

Fondation
GRENOBLE
INP



Chaire SmartGrids
Journée scientifique

31.03.2023

Fondation Grenoble INP

Inspirer par les sciences et le progrès un monde durable

Chiffres clés

15 M€ de mécénat

14 Chaires d'excellence industrielle

+ de 900 bourses versées

+ de 100 projets associatifs & écoles



Bernard Ugnon-Coussioz,
Directeur de la Fondation Grenoble INP

Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble

Le G2Elab couvre un spectre scientifique qui va des matériaux et composants, pour aboutir à la conception et au pilotage de systèmes d'énergie électrique



Nouredine Hadjsaid,
Directeur G2Elab et Chaire SmartGrids
Président Conseil Scientifique Think Smartgrids
Vice Président IEEE Power Energy Society

Enedis

Service public de la transition
écologique dans les territoires

« Les réseaux de distribution se trouvent au cœur de la transition énergétique et nous devons concevoir les solutions innovantes qui permettront de faciliter l'évolution vers une économie décarbonée, d'améliorer notre performance industrielle et d'offrir de nouveaux services à nos clients.

Cette collaboration, que nous avons renouvelé en 2021 pour cinq ans, nous a apporté de nombreux résultats, dont certains très directement utilisables dans nos processus industriels de gestion des réseaux.

Notre partenariat nous permet de travailler avec des experts au meilleur niveau à la fois dans les domaines de l'électrotechnique et dans les domaines IT, big data et IA. »



Pierre Mallet,
Directeur R&D

Stratégie Innovation 2023 - 2026

Journée Scientifique
de la Chaire Smart Grids

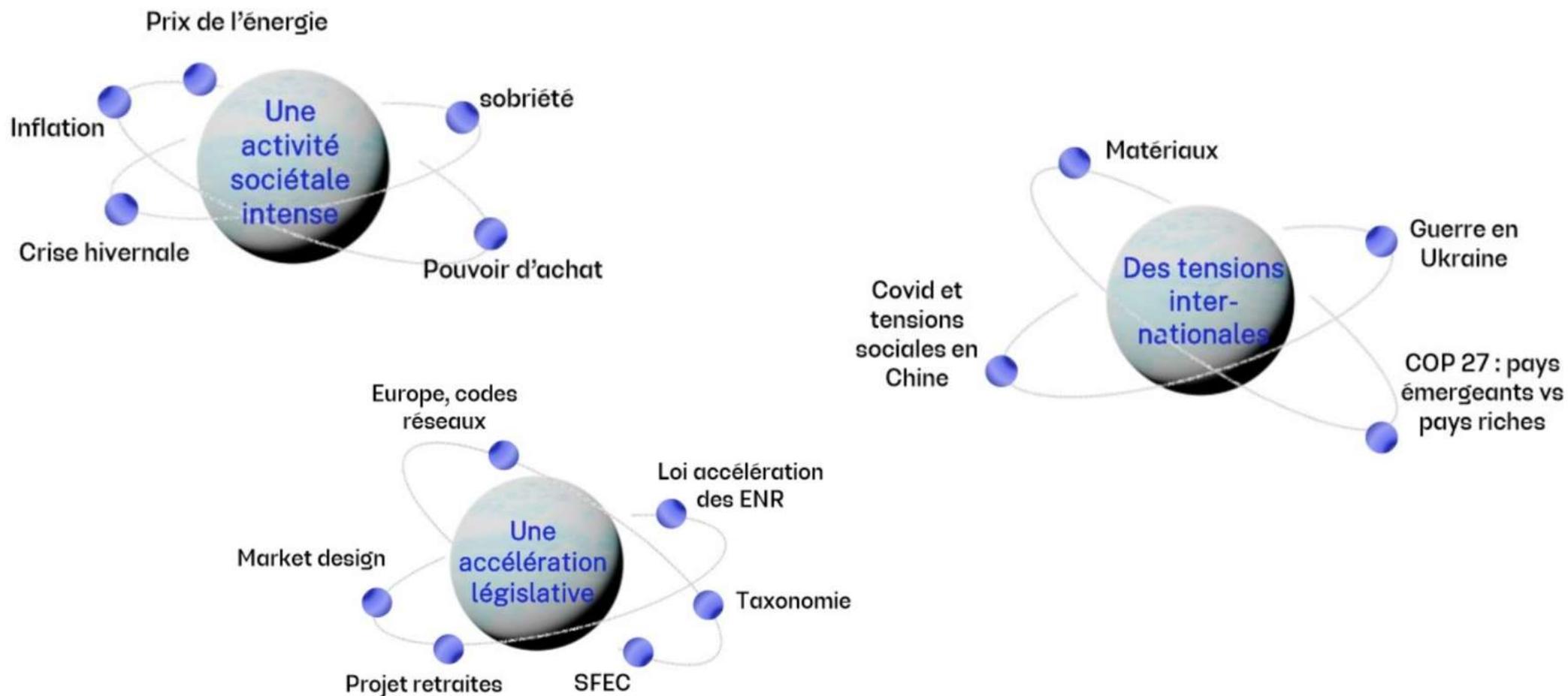
Grenoble
31 mars 2023

ENEDIS

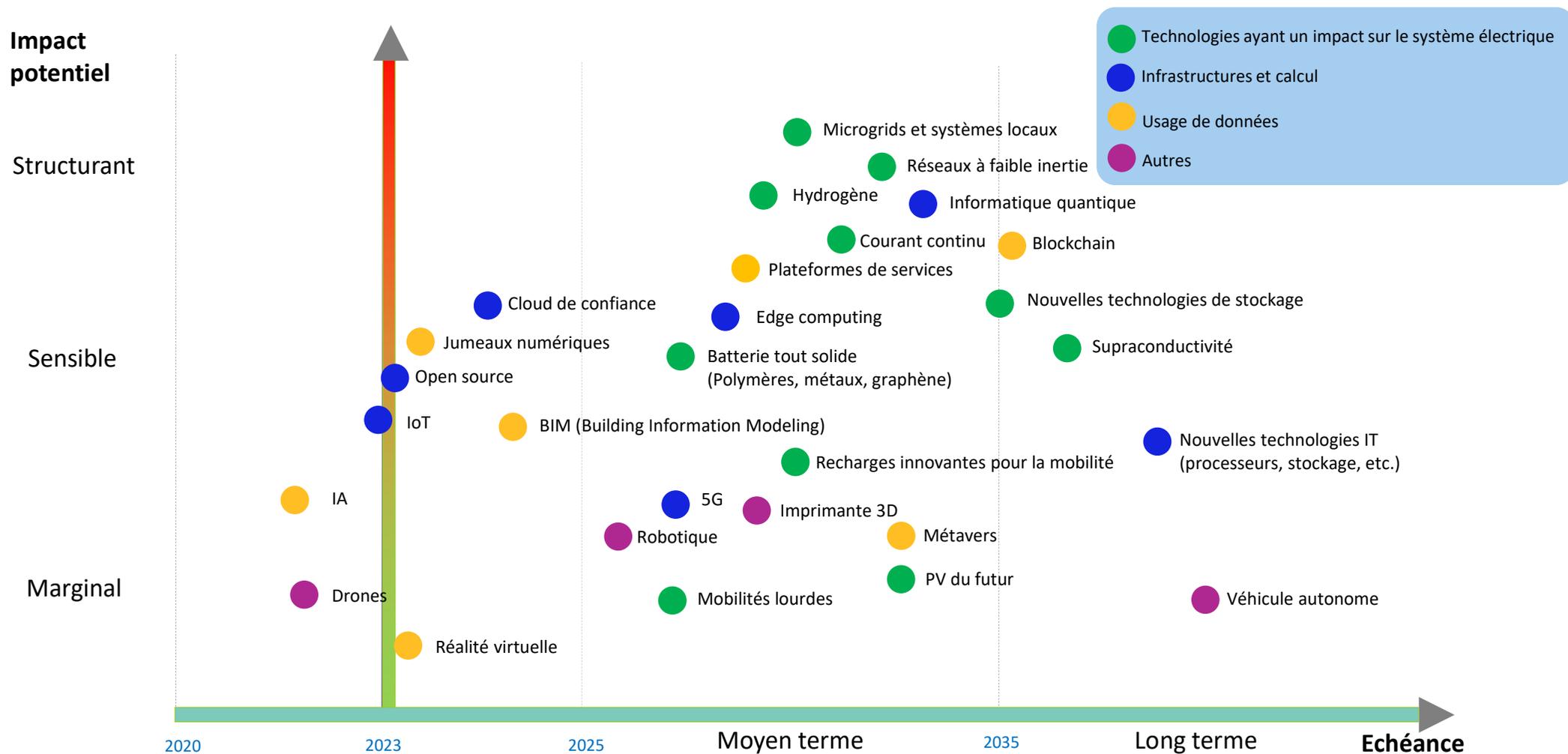
31/03/2023



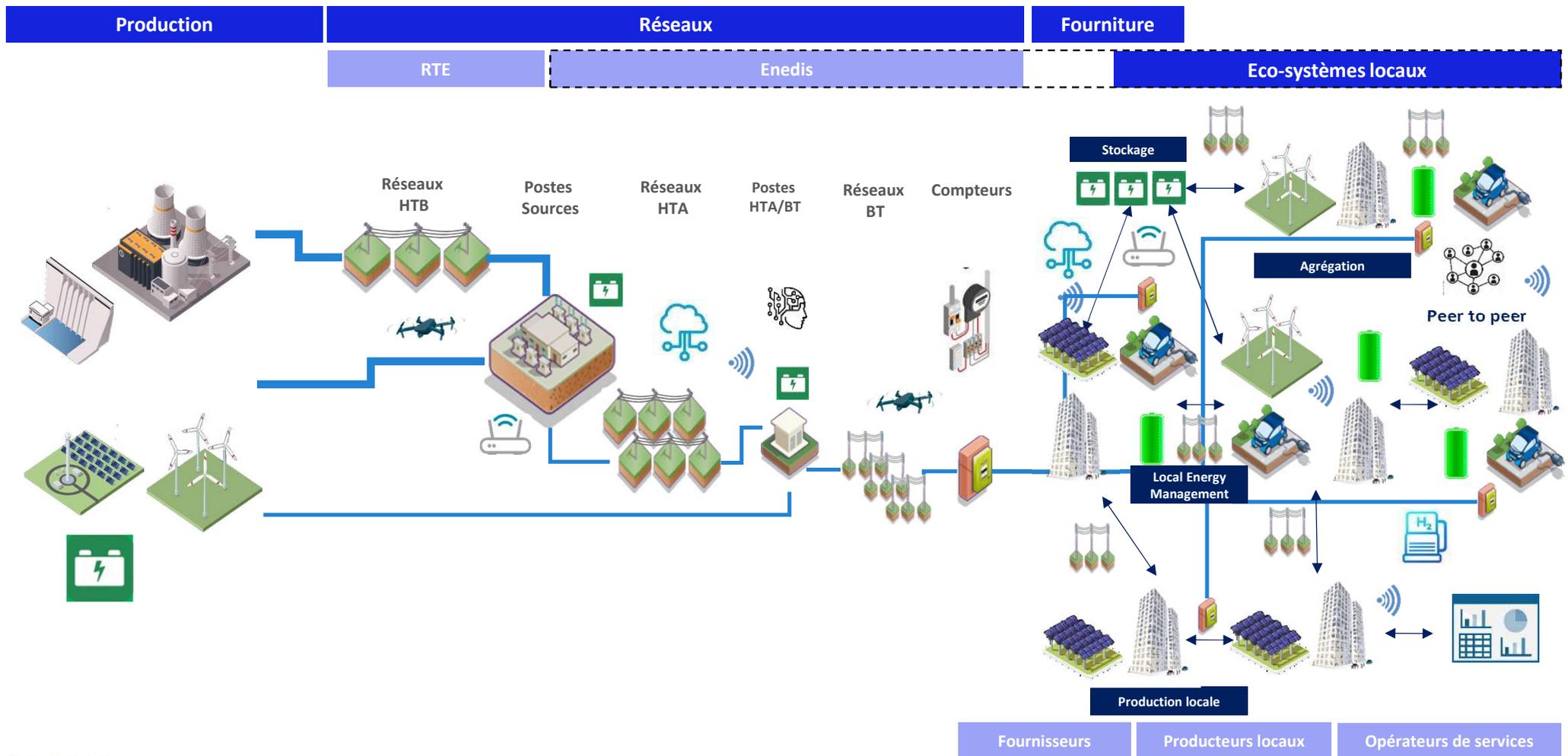
Le contexte dans lequel Enedis exerce son activité est en forte évolution



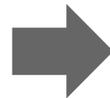
Les ruptures technologiques potentielles sont nombreuses et pourraient impacter les métiers du distributeur d'électricité



Le modèle se complexifie avec l'émergence de nombreux opérateurs de services à des mailles locales et les réseaux de distribution renforcent leur rôle « d'enabler »



Dans ce contexte très évolutif, l'innovation d'Enedis est au service des clients, territoires, acteurs du marché et de l'intérêt général avec deux ambitions : la performance et la préparation de l'avenir



- 1 Développer et exploiter un réseau physique et digital au service de l'**excellence opérationnelle**
- 2 Transformer la gestion du réseau pour prendre notre part dans l'accélération de **la transition écologique**

Au bénéfice, direct ou indirect, des territoires, des clients, des acteurs de marché et de l'intérêt général



Nous structurons nos priorités d'innovation autour de l'enjeu d'excellence opérationnelle et des six grands enjeux de la transition énergétique pour les DSO

Priorités d'innovation Enedis

Atteindre l'excellence opérationnelle



Accélérer la transition écologique

1

Intégrer massivement les ENR



2

Développer le stockage et les flexibilités



3

Electrifier les usages



4

Permettre les nouvelles optimisations locales



5

Consommer moins et mieux



6

Digitaliser de bout en bout



Merci de votre attention.

 Pierre Mallet

Direction Développement Innovation et Numérique

Enedis - Tour Enedis, 34 place des Corolles 92079
Paris La Défense Cedex

ENEDIS



Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT
Titulaire de la chaire SmartGrids



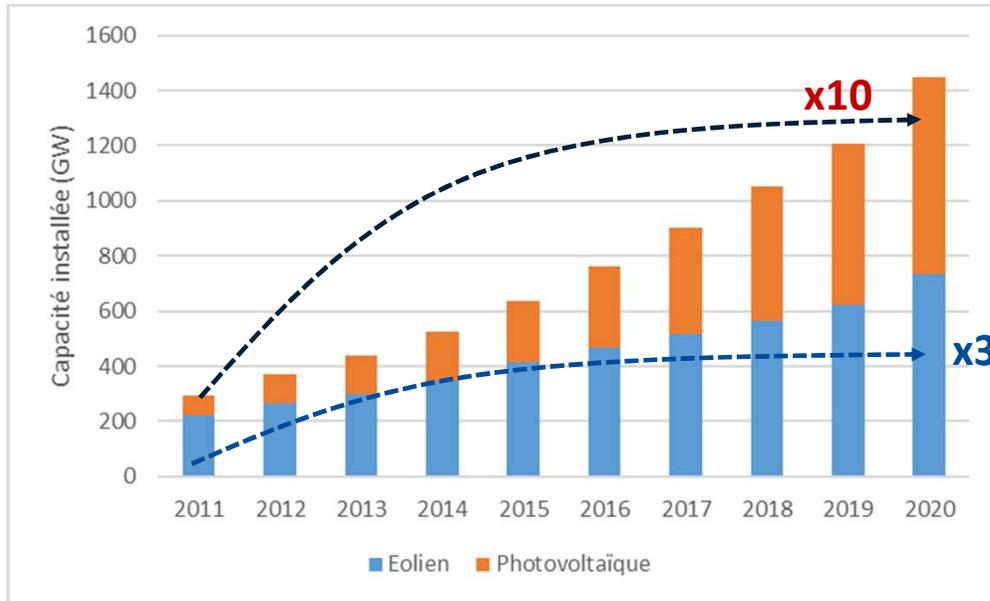
10 ans de recherche sur des enjeux de décarbonation

- La Chaire SmartGrids fête ses 10 ans!
- Pourquoi cette chaire?
 - ➔ Pour répondre avec anticipation aux **enjeux de la transition énergétique et numérique**
- Premier sujet de thèse de la chaire : moyen de régulation de la tension HTA pour augmenter la capacité d'accueil photovoltaïque

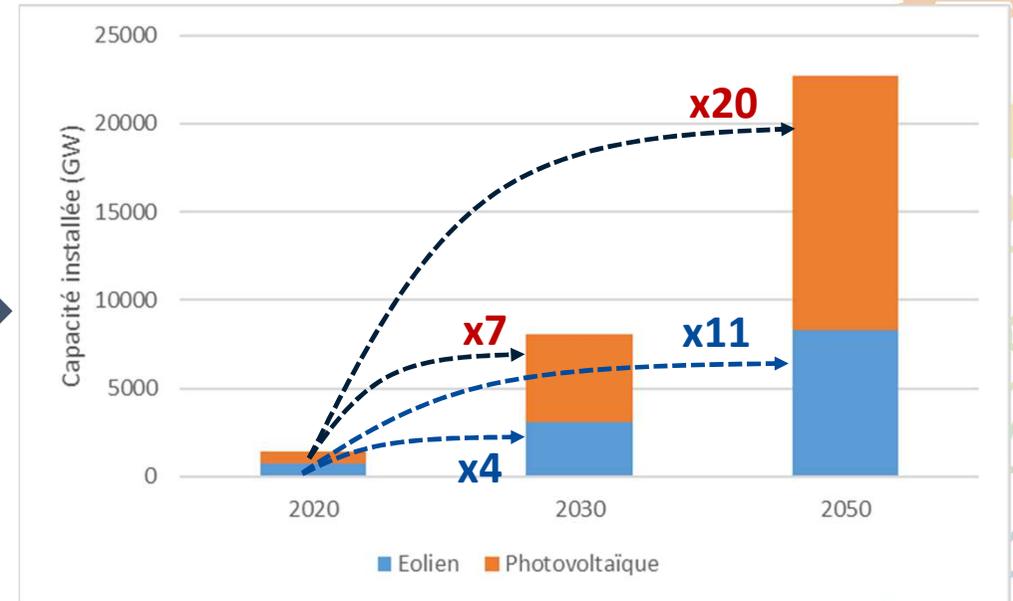


10 ans de recherche sur des enjeux de décarbonation

De 2011 et 2020



De 2011 à 2050



Source des chiffres utilisés dans les graphiques : IRENA et International Energy Agency (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris

Journée scientifique 2022



Philippe Cros
Enedis

Responsable des études stratégiques à la
Direction de la Stratégie



Yasmine Arsalane
Agence Internationale de l'Énergie

Analyste et modélisatrice électricité pour le
World Energy Outlook

Besoin d'investissements massifs dans le domaine des énergies propres et des réseaux électriques quels que soient les scénarios!

