur des réseaux de 60 Hz) provoquant de grandes contraintes mécaniques de traction sur les rotors. La contrainte mécanique de traction maximale sur le rotor doit être inférieure aux deux tiers de la limite

élastique du matériau du rotor à une vitesse de rotation 20 % plus grande que sa vitesse de rotation nominale [126]. La Figure F-1 montre par exemple des diamètres maximaux de rotors dont la vitesse de rotation nominale est de 3 000 tour/min en fonction de différents paramètres géométriques tels que la hauteur des encoches des bobines du circuit d'induction, ou de leur taux de remplissage. L'ordre de grandeur du diamètre maximal du rotor de l'alternateur est d'un mètre.

Application numérique

Pour illustrer les contraintes mécaniques subies par ces rotors, l'accélération centrifuge d'une masse élémentaire située à 0,5 m de l'axe de rotation à 3 000 tour/min est d'environ 5 000 g.

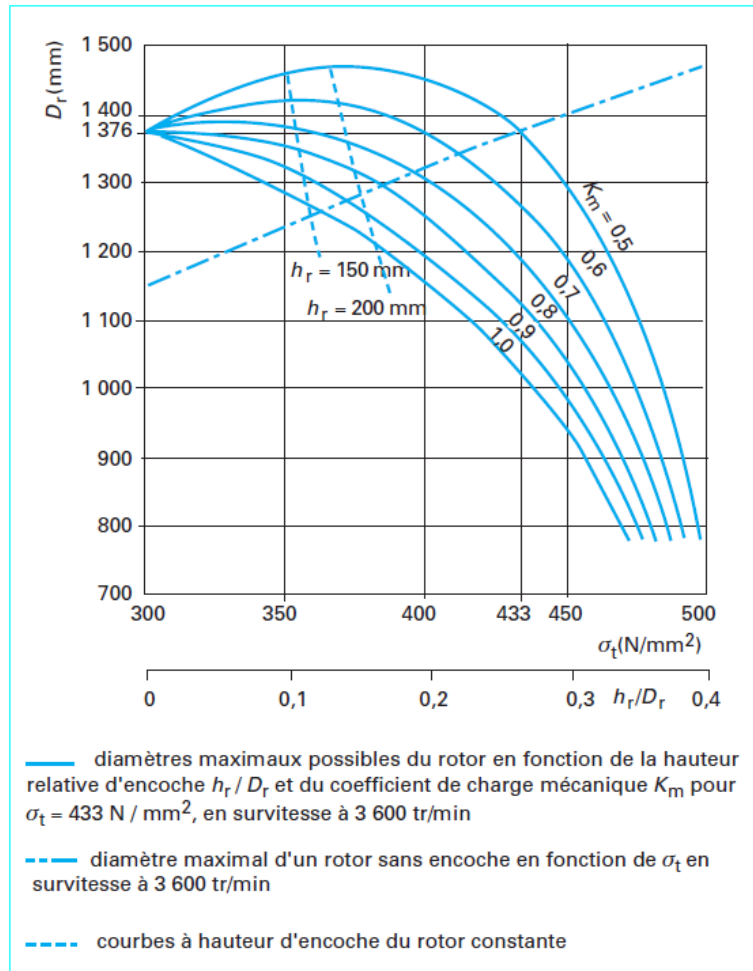


Figure F-1. Diamètres maximaux d'un rotor de turbo-alternateur bipolaire à vitesse nominale de 3 000 tour/min [126]

Une autre cause de la limitation du diamètre des rotors d'alternateurs est une contrainte de transport. En effet, les rotors doivent être déplacés de leur lieu de fabrication à leur lieu de fonctionnement et doivent passer sous différents ouvrages d'arts [127].

Ainsi, le diamètre de l'alternateur est rapidement limité par des contraintes mécaniques de traction ou même pour des raisons logistiques. Les fabricants d'alternateurs jouent donc sur d'autres paramètres tels que la longueur de l'alternateur pour augmenter la puissance de ceux-ci. Cela a d'ailleurs tendance à expliquer pourquoi le moment d'inertie augmente de manière linéaire et pas exponentielle. Cette raison est suffisante pour infirmer l'hypothèse d'une augmentation de l'inertie d'un alternateur comme image de l'augmentation de son rayon à la puissance 4.