En moyenne à 2 000 milliards de dollars/an sur la période 2022-2030 à l'échelle mondiale selon l'AIE



Feuille de route 2021-2025

Sujets « réseau électrique »

Fonctionnement et optimisation des réseaux électriques de distribution

- Réseaux de distribution à **faible inertie**
- Fonctionnement et protection des **microgrids**
- Apports des **nouvelles solutions à base d'EP**
- **Réseau hybride AC/DC et DC**

Sujets « TIC »

Solutions innovantes à base de nouvelles technologies IT, Big Data et IA

- Données et méthodes IA pour l'optimisation et la gestion du réseau
- Architectures et outils informatiques pour les SI complexes
- Perspectives 5G et évolutions des CPL

Sujets transverses

- **Résilience des réseaux de distribution**
- **Exploitation des données accessibles pour la planification à toute échelle temporelle**



Equipe



Stabilité



Micro-réseaux



**Dispositifs innovants
à base d'électronique
de puissance**



**Succès de la
chaire**



**Intelligence artificielle
pour améliorer la
connaissance des charges**



**Intelligence
artificielle pour la
distribution**



Protection



**Pédagogie
innovante**

Stabilité des réseaux électriques de distribution en présence d'énergies renouvelables

Arshpreet SINGH

Encadrants GE2lab : Vincent DEBUSSCHERE, Nouredine HADJSAID

Encadrants Enedis : Benoit BOUZIGON, Xavier LEGRAND



Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Qu'est-ce que la stabilité d'un réseau électrique en présence de ressources interfacées par des convertisseurs (**IBR**) ?

« capacité d'un réseau électrique, pour une condition initiale donnée, à retrouver un état d'équilibre après avoir subi des perturbations physiques »

↑ IBR

- ↓ Inertie
- ↓ Contributions aux courts-circuits
- ↑ Commandes

Conséquences

- Impact sur les catégories classiques de stabilité
- Nouveaux problèmes, pas encore maîtrisés...

catégories **classiques** de stabilité:
synchronisation, tension, fréquence

nouvelle catégorie :
stabilité liée aux convertisseurs



Revue bibliographique

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

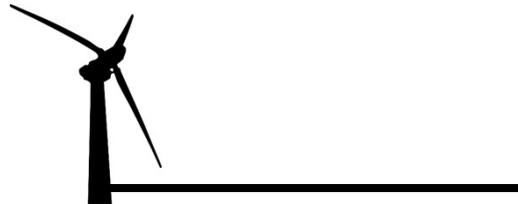
Stabilité liée aux convertisseurs (*Converter-driven stability*)

« problèmes de stabilité à l'échelle du **système** dus à des **interactions dynamiques** entre les commandes des convertisseurs et d'autres composants du réseau électrique (y compris d'autres convertisseurs) »

$f < 50$ Hz

Stabilité liée aux convertisseurs à interactions lentes (SCIL)

Des événements observés :



éoliennes + réseaux faibles



Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Objectif de la thèse : faire une étude de la stabilité **SCIL** sur les réseaux de distribution HTA

Questions à traiter :

1. Instabilités SCIL au sein des **réseaux de distribution HTA** ?
2. Comment les **éviter et/ou traiter** ?
3. Quel rôle peuvent jouer les onduleurs **Grid-Forming** ?
4. Comment le **GRD** peut-il agir face à ces phénomènes ?

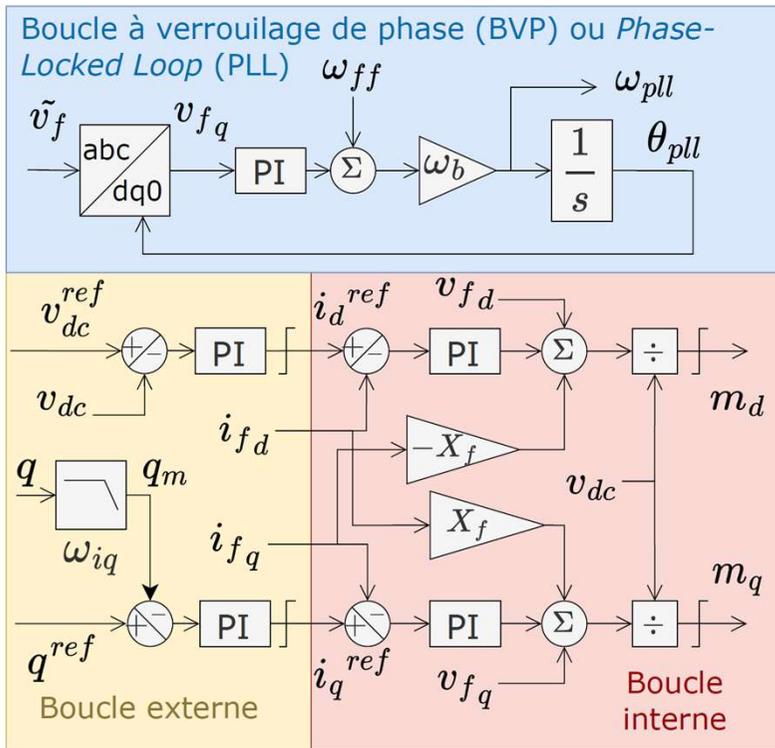
Stratégie:

1. Modéliser les onduleurs.
2. Faire une **analyse de stabilité** petits-signaux.
3. Proposer une **solution** dédiée au **GRD**: optimisation des bornes.



Modélisation: l'onduleur *grid-following* (GFL)

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

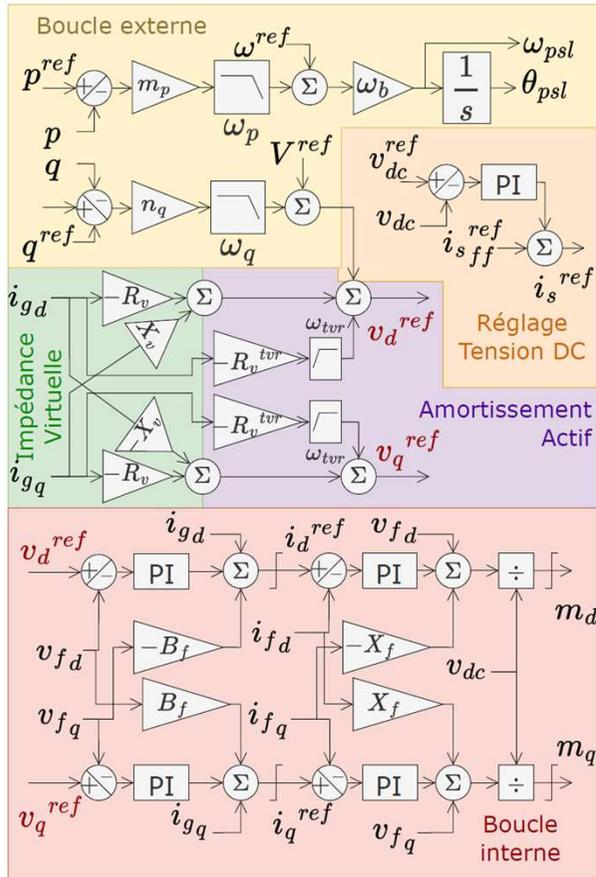


- Source de courant
- Consignes : P et Q
- Avantages
 - MPPT
 - Tension DC
- Inconvénients
 - Synchronisation « externe »
 - Instabilité réseaux faibles
 - La tension n'est pas réglée
 - Pas adapté aux réseaux 100% IBR
- Paramètres-clés : $t_r^{v_{dc}}$, $t_r^{i_q}$, t_r^{pll}

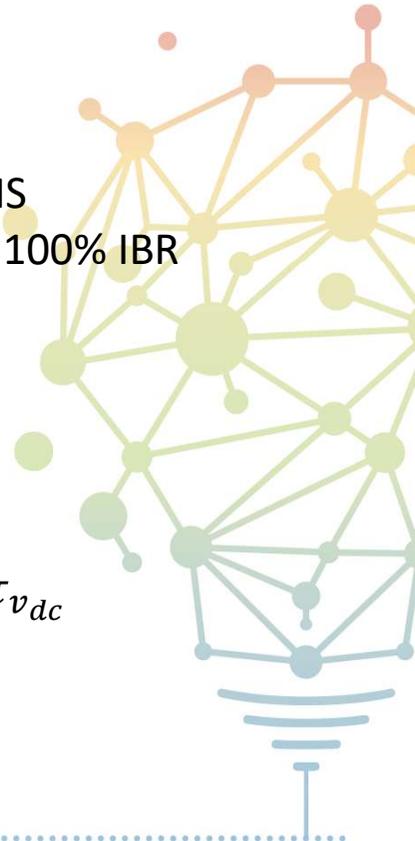


Modélisation: l'onduleur *grid-forming* (GFM)

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions



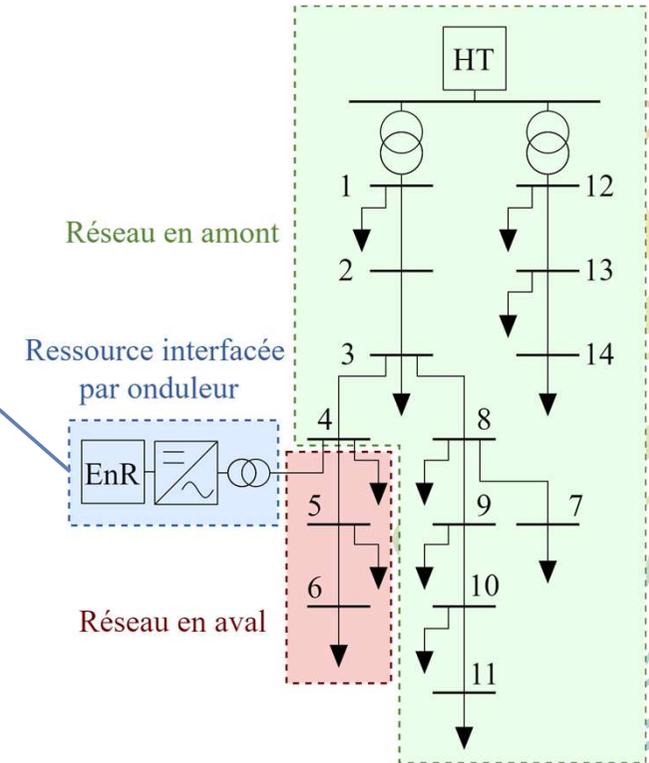
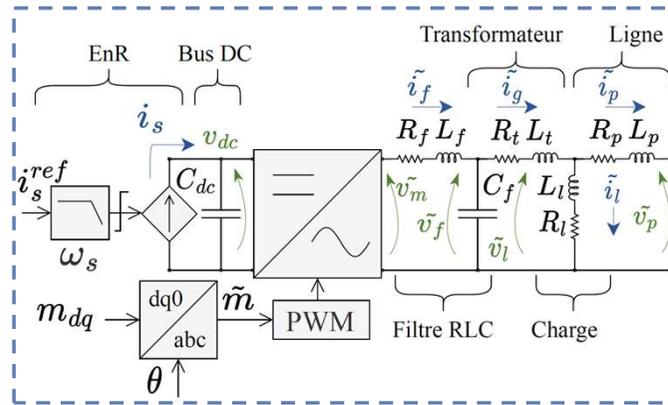
- Source de tension
- Consignes : P et V
- Avantages
 - Tension réglée
 - Synchronisation « interne », capable d'émuler MS
 - Réseaux faibles, micro-réseaux, réseaux isolés, 100% IBR
- Inconvénients
 - Tension DC
 - MPPT
 - Instabilité réseaux forts
- Paramètres-clés : m_p (droop), ω_p (inertie virtuelle), $\tau_{v_{dc}}$



Modélisation: le réseau (CIGRÉ MT)

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

- Réseau européen, HTA
- Départ rurale + village
- Hypothèses:
 - Radial
 - HT = bus infini (5000MVA)
 - 2 onduleurs de 10MW
 - Charges passives



Scénarios choisis

Scén.	Nœud 1	Nœud 2	Distance 1-2
S1	3	4	0,8 km
S2	3	5	1,4 km
S3	10	11	0,5 km
S4	7	11	3,3 km

Analyse de stabilité:

stabilité petits-sinaux

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Systèmes différentiels-algébriques

$$\begin{cases} \dot{x}_i = f_i(x_i, u_i, z_i) \\ 0 = g_i(x_i, u_i, z_i) \\ y_i = h_i(x_i, u_i, z_i) \end{cases}$$

Linéarisation

$$\begin{cases} \Delta \dot{x}_i = A_i \Delta x + B_i \Delta u \\ \Delta y_i = C_i \Delta x + D_i \Delta u \end{cases}$$

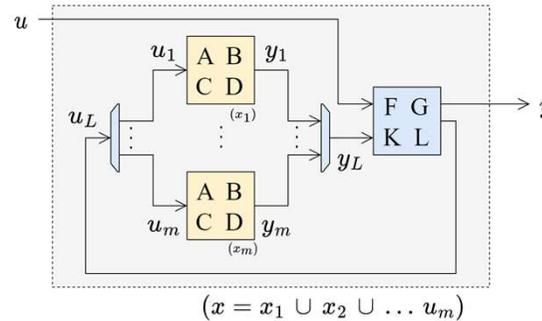
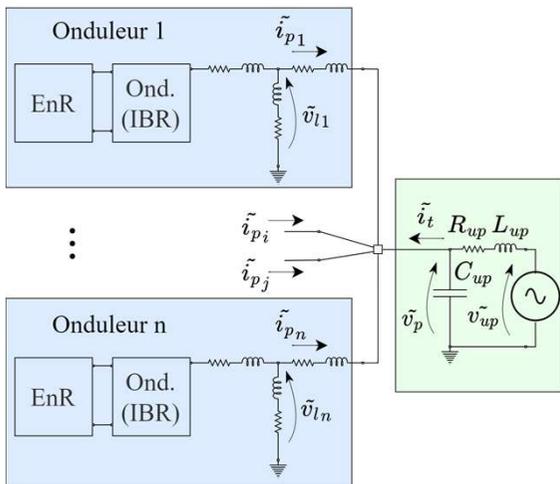
Regroupée
Représentation d'état

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u$$

Valeurs propres:

$$\lambda = \text{eig}(A)$$

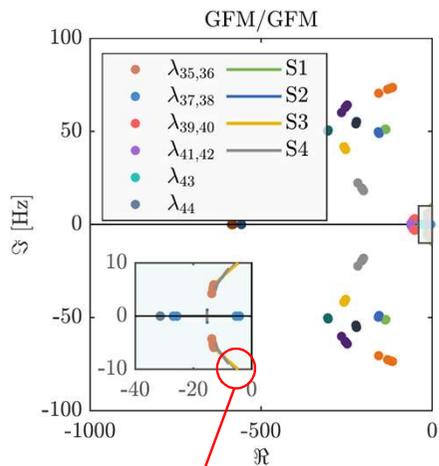
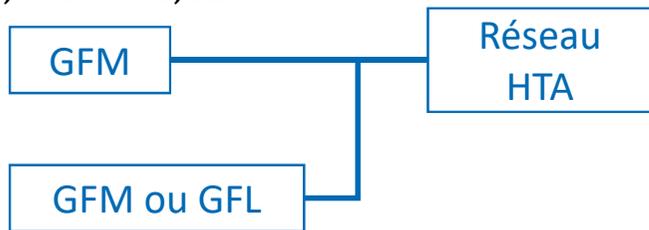
Stable en petits-sinaux si $\Re(\lambda) < 0$



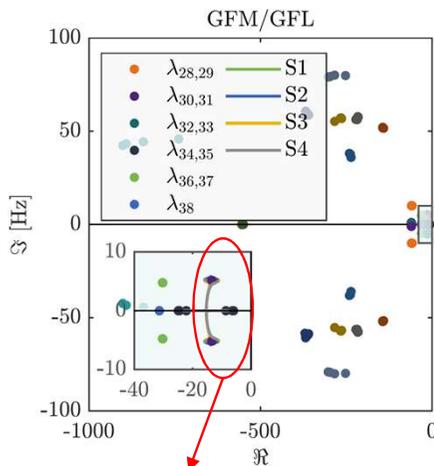
Analyse de stabilité: interactions entre des onduleurs

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

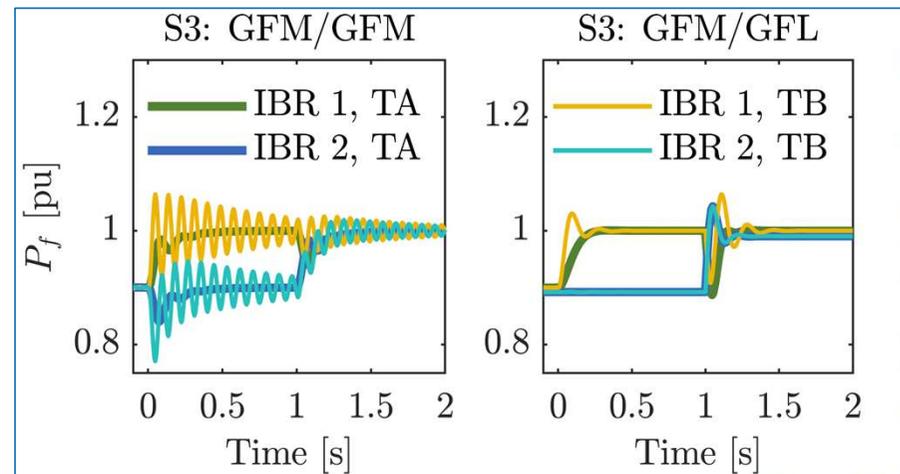
$m_p: 0,005 \rightarrow 0,05$



Réseau fort
Onduleurs à proximité



Moins impactant



Échelon de 0,1 pu sur p^{ref}

TA: $m_{p_1} = 0,01$

TB: $m_{p_1} = 0,045$

Analyse de stabilité:

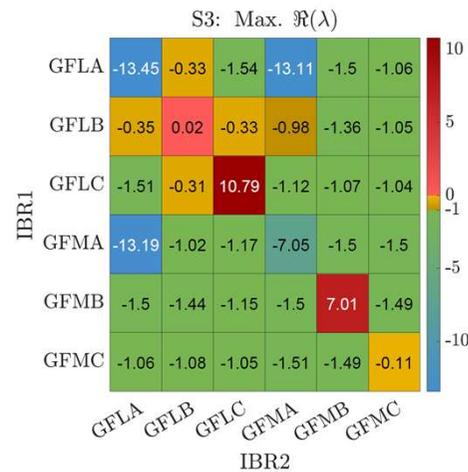
configurations « limites » et leurs conséquences

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Configurations Limites

IBR	Paramètre-clé	Min.	Max.
GFL	$t_r^{v_{dc}}$	50 ms	220 ms
	$t_r^{i_q}$	50 ms	1 s
	t_r^{pll}	20 ms	1 s
GFM	m_p	0,005	0,045
	ω_p	2,5 rd/s	50 rd/s
	$\tau_{v_{dc}}$	3 ms	70 ms

Par.	GFLA	GFLB	GFLC	Par.	GFMA	GFMB	GFMC
$t_r^{v_{dc}}$	100 ms	220 ms	220 ms	m_p	0,01	0,045	0,045
$t_r^{i_q}$	100 ms	1 s	1 s	ω_p	31,4 rd/s	50 rd/s	2,5 rd/s
t_r^{pll}	50 ms	1 s	20 ms	$\tau_{v_{dc}}$	5 ms	70 ms	70 ms

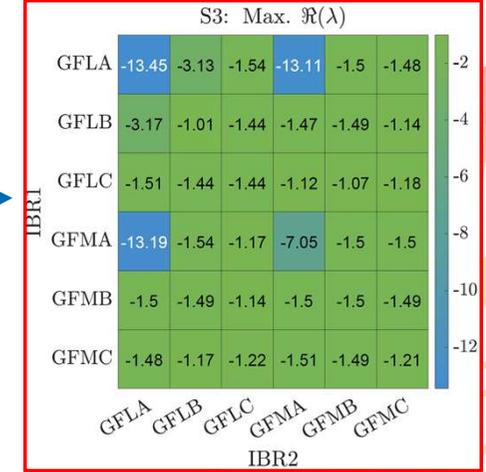
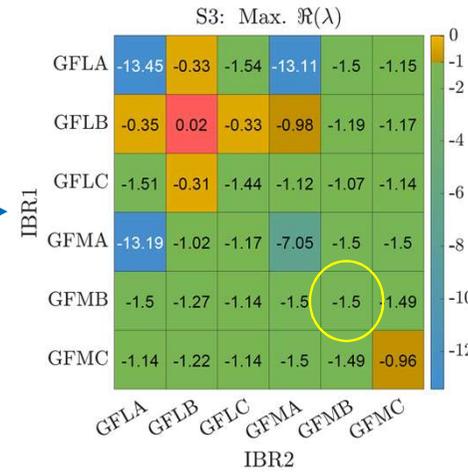
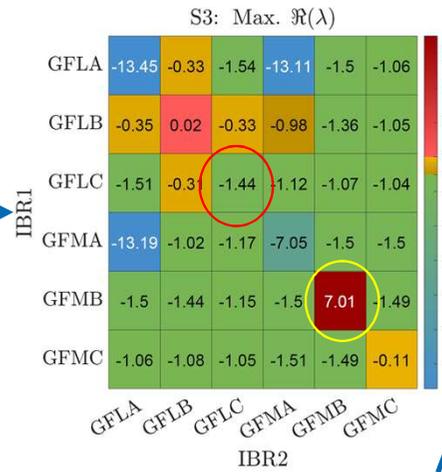
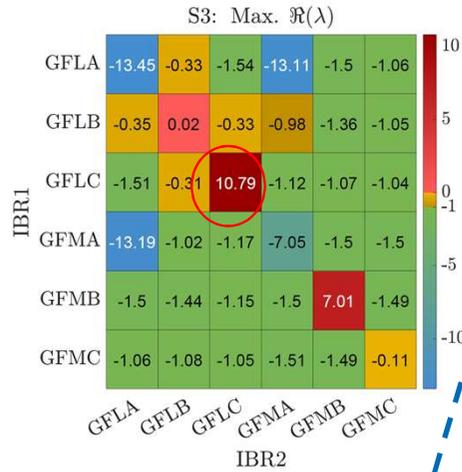


instable
mal amortie

Analyse de stabilité:

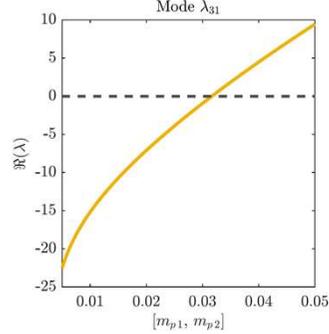
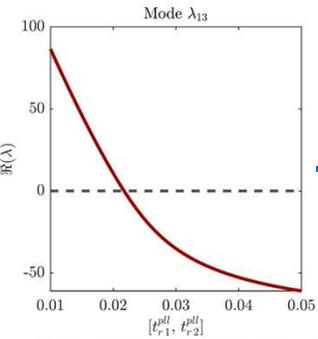
comment améliorer la stabilité en agissant sur les **limites** des paramètres-clés (**bornes**) ?

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions



$t_r^{pll}: 20 \rightarrow 25$ ms

$\overline{m}_p: 0,045 \rightarrow 0,025$



Nouvelles bornes:

IBR	Par.	Min.	Max.	IBR	Par.	Min.	Max.
GFL	$t_r^{v_{dc}}$	50 ms	220 ms	GFM	m_p	0,005	0,025
	$t_r^{i_q}$	50 ms	400 ms		ω_p	5 rd/s	50 rd/s
	t_r^{pll}	25 ms	300 ms		$\tau_{v_{dc}}$	3 ms	70 ms

Optimisation:

à la recherche des bornes optimales

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Cas d'étude: GFM/GFM, scénario S3

- Bornes inférieures : $l = \{m_p, \omega_p, \tau_{v_{dc}}\}$
- Bornes supérieures : $u = \{\overline{m}_p, \overline{\omega}_p, \overline{\tau}_{v_{dc}}\}$

bornes normalisées:
 (\tilde{l}, \tilde{u})

Surface des bornes

$$s = \sum_{k=1}^{n_p} (\tilde{u}_k - \tilde{l}_k)^2$$

$$p \rightarrow A \rightarrow \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n\} = \text{eig}(A) \rightarrow x = \max(\Re\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n\})$$

Jeu de paramètres

Valeurs propres

Valeur propre le plus proche
de l'axe imaginaire

Optimisation pour retrouver le pire-cas:

$$x^w(p^w) = \max \{x(p) \mid l \leq p \leq u\}$$

Objectif: fournir **la plus grande surface** des bornes, pour laquelle le **pire cas** reste **acceptable**

$$s^{\max}(l^{\text{opt}}, u^{\text{opt}}) = \max \{s(l, u) \mid x^w(l, u) < k\}$$

Critère de stabilité: k

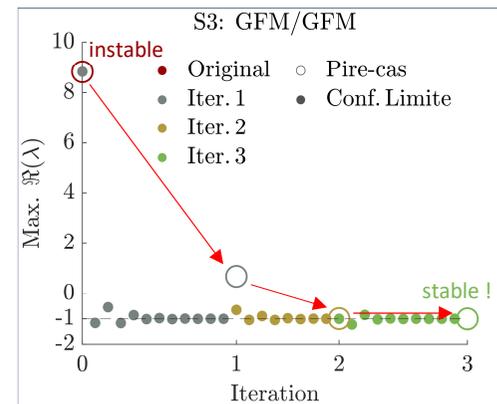
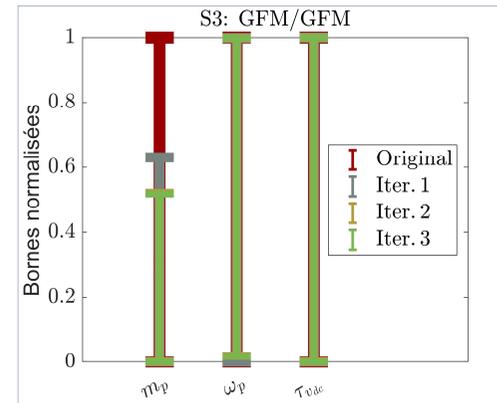
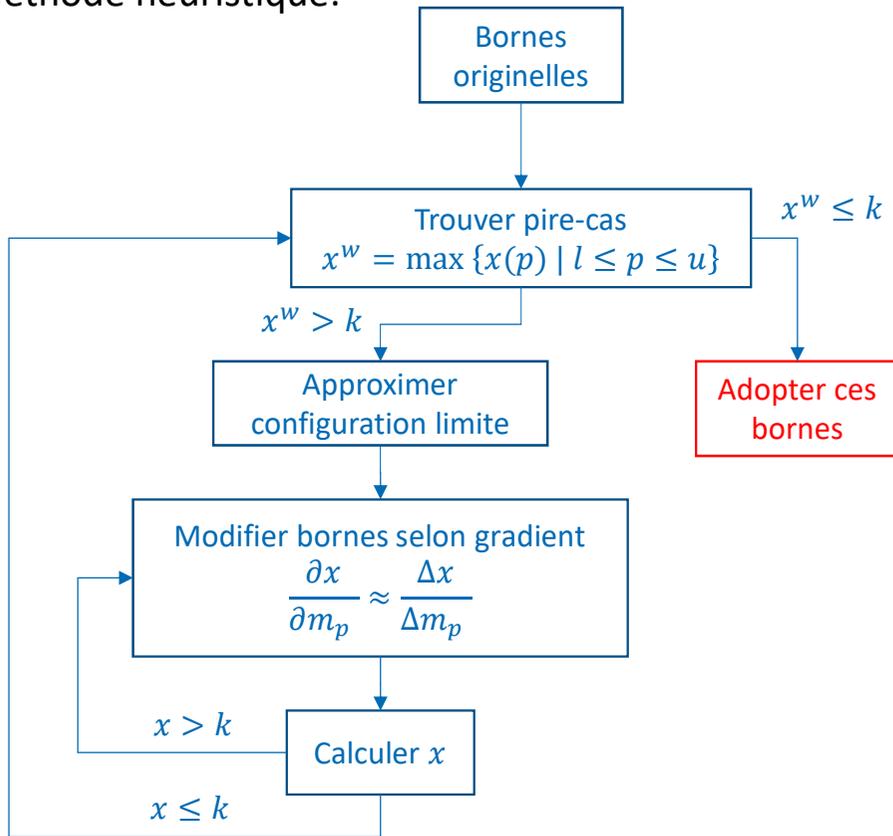
Algorithmes : **GA** (génétique) ou **PSO** (optimisation par essais particuliers)



Optimisation: à la recherche des bornes optimales

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Méthode heuristique:



Optimisation:

à la recherche des bornes optimales

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

Méthode	m_p	ω_p	$\tau_{v_{dc}}$	Pire-cas: x^w $k = -1$	Surface: s [%]	Temps de calcul
Bornes originelles	[0,0050 – 0,0500]	[3,14 – 62,8]	[0,003 – 0,070]	8,83	100 %	30 s
Optimisation (PSO, GA)	[0,0050 – 0,0278]	[4,39 – 62,7]	[0,003 – 0,070]	-1,03	73%	3 - 12 h
Heuristique	[0,0050 – 0,0283]	[4,15 – 62,7]	[0,003 – 0,070]	-1,00	73%	3 min.