F.3. INERTIE DE LA TURBINE

Cependant, il ne faut pas non plus considérer que l'inertie des turbo-alternateurs réside seulement dans l'alternateur car dans les turbo-alternateurs à vapeur, « la turbine présente toujours une inertie supérieure à celle de l'alternateur », d'après [128]. Or la géométrie de la turbine à vapeur ne peut en aucun cas se réduire à celle d'un cylindre plein. En effet, au rotor reliant la turbine (4 blocs en dégradé de vert dans la Figure F-2) et l'alternateur (bloc blanc à l'extrémité de la turbine sur la Figure F-2) se greffent des aubes au niveau du corps haute et moyenne pression (bloc de gauche sur les Figure F-2 et Figure F-3) et au niveau des différents corps basse pression (les trois gros blocs sur ces figures).



Figure F-2. Photographie d'un groupe turbo-alternateur de 900 MW au Bugey, par [129]

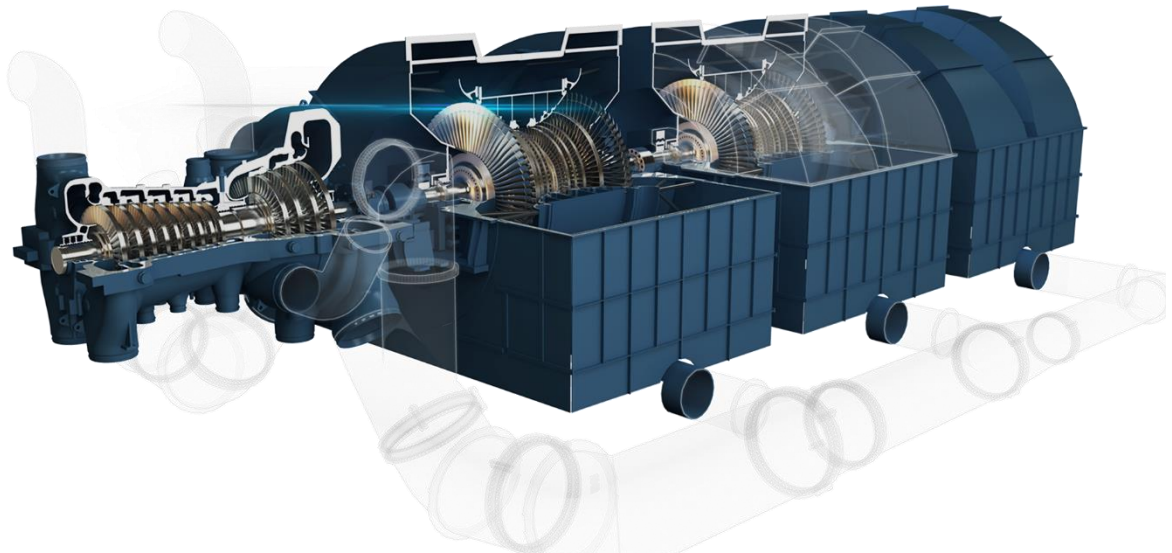


Figure F-3. Dessin de la turbine Arabelle de General Electric, issue de [130]

Le fonctionnement général des turbines repose sur de la vapeur à haute température et haute pression traversant différents étages d'aubes inclinées et attachées à un arbre (le rotor) dans le but de le faire tourner à grande vitesse (pour que l'alternateur convertisse cette rotation en puissance électrique). A chaque nouvel étage, la pression, la température et par conséquent la masse volumique de la vapeur diminuent. Donc à chaque nouvel étage, le débit massique D_m (équation (F-3)) est

inchangé mais le débit volumique D_V (équation (F-3)) diminue. Or, pour faire tourner la turbine, la vitesse du fluide sur les aubes doit être quasiment constante, donc la surface doit augmenter, c'est pourquoi la taille des aubes est nécessairement plus grande à chaque nouvel étage.

$$D_m \stackrel{\text{def}}{=} \iint_S \rho \vec{v} \cdot d\vec{S} \quad (\text{F-3})$$

$$D_V \stackrel{\text{def}}{=} \iint_S \vec{v} \cdot d\vec{S}$$

Le dernier étage d'aubes est alors le plus grand et donc le plus limitant et le plus dimensionnant dans la réalité. Ainsi, comme pour l'alternateur, de multiples contraintes apparaissent. Ce travail d'analyse des contraintes sur la turbine est issu de [131]. La Figure F-4 présente en traits pleins différentes limites constructives et en repère différentes réalisations industrielles. Chaque point de ce graphe associe une surface moyennée d'échappement \tilde{S} (en m^2) du dernier étage de la turbine en fonction du rapport Z des diamètres de l'aube comme défini dans l'équation (F-4).

$$\tilde{S} = S \left(\frac{N}{3000} \right)^2 \quad (\text{F-4})$$

$$Z = \frac{\text{diamètre au sommet}}{\text{diamètre à la base}}$$

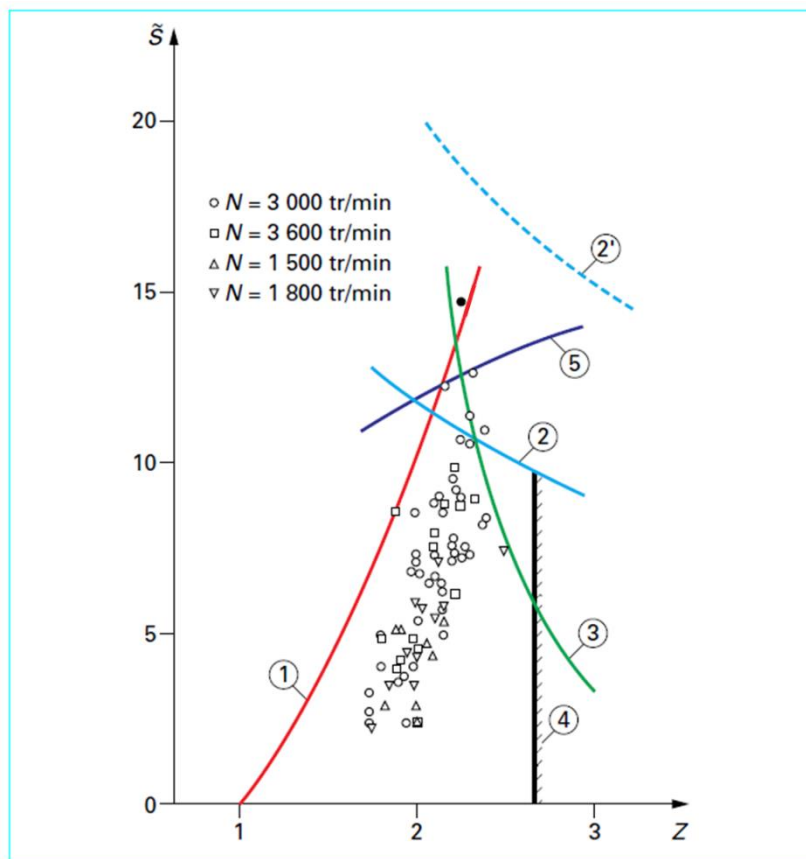


Figure F-4. Dernière ailette des turbines à vapeur basse pression : réalisations comparées aux limites constructives, issue de [131]

Trois limites sont importantes dans ce graphe et expliquent *in fine* pourquoi l'inertie des turboalternateurs ne peuvent pas augmenter de manière quadratique.

La première est une traduction des contraintes mécaniques maximales autorisées par le rotor en rotation incluant les contraintes mécaniques de traction des ailettes rattachées au rotor au niveau de

leur point d'attache. C'est la limite 1 dans la Figure F-4 qui limite le ratio des diamètres et les surfaces d'échappement possible.

La deuxième limite est la traduction du besoin de contrainte mécanique uniforme dans l'ailette. La contrainte mécanique σ (en Pa) est définie dans l'équation (F-5).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (\text{F-5})$$

Avec la force F (en N) appliquée à une section A (en m^2). La force centrifuge augmentant quadratiquement, il faut que la section diminue quadratiquement pour obtenir une contrainte mécanique de traction uniforme radialement. Cela se traduit par la limite 2 qui limite globalement la surface d'échappement possible.