Méthode	Avantages	Inconvénients
Optimisation globale	<ul style="list-style-type: none"> - Précis - Optimale 	<ul style="list-style-type: none"> - PSO, GA - Pas évolutive pour plusieurs paramètres/onduleurs - Complexe et extrêmement lente
Heuristique	<ul style="list-style-type: none"> - Rapide - Évolutive 	<ul style="list-style-type: none"> - Pas forcément optimale - Problèmes de convergence dans certaines situations

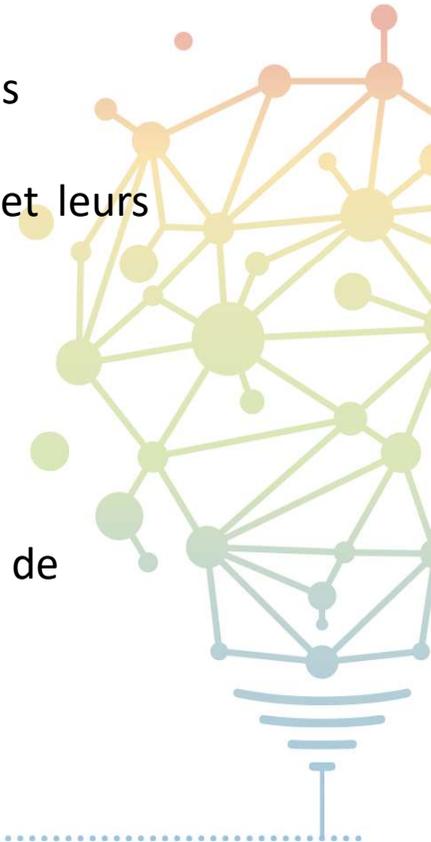
Conclusions

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions

1. Instabilité SCIL possible dans des réseaux de distribution
2. Situations : réseau faible (GFL), réseau fort (GFM), mauvais réglage des paramètres-clés
3. GFM fondamentale pour l'intégration des IBRs, mais faire attention aux interactions
4. Rôle important du GRD, notamment à travers la spécification des paramètres clés et leurs limites
5. Modélisation générique et paramètres «équivalents» : avancer vers la standardisation

Perspectives :

1. Interactions en amont (réseau HT) et en aval (charges et BT), surtout dans le contexte de faible inertie
2. Étendre l'analyse à des systèmes plus larges et complexes
3. Raffiner les méthodes d'optimisation des bornes (heuristique + IA)



Publications

1. A. Singh, V. Debusschere and N. Hadjsaid, "Slow-interaction Converter-driven Stability in the Distribution Grid: Small Signal Stability Analysis using RMS Models," *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5.
2. A. Singh, V. Debusschere, N. Hadjsaid, M. Alvarez-Herault, B. Bouzigon and X. Legrand, " Slow-interaction Converter-driven Stability in the Distribution Grid: Small Signal Stability Analysis with Grid-Following and Grid-Forming Inverters," in *IEEE Transactions on Power Systems* [Article soumis pour publication].
3. P. Huynh Minh, A. Singh, V. Debusschere, N. Hadjsaid, M. Alvarez-Herault, B. Bouzigon and X. Legrand, "Converter-driven Stability in a Distribution Grid with high penetration of Inverter-Based Generation," *2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Rome, Italy, 2023 [Article soumis pour publication].

Introduction
Modélisation
Analyse de Stabilité
Optimisation
Conclusions
Fin



MERCI POUR VOTRE ATTENTION !



Apport des Mesures Linky pour la Connaissance des Charges du Réseau BT

Guilherme RAMOS MILIS

Encadrants G2Elab : Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT, Raphaël CAIRE

Encadrants Enedis : Christophe GAY, Bruno GOURGUECHON



Contexte

Déploiement généralisé des compteurs communicants pour répondre aux enjeux d'évolution du réseau

Déploiement des Compteurs Intelligents

LINKY



2006 : Lancement du projet ;
...
01/12/2015 : Généralisation ;
...
2022 : +36 millions de compteurs déployés.

Index de consommation et production journaliers

Pmax soutirée ou injectée avec l'horaire de l'événement

Courbe de charge quand autorisé

Evénements de (non) qualité de fourniture

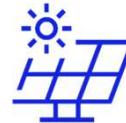
Evolution des Usages du Réseau

ENR/VE

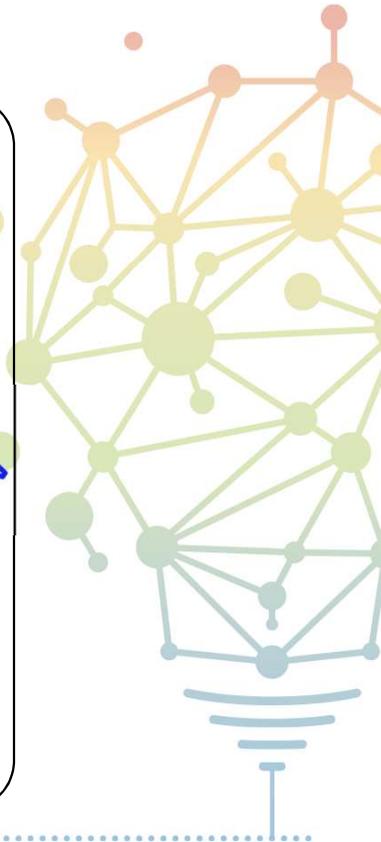


Des usages nouveaux consommateurs d'électricité :
1 102 975 VE et VHR roulaient fin 2022

L'insertion massive d'ENR sur le réseau augmente la tension. Au 4^{er} trimestre 2022, **634 733 sites de production** raccordés au réseau public de distribution



Au 4^{er} trimestre de 2022, Enedis a **239 598 clients** raccordés en autoconsommation individuelle



Objectifs

Concevoir une nouvelle approche de la modélisation des charges



Modélisation « Disruptive »

- Enrichir la modélisation des charges du réseau BT (en parallèle des travaux en cours d'actualisation des modèles):
 - Données de comptage Linky



- A partir des études sur :
 - Le périmètre des données ;
 - L'utilisation des données par les distributeurs étrangers ;
- Et des discussions avec des experts métier d'Enedis



Division du sujet en deux thématiques centrales

1. Étude du foisonnement ;
2. Reconstruction des profils.



Foisonnement

Puissance maximale : intérêt d'une meilleure modélisation

Pourquoi ?

- Exemple de la croissance de la **mobilité électrique** :

L'interdiction en 2035 de vente de véhicules thermiques en Europe (directive Fit for 55) ;

Prévisions: **la moitié du parc automobile sera convertie à l'électrique d'ici 2035** ;

Cela implique un raccordement massif des infrastructures de recharge des véhicules



Coût d'investissement potentiellement élevé pour renforcer le réseau et dimensionner des nouveaux ouvrages.



Connaître précisément la puissance maximale au poste HTA/BT peut nous permettre de mieux estimer la capacité d'accueil du réseau et donc **de mieux orienter les investissements** .

- La puissance maximale à maille du poste HTA/BT est différente de la somme des puissances maximales appelées par des clients car il y a **foisonnement de la demande**.
- Le foisonnement « traduit » le fait que les clients ne consomment pas leur puissance maximale au même moment.



Foisonnement

Modélisation par apprentissage supervisé

$$\text{Diversity Factor} = \frac{1}{\text{Foisonnement}}$$

$$\text{Diversity Factor} = \frac{\text{Maximum noncoincident demand}}{\text{Maximum diversified demand}}$$

$$\text{Diversity Factor} = \frac{\sum \text{pointes individuelles}}{\text{Pointe de la somme}}$$

$$\text{DF} \geq 1$$

P_{\max} Linky
+ P_{\max} Non Linky

max Courbe Pinky

Démarche

- Développer un modèle pour **prédire** le DF ;
- **Étudier** les facteurs plus importants pour la variation du DF ;
- **Comparer** les résultats obtenus avec d'autres méthodes de calcul de la P_{\max} à maille du poste HTA/BT.

Données d'entrée

- 89 réseaux BT pour une période de 07/2021 à 07/2022 (12352 clients au total) ;
- Données Réseau : P_{\max} Linky ;
- Données Clients : Type de client & données de puissance souscrite ;
- Données Météo : température, nébulosité des stations météo, zone climatique RT2012 & type de territoire

PINKY

Compteurs intelligents au poste HTA/BT



Courbe de charge du poste HTA/BT

- Pour une quantité limitée de postes : 1000

Méthodes

- Algorithmes d'apprentissage supervisé : Random Forest ;
- Shapley Additive Explanation (SHAP)

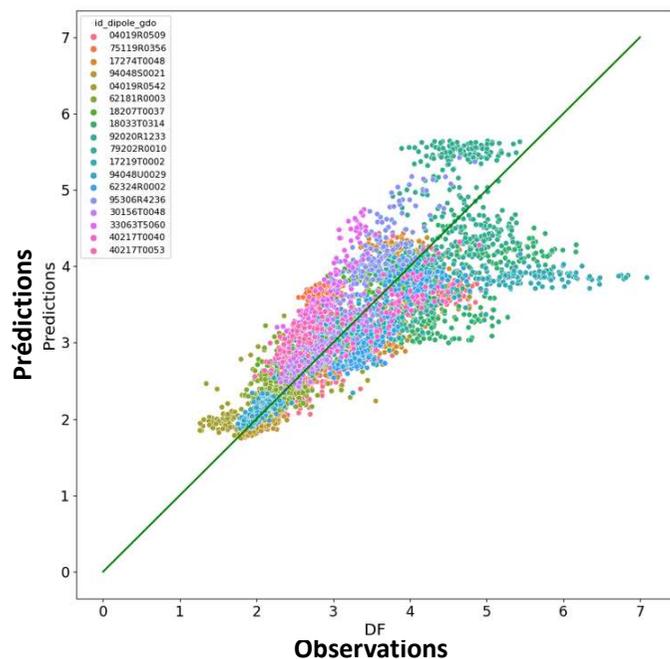
Résultats

Un modèle performant, qui montre des tendances pertinentes



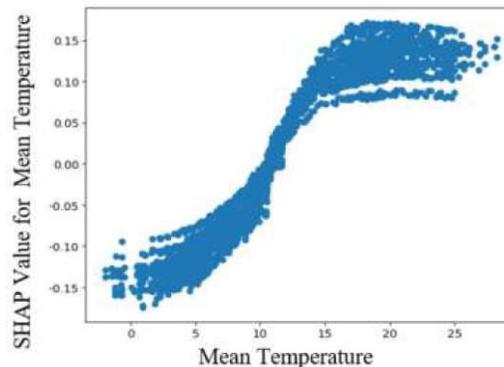
Prédictions avec taux d'erreur de 13 % *

Comparaison entre prédictions et observations pour 18 postes



* Méthode pour calculer l'erreur :
$$SMAPE = \frac{100\%}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|F_i - A_i|}{(|A_i| + |F_i|)/2}$$

EXPLICABILITÉ DU MODÈLE



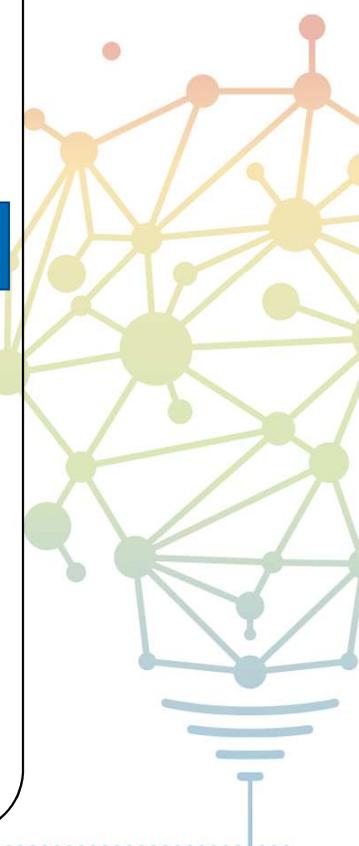
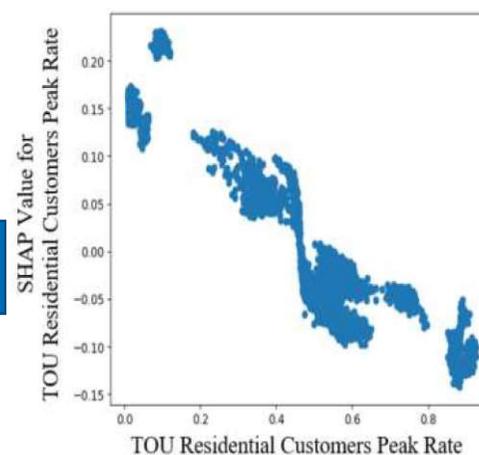
- Avec des températures hautes, il y a plus de foisonnement ;
- Avec des températures basses, il y en a moins !

Cohérence avec la thermosensibilité de la demande !

Le foisonnement diminue avec la proportion de clients en HP/HC

Cohérence avec la concomitance des allumages des électroménagers !

TOU : Time of Use
HP/HC : Heure Pleine/Heure Creuse



Résultats

Comparaison des performances de notre modèle avec l'état de l'art



Prédictions avec taux d'erreur de 13 %



Comparaison

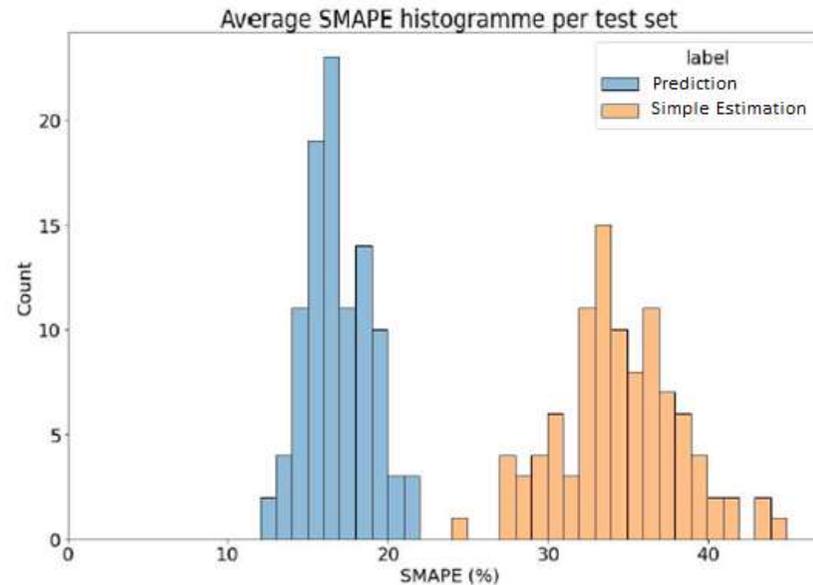
- Estimation simple de la P_{\max} à maille du poste (inspiré de NFC 14-100) :

$$P_{\max \text{ poste}} = w_c * \sum P_{\text{souscrite}}$$

Nombre de clients	Valeur de w_c
< 50	0,166
50-99	0,151
100-149	0,118
150-249	0,116
>249	0,104

Où : w_c est un coef. de pondération calculé à partir de notre jeux de données

- Pour 100 jeux d'entrainement de 18 postes constitués à partir de notre jeux de données :



Le modèle de prédiction présente une amélioration d'environ 50 %



Conclusions et prochaines étapes



Foisonnement

Fournir une meilleure évaluation du coefficient de foisonnement des réseaux BT peut permettre une **meilleure estimation de la capacité d'accueil et donc permet de mieux orienter les investissements dans le réseau**



Ramos Milis, G., Alvarez-Herault, M.-C., Caire, R., Gay, C., Gourguechon, B., "Use Of Linky Smart Meter Data To Increase The Assessment Of The Diversity Factor Variations In Real Networks", soumis à CIRED 2023.