Une autre limite importante est la traduction des limitations causées par la forme vrillée et à cambrure variable (voir Figure F-5) des ailettes sur l'aérodynamique de la vapeur. Cela limite leur taille et correspond à la limite 4.

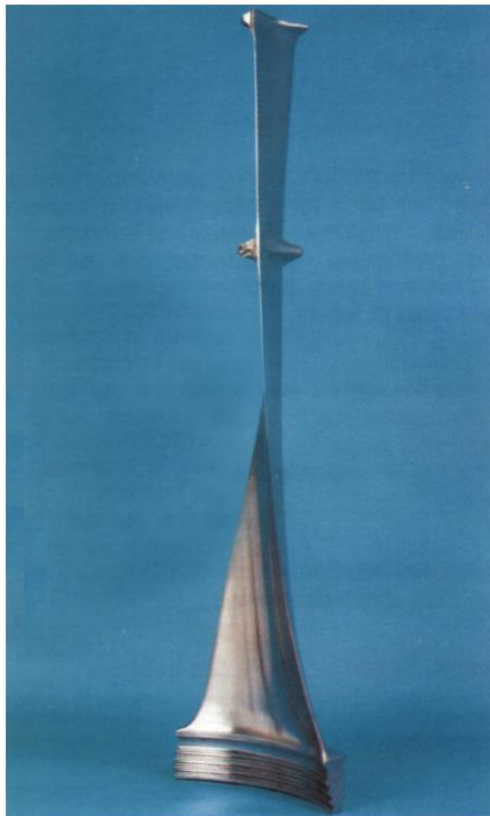


Figure F-5. Exemple d'ailette de 1,36 m de hauteur pour une turbine basse-pression [131]

D'après la Figure F-4, il existe d'autres limitations sur la taille des ailettes, pour plus d'informations, se reporter à [131].

Ainsi, pour augmenter la puissance des turbines, il faut augmenter leur surface d'échange avec la vapeur et donc le diamètre des ailettes. Or à cause de multiples limitations, cela devient impossible. Pour pallier ces contraintes, il existe trois grandes stratégies :

- Diviser les flux de vapeur sur deux turbo-alternateurs au lieu d'un seul ;
- Créer des étages en parallèle. C'est ce qui est représenté dans la Figure F-2 et la Figure F-3 : les trois corps basse pression permettent de multiplier la surface d'échange par 3. Et dans la Figure F-6, le flux de vapeur arrivant au centre dans un corps basse pression est divisé en deux permettant de multiplier par 2 la surface d'échange dans un même corps. Au total, pour une

centrale nucléaire équipée de corps basse pression, cela permet de multiplier par 6 la surface d'échange ;

- Diminuer la vitesse de rotation pour diminuer les efforts centrifuges. Cela se fait en augmentant le nombre de paires de pôles de l'alternateur.

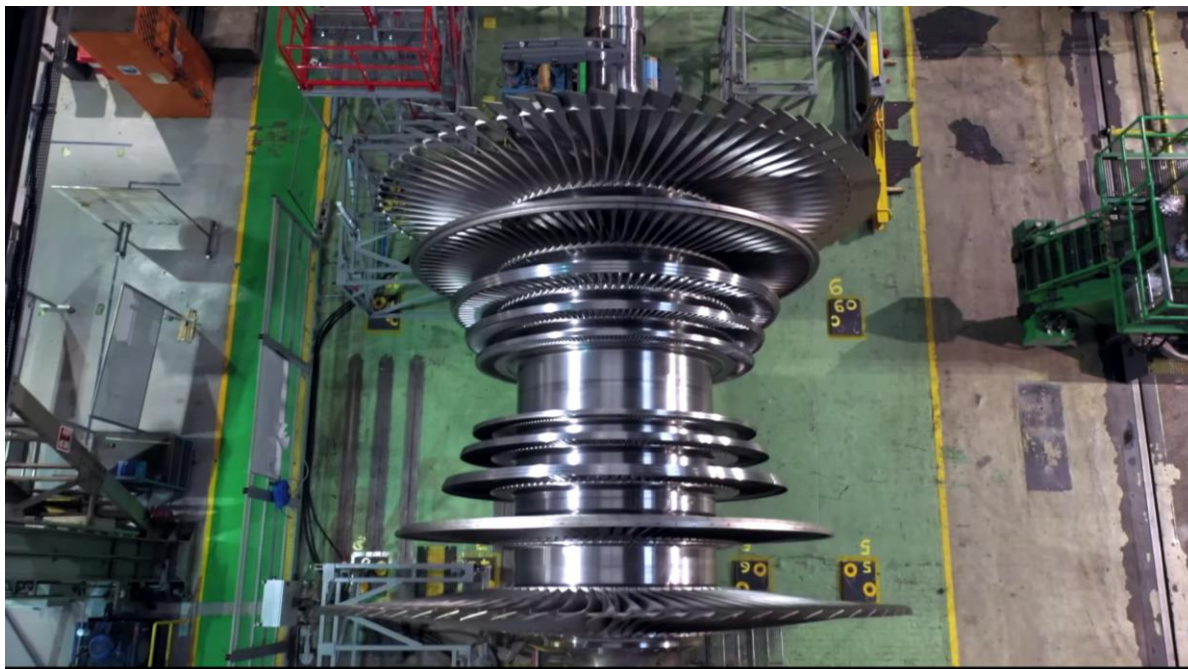


Figure F-6. Corps basse pression d'une turbine Arabelle en construction [132]

Il n'existe pas de choix parfait parmi ces stratégies. Il faut adapter selon la puissance à produire, la pression et la température en entrée de la turbine. En effet, « les réacteurs nucléaires ne permettent pas d'obtenir une vapeur aussi chaude à aussi haute pression que les chaudières classiques (50 à 60 bar à environ 300 °C au lieu de 150 à 200 bar à 565 °C). La production de la même puissance nécessite donc un débit-volume de vapeur plus important conduisant à une augmentation de la longueur radiale des aubes de sortie de l'étage basse pression. Pour limiter l'accroissement des efforts centrifuges occasionnés par ce surdimensionnement, il est préférable pour ces grandes puissances de prévoir une vitesse de rotation plus faible. Actuellement, la majorité des alternateurs de centrales nucléaires de forte puissance sont donc quadripolaires ($2p = 4$) et les vitesses de rotation sont de 1 500 tr/min à 50 Hz », d'après [128]. Cela se reflète aussi notamment dans le Tableau F.1.

Tableau F.1. Principales caractéristiques des turbo-alternateurs de centrales nucléaires en France jusqu'en 1977, issu de [127]

Réacteur	Technologie	Nombre de turbo-alternateurs	Puissance électrique totale (en MW)	Caractéristiques de la vapeur en entrée de la turbine		Vitesse de rotation
				Pression (en bar)	Température (en °C)	
Marcoule G1	UNGG ¹	1	3	5,6	135	3000
Marcoule G2	UNGG	1	40	10	334	3000
Marcoule G3	UNGG	1	40	10	334	3000
Chinon 1	UNGG	1	70	18	318	3000
Chinon 2	UNGG	2	200	32	340	3000
Chinon 3	UNGG	2	480	52	383	3000
Chooz A	REP	1	266	34	241	3000
Brennilis	HWGCR ²	1	70	68	455	3000
Saint-Laurent 1	UNGG	2	480	34	390	3000
Saint-Laurent 2	UNGG	2	515	35	400	3000
Bugey 1	UNGG	2	540	33	387	3000
Phenix	RNR-Na	1	250	163	510	3000
Fessenheim 1	REP	1	870	52	265	1500
Fessenheim 2	REP	1	870	52	265	1500
Bugey 2	REP	1	925	55	269	1500

Deux points importants sont à remarquer. Le premier est qu'à une puissance modérément grande, il est possible avec la technologie REP de n'avoir qu'un seul turbo-alternateur à une seule paire de pôles. C'est le cas de la centrale de Chooz A de technologie REP et dont la puissance électrique était d'environ 300 MW, de l'ordre de grandeur des SMR actuellement en recherche. Le deuxième point est qu'en effet, la technologie REP de forte puissance impose de réduire la vitesse de rotation car l'enthalpie d'entrée en turbine est trop faible et conduirait à des surfaces d'échappement des turbines basse pression trop grandes [128, 133].