Prochaines étapes

- **Modélisation « disruptive » des courbes des clients BT à partir des courbes Pinky :**
 - **Modélisation par « désagrégation ».**



Black-start d'un réseau BT îloté à partir de la production EnR locale

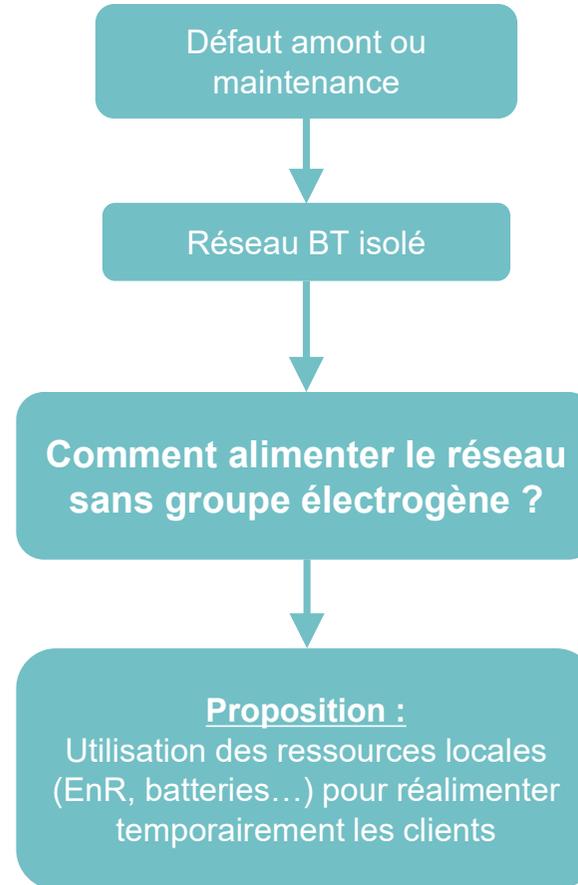
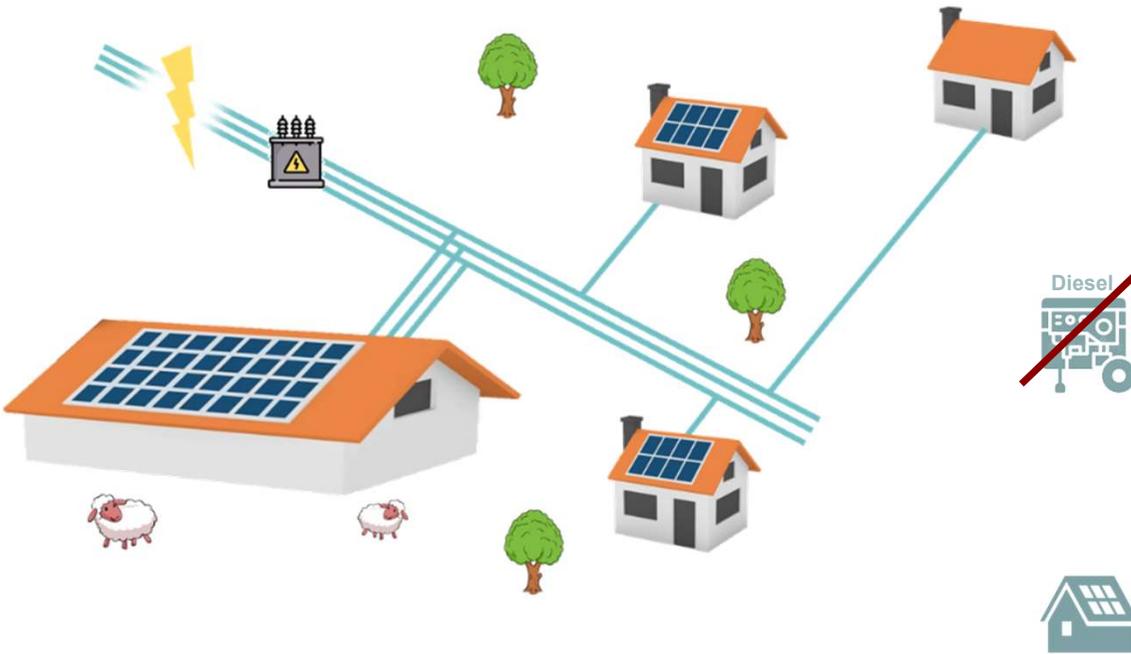
Jane MARCHAND

Encadrants G2Elab : Jérôme BUIRE, Vincent DEBUSSCHERE et Nouredine HADJSAID

Encadrants Enedis : Nabil EL JARRAI et Jean POMPÉE



Contexte et objectifs



Contexte et objectifs

But : Développer une stratégie pour que l'îlot puisse s'alimenter de façon autonome, temporaire et sécurisée grâce aux ressources renouvelables locales

Objectifs :



Affranchissement des énergies fossiles et réduction du bilan carbone



Augmentation de la résilience locale



Réduction du temps de coupure



Opération sécurisée

Etapes de la thèse :



Etude de stabilité à court terme



Dimensionnement énergétique



Stratégie de réalimentation



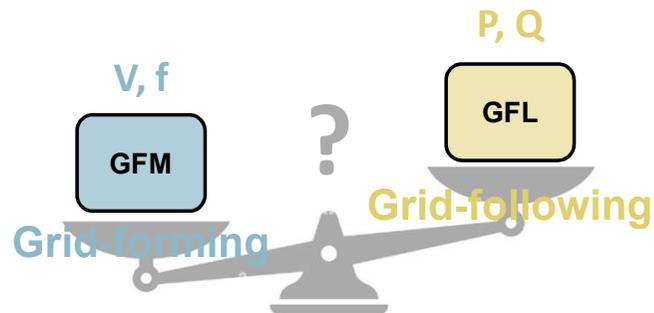
Etude environnementale



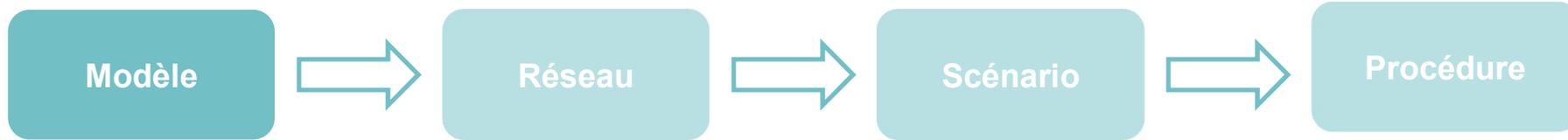
Contexte et objectifs : Etude de stabilité à court terme

Objectifs : Minimiser les changements à effectuer sur le réseau BT

- Quelle quantité de **grid-forming (GFM)** pour un réseau donné ?
- Quel ratio **grid-forming / grid-following (GFL)** ?
- Quels paramètres sont-ils impactants ?



Approches utilisées



Onduleurs

- Contrôle grid-forming $\rightarrow V, f$ et grid-following $\rightarrow P, Q$
- Bus DC = source de courant
- Droop P/f, Q/V
- Inertie virtuelle

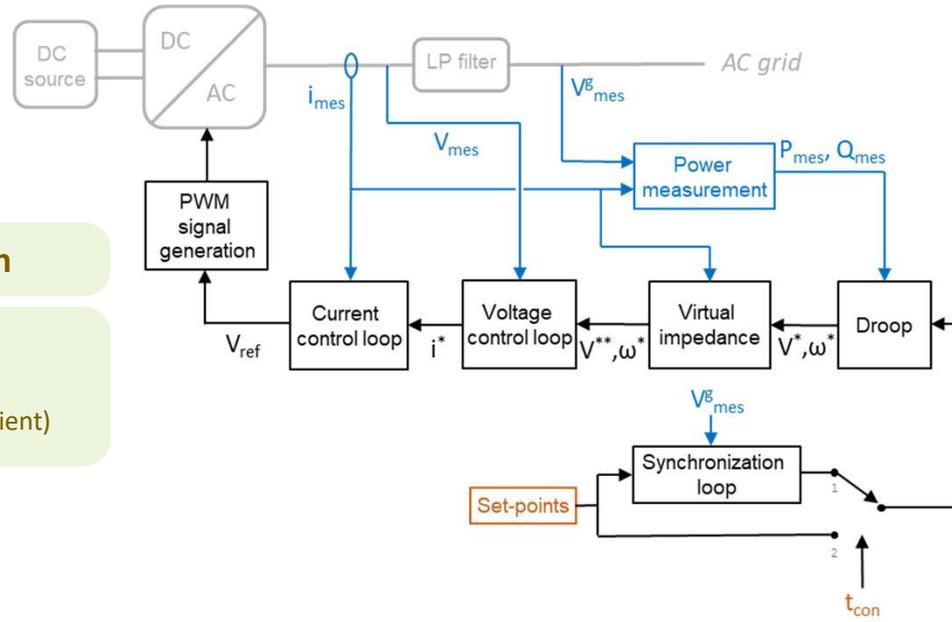
Charge

- Modèle exponentiel de charge résidentielle
- Charge agrégée

Modélisation

- Triphasé équilibré
- Modèle EMT (Electromagnetic Transient)

Contrôleur grid-forming

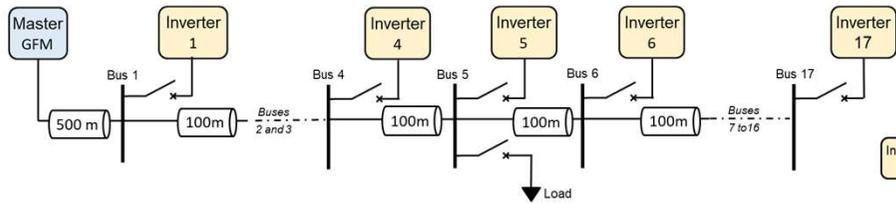


Approches utilisées

GFM = Grid-forming
GFL = Grid-following

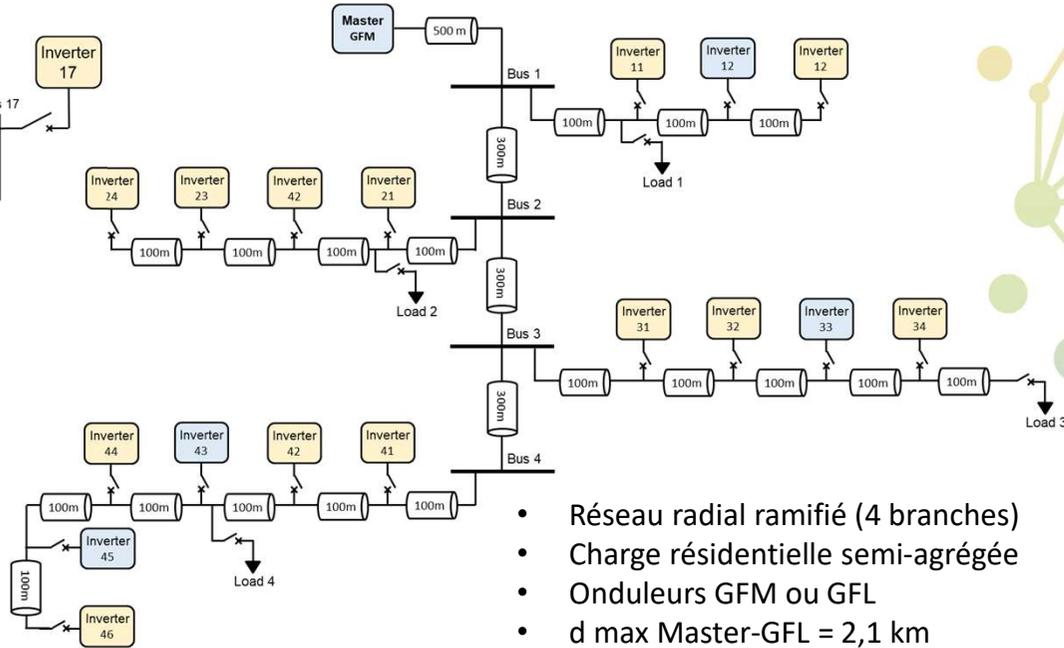


Réseau A

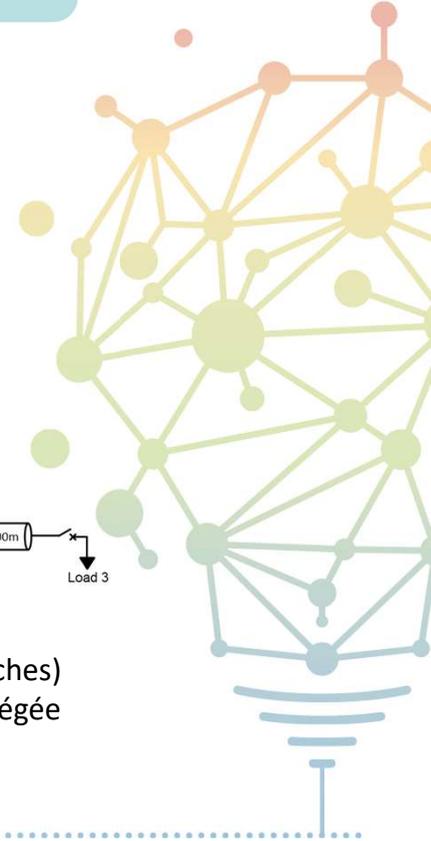


- Réseau radial monobranche
- Charge résidentielle agrégée
- Onduleurs GFM ou GFL
- d max Master-GFL = 2 km

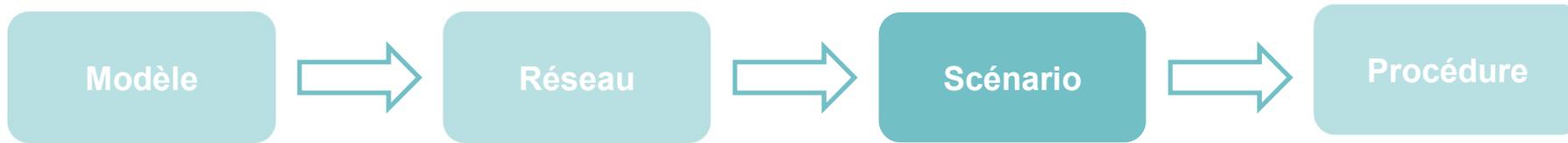
Réseau B



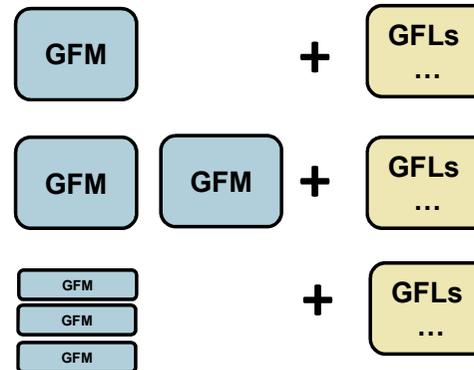
- Réseau radial ramifié (4 branches)
- Charge résidentielle semi-agrégée
- Onduleurs GFM ou GFL
- d max Master-GFL = 2,1 km



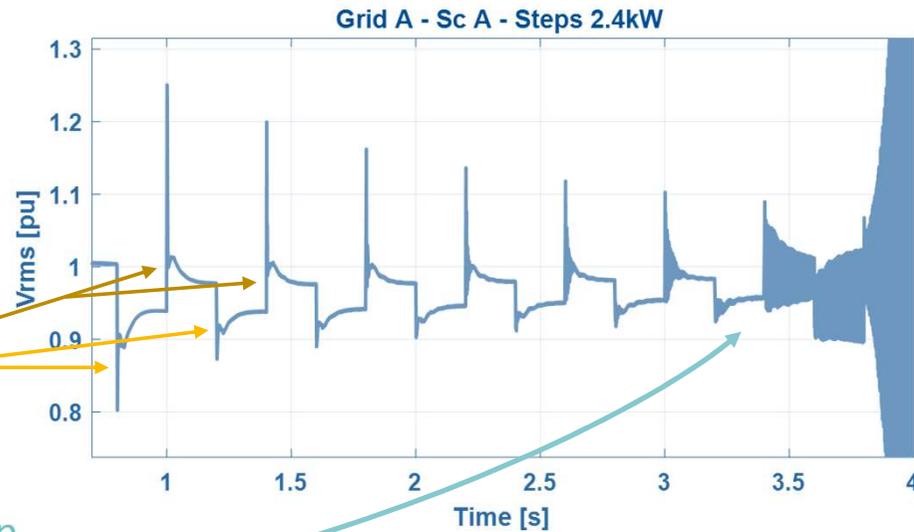
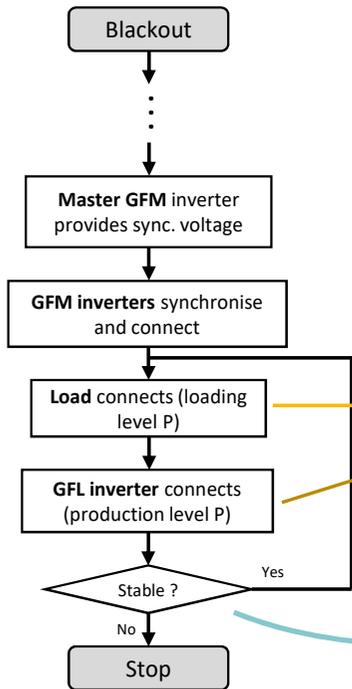
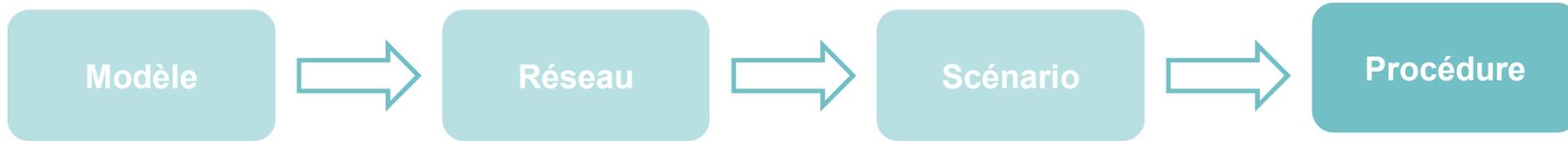
Approches utilisées



- Scénario A → 1 x 6kW
- Scénario B → 2 x 6kW
- Scénario C → 3 x 2kW
- ...



Approches utilisées

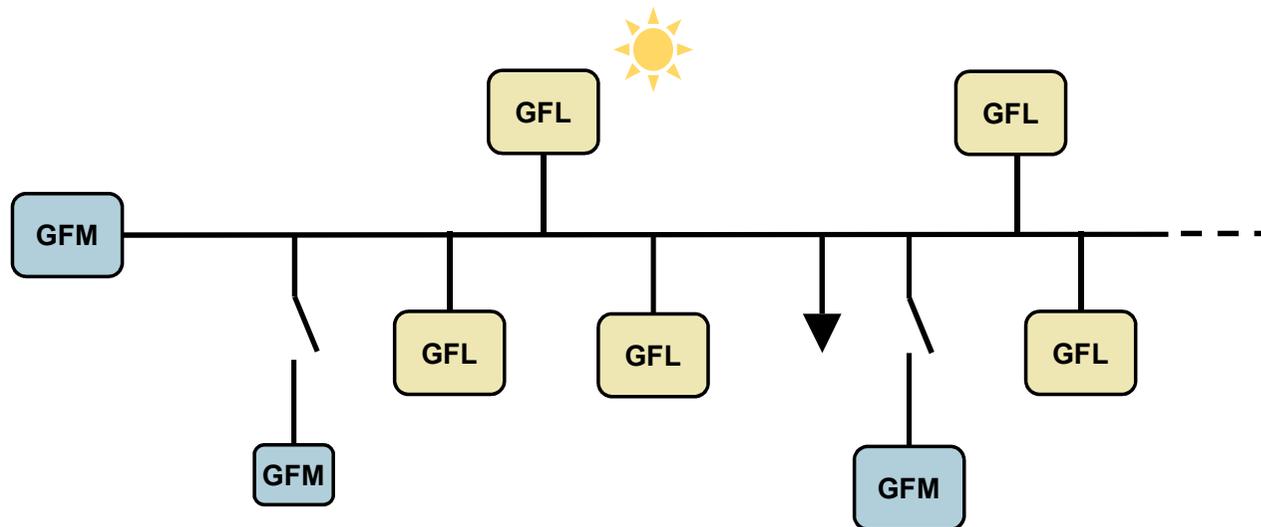


Détermination de la limite d'instabilité



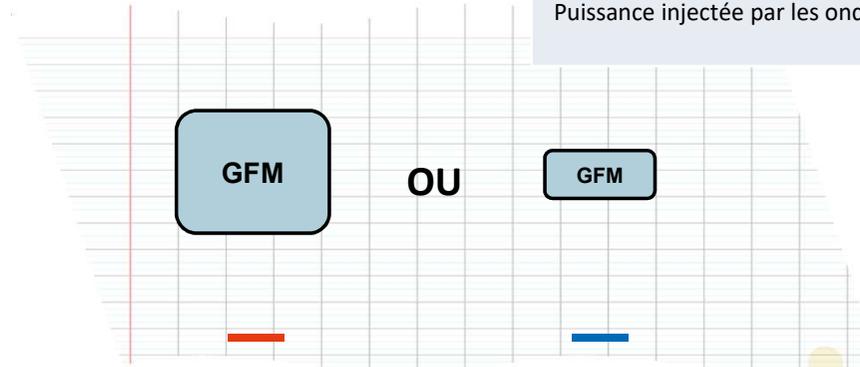
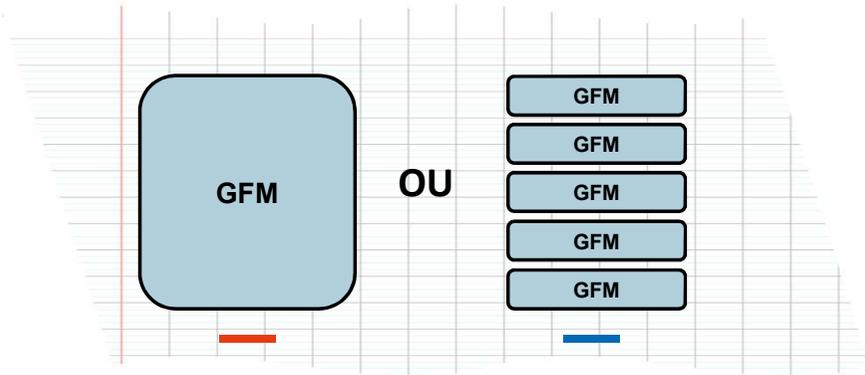
Résultats marquants

4 paramètres principaux	
Nombre d'onduleurs grid-forming	n_{GFM}
Nombre d'onduleurs grid-following	n_{GFL}
Capacité des onduleurs grid-forming	P_{GFM}^{cap}
Puissance injectée par les onduleurs grid-following	P_{GFL}^{inj}

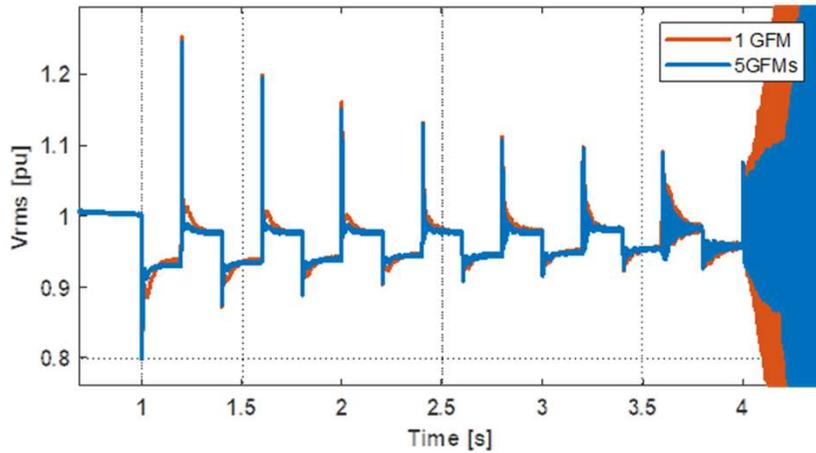


Résultats marquants

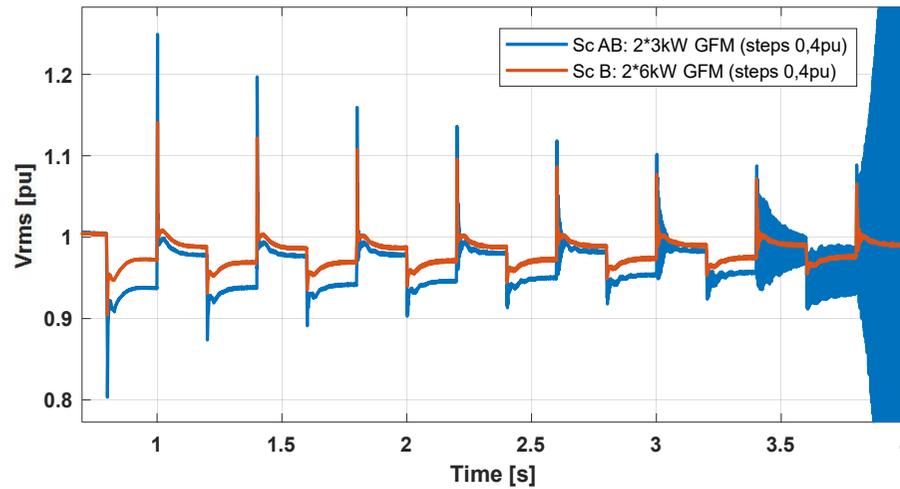
4 paramètres principaux	
Nombre d'onduleurs grid-forming	n_{GFM}
Nombre d'onduleurs grid-following	n_{GFL}
Capacité des onduleurs grid-forming	P_{GFM}^{cap}
Puissance injectée par les onduleurs grid-following	P_{GFL}^{inj}



$n_{GFM} \rightarrow$ Pas d'impact sur la limite de stabilité

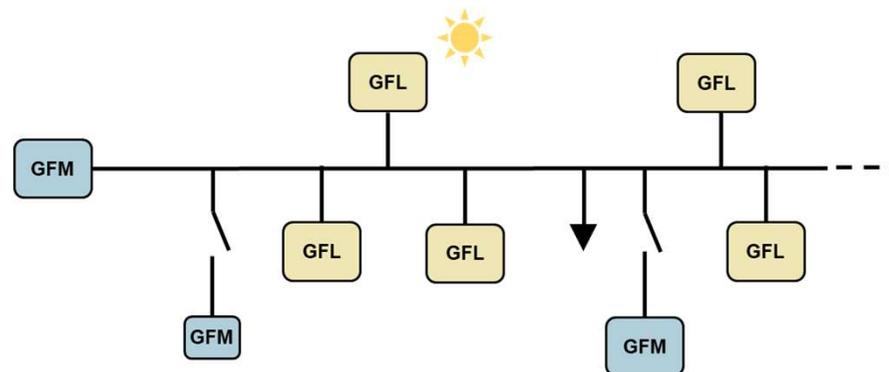


$P_{GFM, rated} \rightarrow$ Impacte la limite de stabilité



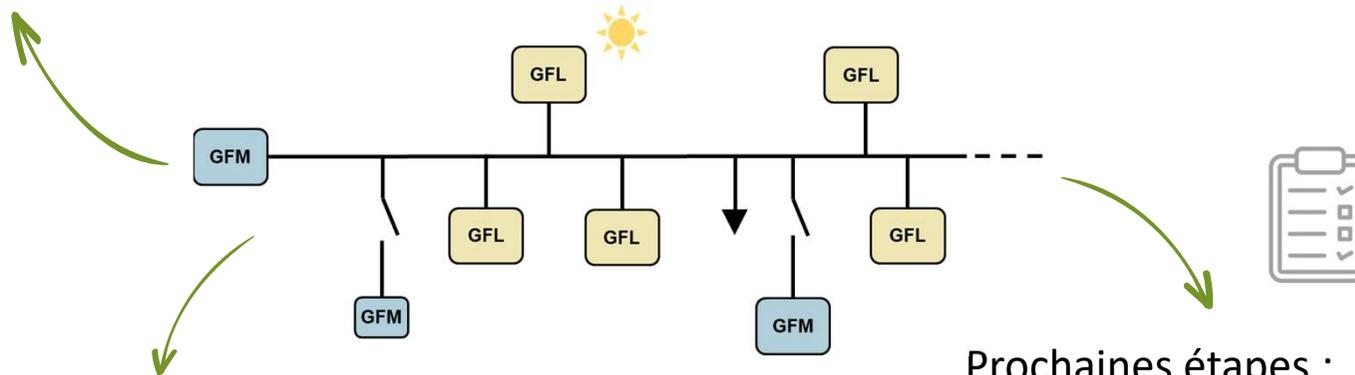
Résultats marquants

4 paramètres principaux		
Nombre d'onduleurs grid-forming	n_{GFM}	Pas impactant
Nombre d'onduleurs grid-following	n_{GFL}	Impactant
Capacité des onduleurs grid-forming	P_{GFM}^{cap}	Impactant
Puissance injectée par les onduleurs grid-following	P_{GFL}^{inj}	Impactant



Conclusions et prochaines étapes

Les onduleurs en **grid-forming** déployés sur le réseau de distribution BT imposent des **contraintes** de stabilité → prise en compte de multiples paramètres (capacité GFM, nombre de GFLs, puissance GFL, ...)

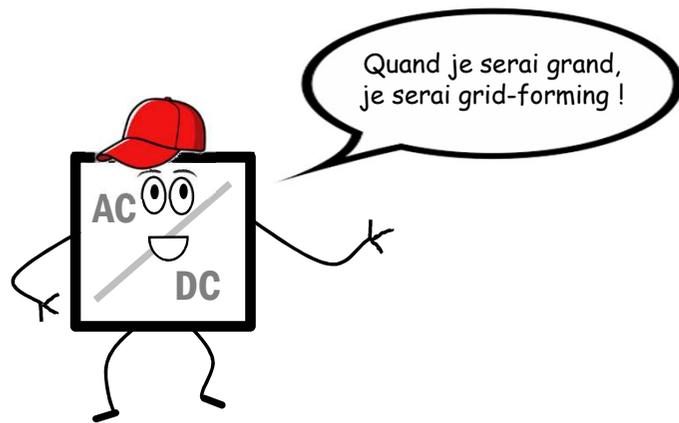


Il y a des solutions, mais il reste à trouver les **actions minimales** à mettre en œuvre du côté GRD pour que la procédure soit adaptée au réseau

Prochaines étapes :

- Finaliser l'étude de stabilité court terme
- Etude énergétique

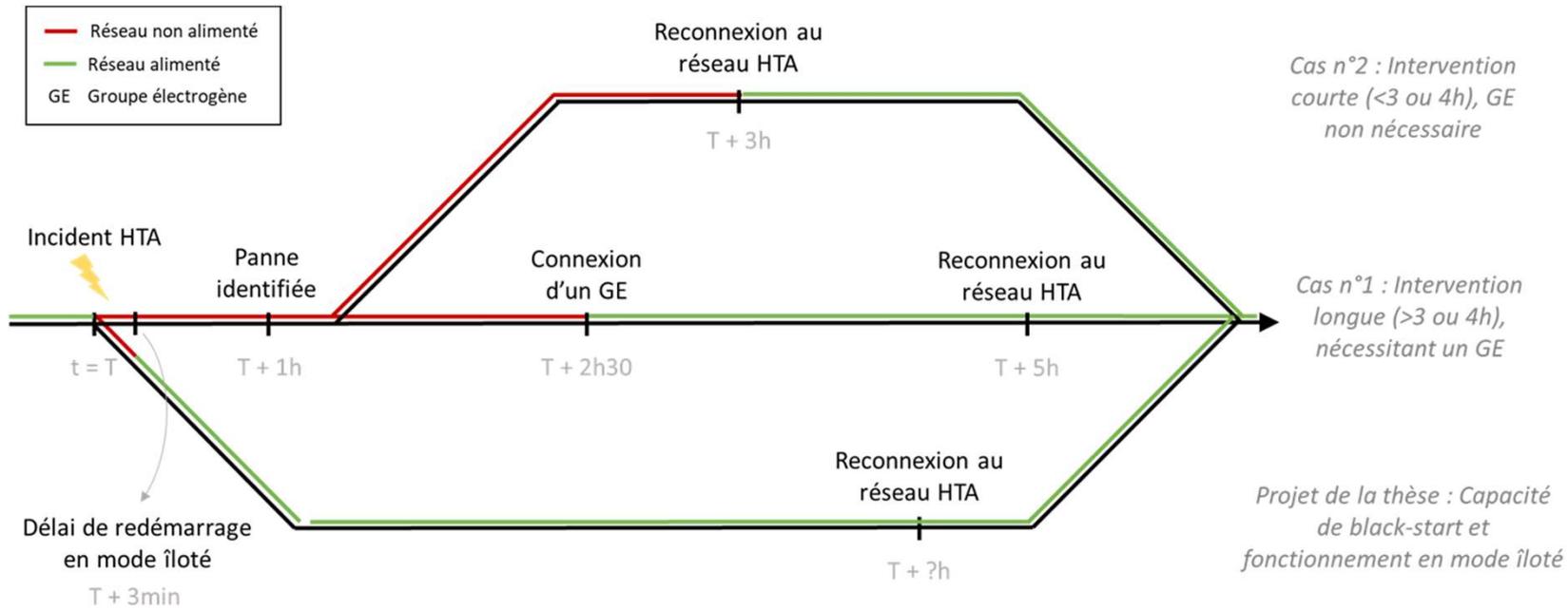
Questions ?