F.4. LE CALCUL DE L'INERTIE

Finalement, le calcul du moment d'inertie (et par extension de la constante d'inertie H) n'est pas trivial et nécessite des calculs de dimensionnement poussés. Il est en tout cas faux de dire que le moment d'inertie augmente à la puissance 4 du rayon (comme conjecturé dans l'équation (F-1) car celui-ci est rapidement limité tant au niveau de la turbine que de l'alternateur. Il est plus juste de conjecturer qu'à partir d'une certaine puissance, l'augmentation de puissance se traduit par une augmentation de longueur au niveau de l'alternateur ainsi qu'au niveau de la turbine avec l'ajout de différents étages de basse pression sur un même rotor mais fonctionnant en parallèle. Toutefois, pour augmenter la puissance à partir d'un certain seuil, il est aussi possible de diviser la vitesse de rotation par 2, ce qui permet de pouvoir augmenter à nouveau le diamètre des turbines ou de diviser le flux en deux dans chaque corps basse pression.

¹ Uranium Naturel Graphite Gaz.

² *Heavy Water Gas Cooled Reactor* : Réacteur à eau lourde refroidi au gaz.

En se basant sur les évolutions explicitées dans ce chapitre, des propriétés des turbo-alternateurs au fil du temps et en fonction des technologies, ceux des SMR pourraient être dimensionnés avec une vitesse de rotation de 3 000 tour/min (une seule paire de pôles) comme il a été possible de faire pour le REP de Chooz A. Toutefois, dans le cadre de ces travaux, il n'est pas possible de calculer quels sont les moments d'inertie et donc la constante d'inertie de divers SMR. Seules les données issues de [113] peuvent pour l'instant indiquer des paramètres de turbo-alternateurs crédibles.

Ces données indiquent une tendance à l'augmentation de l'inertie (à puissance constante par définition) des turbo-alternateurs lorsque leur puissance diminue. Cela explique pourquoi l'inertie des SMR est plus favorable aux temps courts, inférieurs à la seconde.

RESUME

La lutte contre les émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique conduit les gouvernances mondiales à encourager, dans le système électrique, le développement d'Énergies Renouvelables Intermittentes (EnRI) en remplacement de moyens de production carbonés. D'un côté, cette transition énergétique mène à repenser les moyens de conception, de pilotage et de stabilité des réseaux électriques car les EnRI sont limitées dans leur pilotabilité à l'inverse des moyens carbonés historiques. D'un autre côté, la R&D sur des projets de réacteurs nucléaires appelés Small Modular Reactors (SMR) est très active. De surcroît, ces SMR présentent des caractéristiques qui pourraient être intéressantes du point de vue de la flexibilité.

L'objectif de cette thèse est de caractériser l'interaction d'un parc de SMR avec un réseau électrique dans un contexte de besoin accru de flexibilité. Quelques travaux antérieurs ont déjà étudié les aspects technico-économiques de cette interaction, l'apport de la cogénération à la flexibilité des réacteurs et à la stabilité des réseaux, ou encore le dimensionnement de réacteurs afin d'améliorer leur flexibilité. Aucun d'entre eux n'a permis de caractériser, vis-à-vis de la stabilité des réseaux de transport, l'impact de l'implantation de SMR dont leur flexibilité repose sur leur taux de pénétration, leurs puissances, leurs localisations et leurs rampes de puissance admissibles variables.

Le premier apport de cette thèse est de présenter les conditions pour lesquelles un couplage de codes de dynamique des SMR et de génie électrique est nécessaire (ou non) pour représenter correctement leur interaction. Pour cela, un chaînage entre le logiciel de dynamique des réseaux électriques (PowerFactory) et le code de calcul de dynamique des réacteurs nucléaires (CATHARE) a été mis en place en utilisant un réseau continental et un jeu de données de réacteur. Les différentes comparaisons de résultats permettent de montrer que ce chaînage est nécessaire pour le code CATHARE afin de simuler correctement des transitoires en provenance de la turbine. Cependant, dans le sens inverse, l'apport du chaînage à PowerFactory est négligeable, ce qui permet de conclure que des modèles simplifiés de SMR suffisent pour conclure sur le potentiel apport des SMR à la stabilité des réseaux avec PowerFactory.

Le second apport est la quantification de l'impact qu'aurait le remplacement de réacteurs de forte puissance sur un réseau par une flotte de SMR. Une méthodologie générale est proposée afin de définir les paramètres d'entrée représentant ces caractéristiques de flexibilité, des variables de sortie pour analyser leurs impacts et des transitoires d'intérêt pour étudier cela à l'échelle de temps retenue. Cette méthodologie est appliquée à un réseau continental, représentatif d'un réseau de transport interconnecté. Les résultats démontrent que l'éloignement des moyens de production par rapport à un évènement donné améliorent le comportement transitoire du réseau aux échelles de temps de la seconde à la minute. Ils démontrent aussi que les paramètres mécaniques des turboalternateurs des SMR impliquent une amélioration de la stabilité à l'échelle de temps de la seconde. Cette méthodologie est aussi appliquée au réseau de Guadeloupe, représentatif d'un réseau de transport insulaire et non-interconnecté. Les résultats démontrent que pour s'intégrer sur ce type de réseau, les SMR doivent avoir une puissance limitée et que des innovations technologiques sont nécessaires pour améliorer les rampes de puissances atteignables, augmenter les réserves de puissance pour la régulation de fréquence et permettre aux réacteurs de fonctionner à puissance intermédiaire en continu.

Mots-clés : Multiphysique, Couplage, Réseau électrique, Stabilité, Small Modular Reactor, Flexibilité

ABSTRACT

The fight against anthropogenic greenhouse gas emissions is leading world governments to encourage the development of Variable Renewable Energies (VREs) in power systems, replacing carbon-based sources. On the one hand, this energy transition requires rethinking the power system's design, control and stability since the VREs are non-dispatchable, unlike historical carbon-based sources. On the other hand, R&D on nuclear reactor projects called Small Modular Reactors (SMR) is very active. Moreover, these SMRs present characteristics that could be interesting from the point of view of flexibility.

The aim of this thesis is to characterize the interaction of a fleet of SMRs with an electrical grid in a context of increased need for flexibility. Some previous works have already studied the techno-economic aspects of this interaction, the contribution of cogeneration to reactor flexibility and network stability, or even a methodology for sizing reactors in order to improve their flexibility. None of them allowed to characterize the impact on transmission network stability of the integration of SMRs whose flexibility relies on their variable penetration rates, power capacities, locations, and power ramps.

The first contribution of this thesis is to present the conditions for which a coupling of SMR dynamics and electrical engineering codes is necessary (or not) to accurately represent their interaction. To achieve this, a chaining between the power system dynamics software (PowerFactory) and the nuclear reactor dynamics calculation code (CATHARE) is carried out using a continental network model and a nuclear reactor dataset. The various result comparisons show that this chaining is necessary for the CATHARE code in order to correctly simulate transients from the turbine. However, in the opposite way, the contribution of the chaining to PowerFactory is negligible, leading to the conclusion that simplified SMRs models are sufficient to assess the potential contribution of SMRs to power system stability using PowerFactory only.

The second contribution is the quantification of the impact that replacing high-power reactors on a network with a fleet of SMRs would have. A general methodology is proposed to define input parameters representing these flexibility characteristics, output variables to analyze their impacts, and relevant transients to study within the time scale taken into account. This methodology is applied to a continental network, representative of an interconnected transmission network. The results demonstrate that distancing the means of production from a given event improves the transient behavior of the network at time scales from seconds to minutes. They also show that the mechanical parameters of SMR turbo generators improve stability at the time scale of the second. This methodology is also applied to the Guadeloupe network, representative of an insular and non-interconnected transmission network. The results show that to be integrated into this type of network, SMRs must have limited power and that technological innovations are needed to improve the achievable power ramps, increase the power reserves for frequency regulation, and enable reactors to operate continuously at intermediate power.

Keywords: Multiphysics, Coupling, Power system, Stability, Small Modular Reactor, Flexibility