Back-up slides



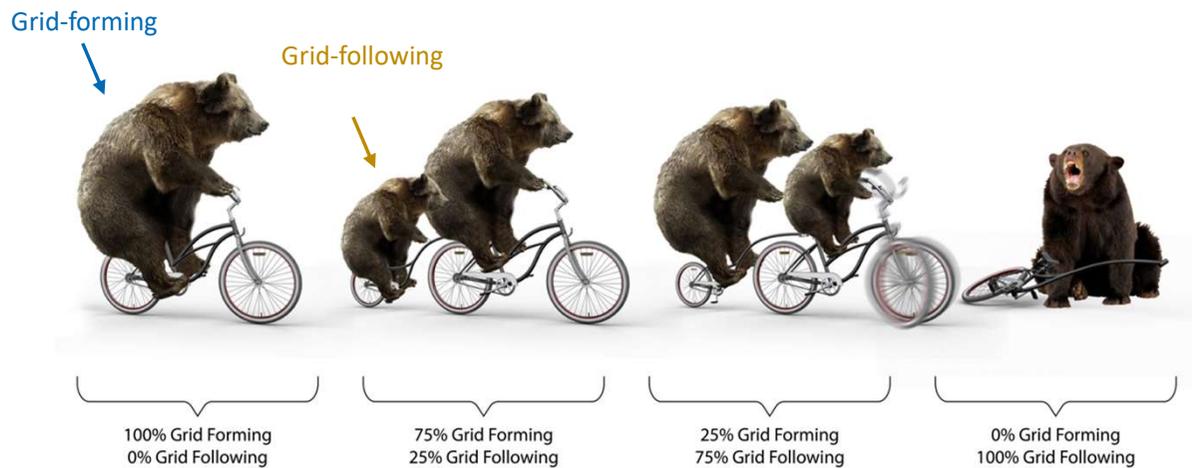
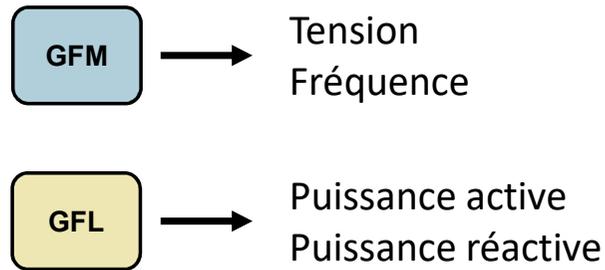
Contexte et objectifs



Trois scénarios possibles de réalimentation d'une poche BT après un incident conduisant à un black-out local

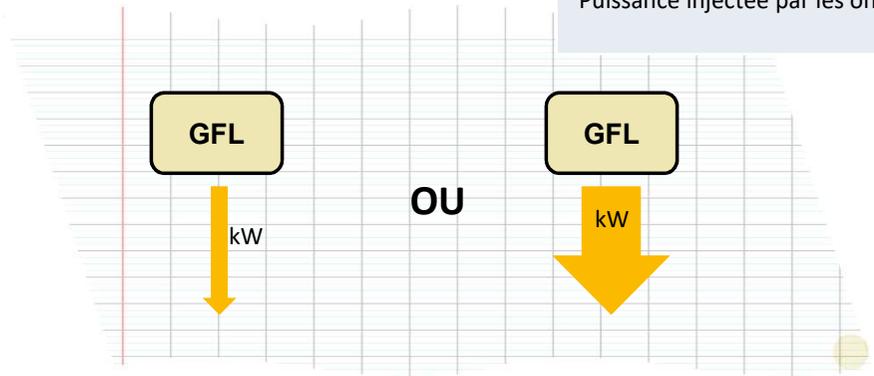
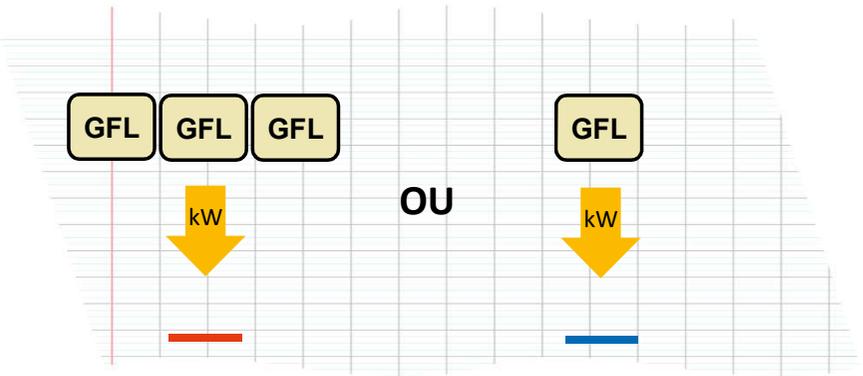


Grid-following Vs Grid-forming

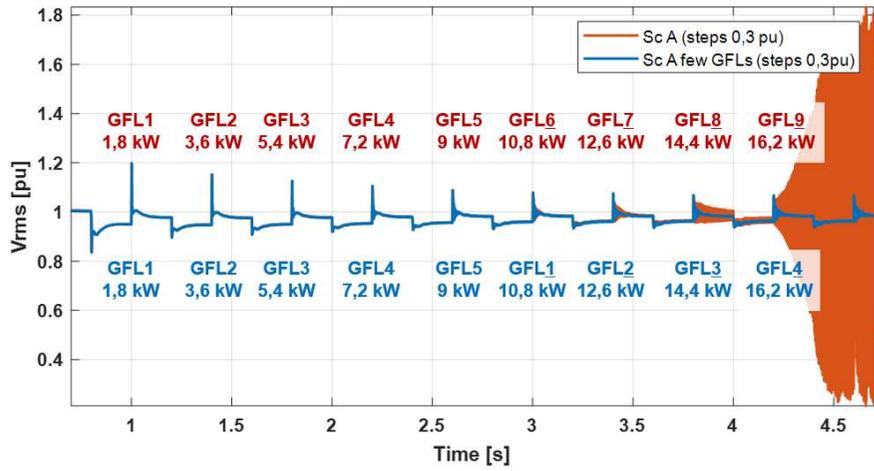


Résultats marquants

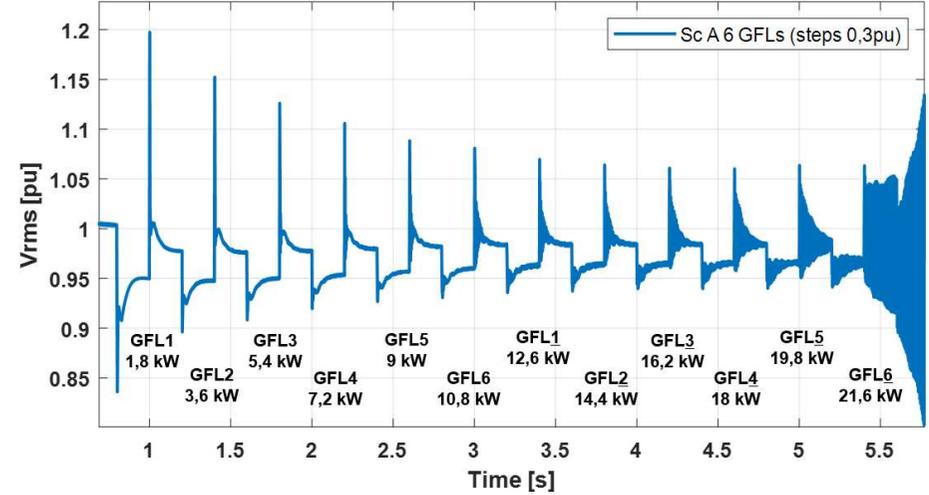
4 paramètres principaux	
Nombre d'onduleurs grid-forming	n_{GFM}
Nombre d'onduleurs grid-following	n_{GFL}
Capacité des onduleurs grid-forming	P_{GFM}^{cap}
Puissance injectée par les onduleurs grid-following	P_{GFL}^{inj}



$n_{GFL} \rightarrow$ Impacte la limite de stabilité



$P_{GFL, inj} \rightarrow$ Impacte la stabilité



Utilisation de l'intelligence artificielle pour la gestion des réseaux intelligents

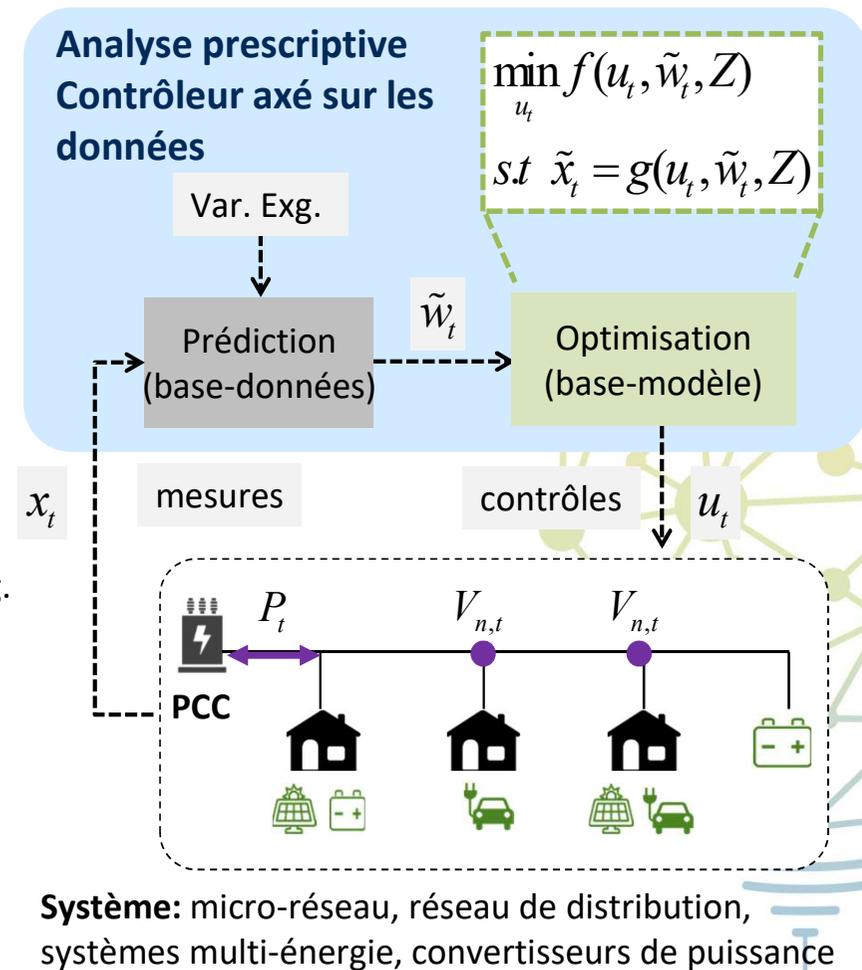
Aleksandr PETRUSEV

Encadrants G2Elab : Rémy RIGO-MARIANI, Vincent DEBUSSCHERE,
Patrick REIGNER et Nouredine HADJSAID

Encadrants Enedis : Come SOULEZ et Benoit BOUZIGON

Planification opérationnelle

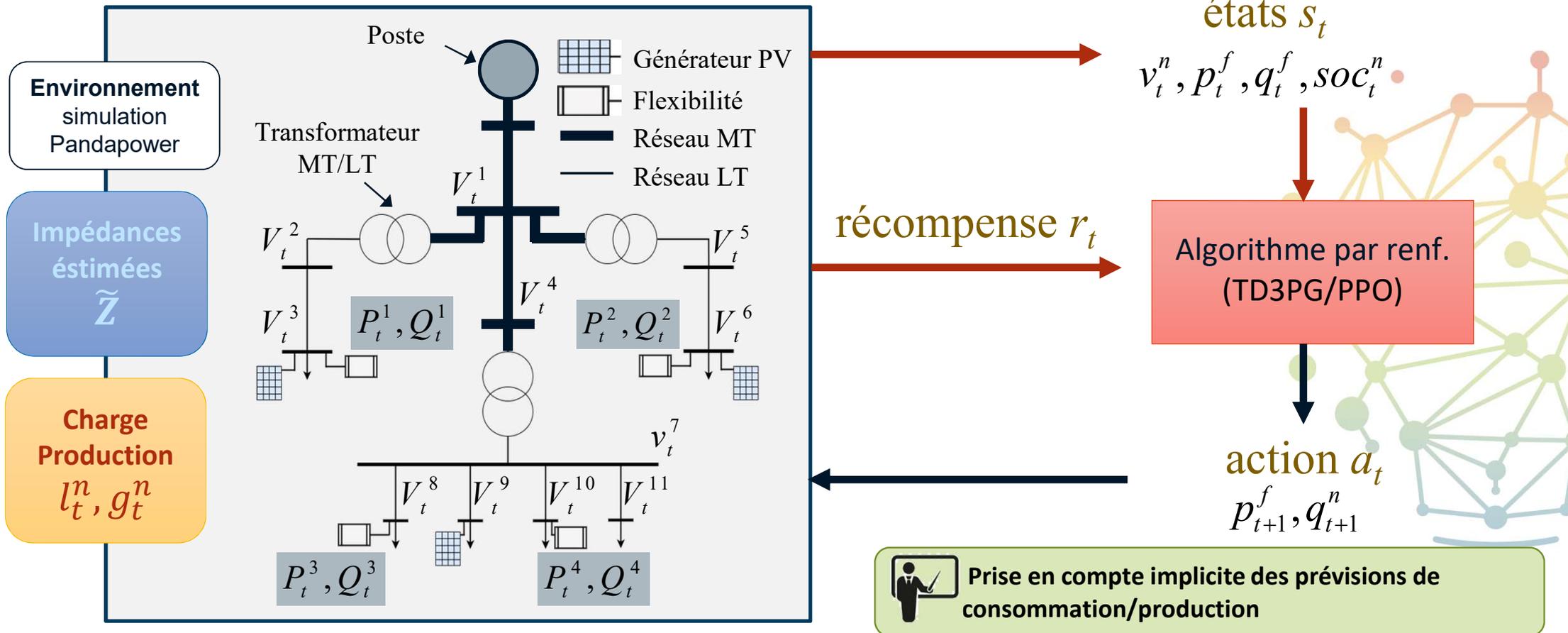
- **Contrôle prédictif de modèle:** sur la base de modèles de systèmes et de la formulation/résolution de problèmes d'optimisation.
- **Limitations:**
 - **Applications Cloud** – pertes de connections, RGPD.
 - **Optimisation** – complexité, convergence.
 - **Incertitudes :**
 - **Prédictions** – données d'entrée w_t
e.g. consommation ENR/profiles de production.
 - **Approximation du modèle** – fonction objectif and contrainte f, g e.g. relaxation des équations de load flow
 - **Paramétrage des modèles** – paramètres d'entrée Z
e.g. impédance des lignes moyenne/basse tension.
- **Opportunités:**
 - Robustesse face aux incertitudes
 - Contrôleurs locaux et compacts.



Cadre de contrôle



Pas d'accès aux données derrière le compteur - consommation/production



Contrôle de tension

 **Importance du calibrage de la fonction de récompense - forme et paramètres**

- **Objectif – « Récompense »:** Maintenir les tensions dans les limites et disponibilité des dispositifs de stockage.

$$r_t = -\alpha \sum_{n=1}^N \frac{\overbrace{(\max(0, (0.95 - V_{t+1}^n))^2)}^{\text{Sous-tension}} + \overbrace{\max(0, (V_{t+1}^n - 1.05))^2}^{\text{Sur-tension}}}{N} - \frac{1}{\beta} \sum_{f=1}^F \frac{\overbrace{\exp(\omega \cdot |SOC_{t+1}^f - 0.5|)}^{\text{disponibilité du stockage}}}{F}$$

- **Critère de performance –** cas de non-conformité aux limites de tension - test/validation sur quatre semaines

$$VPI = \frac{\sum_{n \in N} \sum_{t \in T} \delta_{n,t}}{|N||T|} \times 100\% \quad \begin{cases} \delta_{n,t} = 0 & \text{if } 0.95 \leq y_{n,t} \leq 1.05 \\ \delta_{n,t} = 1 & \text{sinon} \end{cases}$$

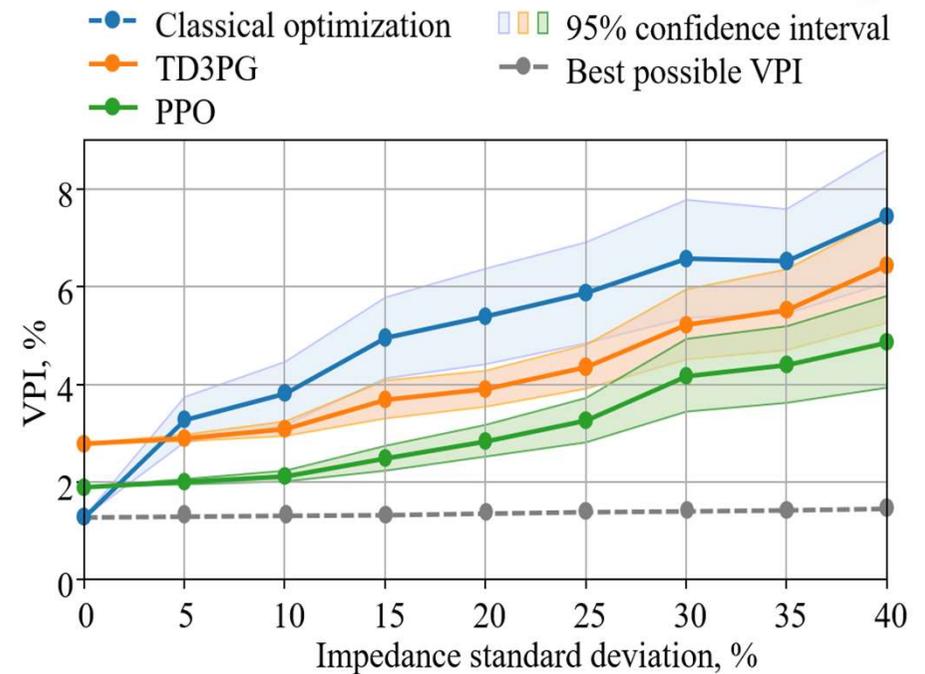


Contrôle de tension sous incertitude

- Application à un réseau à impédances réelles $\mathbf{Z} \neq \tilde{\mathbf{Z}}$, différent de ceux du modèle d'entraînement.
- Comparaison avec un contrôleur basé sur un modèle ($\tilde{\mathbf{Z}}$) et optimisation - SOCP load flow

$$\min \left(\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N \Delta V_t^n + C_{loss} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L P_{losst}^l \right)$$

- Meilleures performances possibles obtenues par optimisation et valeurs d'impédance réelles (\mathbf{Z})

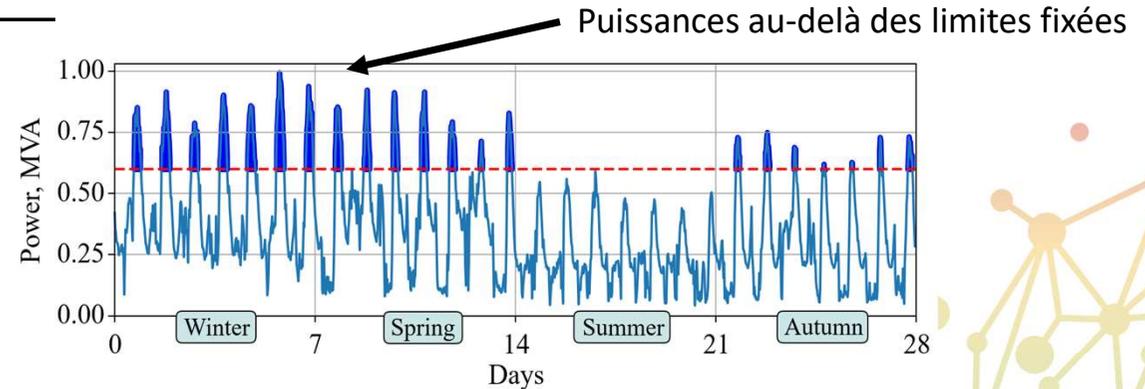


Contrôle de l'échange de puissance

Régulation avec les onduleurs de stockage (P,Q)

- Indice de performance EPI base sur l'écart de puissance.

$$EPI = \sum_{t=1}^{T=1344} \max(0, (\sqrt{(P_t^s)^2 + (Q_t^s)^2} - S_{lim})) \cdot dt$$



Objectif: contrôler simultanément les tensions et les échanges de puissance

$$r_t = \alpha \cdot r_t^1 + \frac{1}{\beta} \cdot r_t^2 + \tau \cdot r_t^3$$

$$s_t = [V_t^n, P_t^f, Q_t^f, SOC_t^f, t, P_t^s, Q_t^s]$$

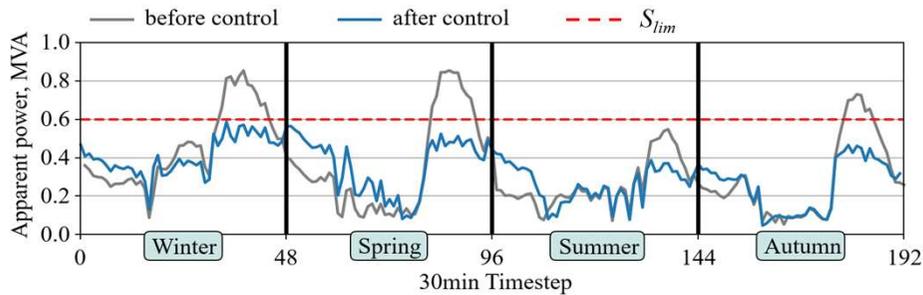
$$\left\{ \begin{aligned} r_t^1 &= -\sum_{n=1}^N \frac{(\max(0, (V_{t+1}^n - 1.05))^2 + \max(0, (0.95 - V_{t+1}^n))^2)}{N} \\ r_t^2 &= -\sum_{f=1}^F \frac{\exp(\omega \cdot |SOC_{t+1}^f - 0.5|)}{F} \\ r_t^3 &= -\max(0, (\sqrt{(P_t^s)^2 + (Q_t^s)^2} - S_{lim}))^2 \end{aligned} \right.$$



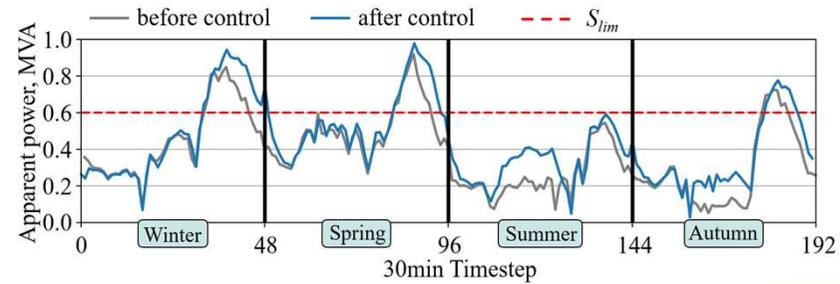
Compromis puissance/tension



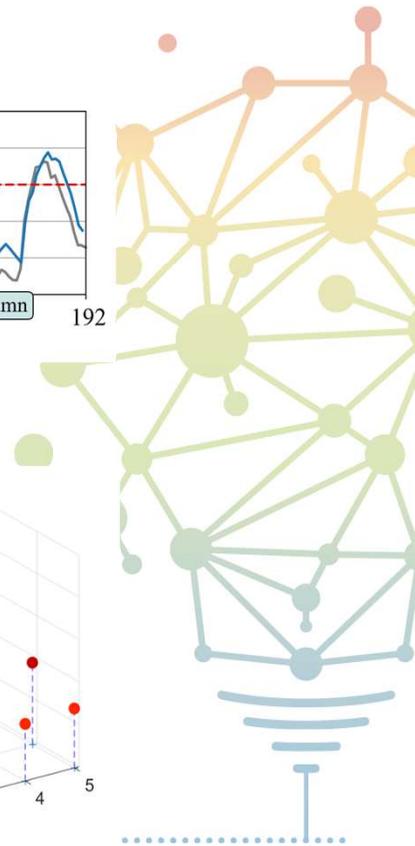
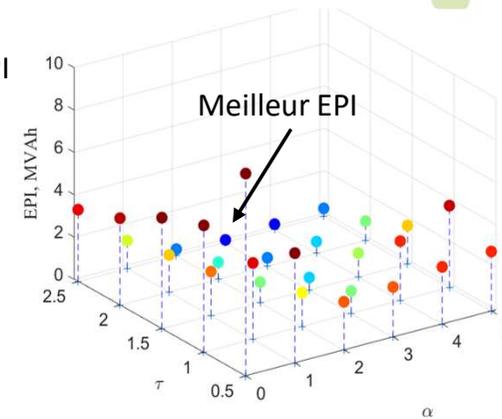
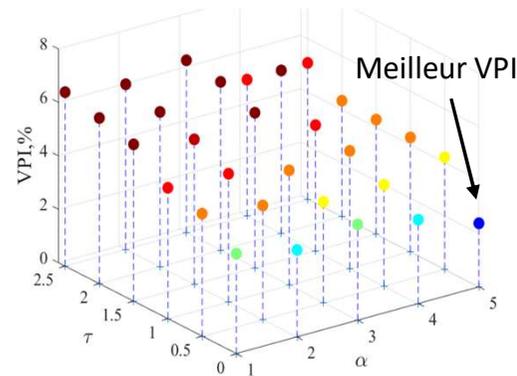
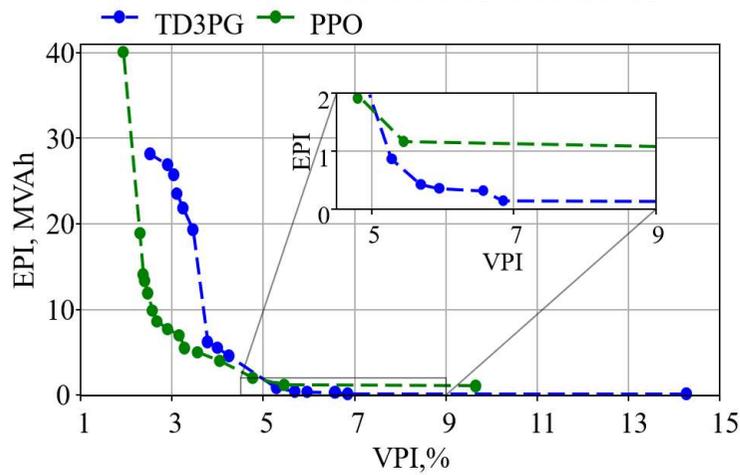
Impossible d'assurer simultanément le contrôle de la tension et de la puissance



Profil de puissance apparente avec seulement le contrôle de la puissance



Profil de puissance apparente avec contrôle de la tension uniquement



Conclusions

Principales actions

- **Utilisateurs plutôt que développeurs** de solutions d'IA - paquets existants, par exemple : TensorFlow, Open AI.
- **Des applications génériques prometteuses** capables de traiter différentes classes de problèmes avec des objectifs et des contraintes spécifiques. Des approches typiques (par exemple, basées sur l'optimisation) sont utilisées pour calculer la meilleure solution et évaluer les performances des contrôleurs basés sur l'IA
- **Effort de calcul** et phase de paramétrage fastidieuse - hyperparamètres des algorithmes (par exemple, taux d'apprentissage, taille du lot, etc.) et paramètres des modèles (par exemple, nombre de couches/neurones) - nature stochastique de nombreux algorithmes d'apprentissage (problèmes de reproductibilité).

Défis

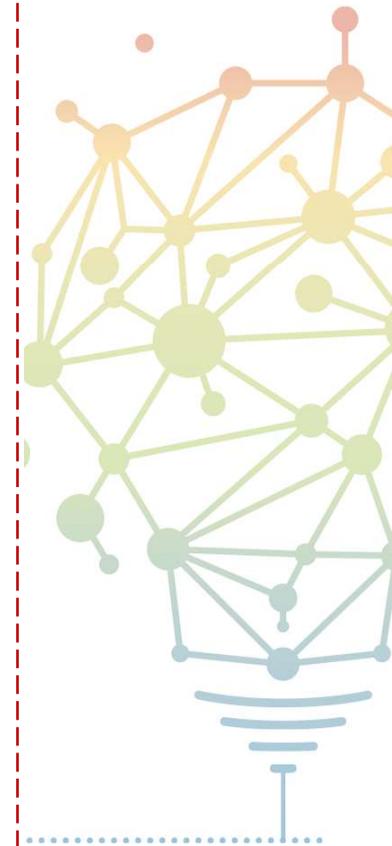
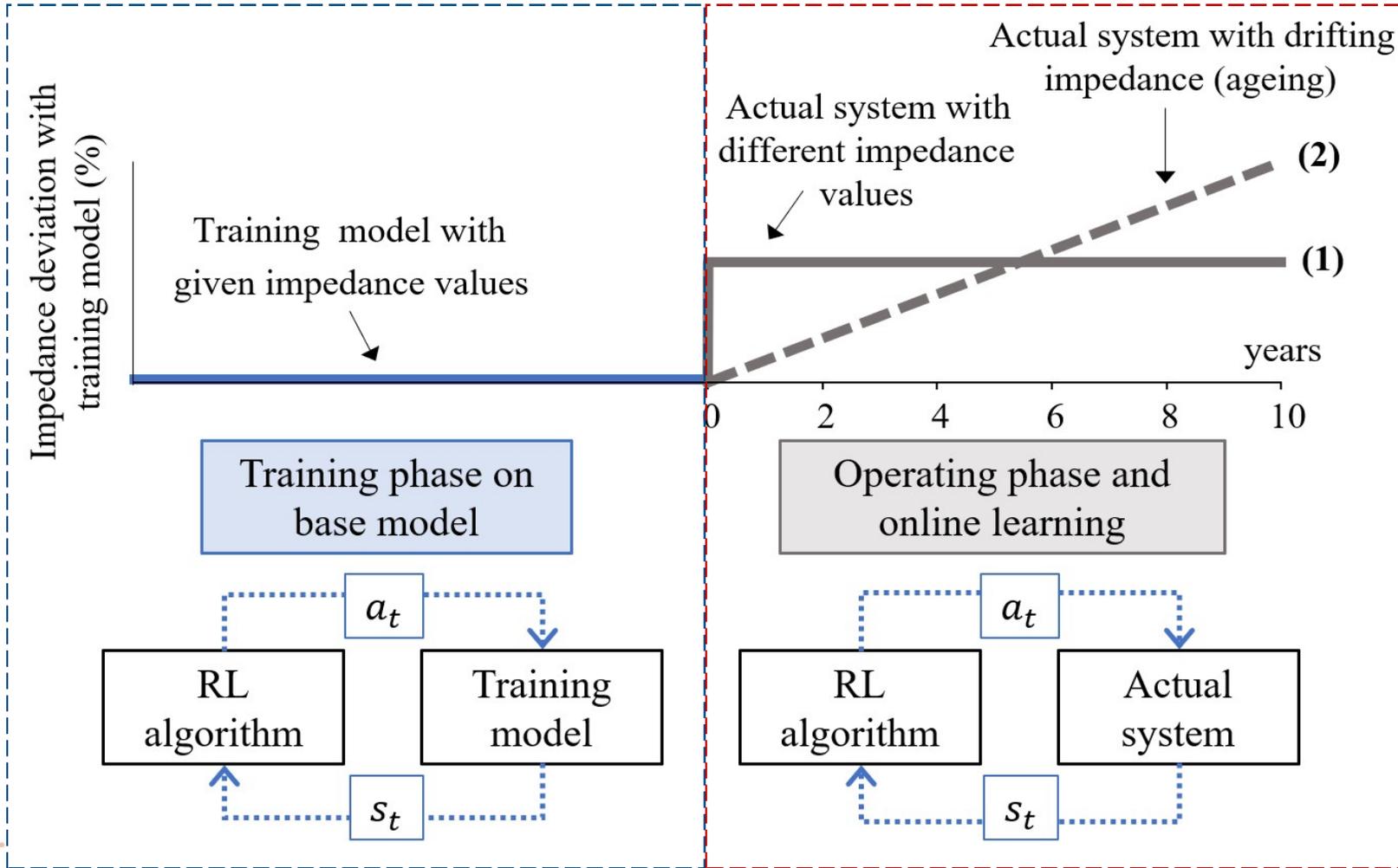
- **Implementation:** Le contrôle des infrastructures critiques ne peut se permettre d'étudier des points de consigne irréalistes avant de trouver la meilleure politique. Investigation basée sur la simulation avec les modèles de systèmes disponibles - l'IA apprend les modèles existants !
- **Données:** Séries temporelles avec des informations exogènes limitées. Quantité limitée de données avec des événements extrêmes et/ou un fonctionnement contrôlable des actifs (systèmes de stockage)..



1. Petrushev, A.; Putratama, M. A.; Rigo-Mariani, R.; Debusschere, V.; Reignier, P. & Hadjsaid, N., Reinforcement Learning for Robust Voltage Control in Distribution Grids under Uncertainties, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, **2022**
2. Petrushev, A.; Bauer, R.; Rigo-Mariani, R.; Debusschere, V.; Reignier, P. & Hadjsaid, N. Comparing Time Series Classification And Forecasting To Automatically Detect Distributed Generation *IEEE PowerTech*, **2021**
3. Petrushev, A.; Rigo-Mariani, R.; Debusschere, V.; Reignier, P. & Hadjsaid, N. Model-free Detection of Distributed Solar Generation in DistributionGrids Based on Minimal Exogenous Information *International Conference of TC-Electrimacs Committee (Electrimacs)*, **2022**
4. Petrushev, A.; Debusschere, V.; Rigo-Mariani, R.; Reignier, P. & Hadjsaid, N. L'intelligence artificielle au service de la gestion des réseaux de distribution *Revue de l'électricité et de l'électronique (REE)*, **2022**, 82-88



Entraînement à deux étapes



Dispositifs innovants en électronique de puissance pour les services réseaux basse tension en présence d'un fort taux d'énergies renouvelables et de véhicules électriques

Sabine VIEIRA REINERT FRELLO

Encadrants G2Elab : David FREY, Yvon BESANGER, Nouredine HADJSAID

Encadrants Enedis : Guillaume LANGLET, Michel CORDONNIER, Léonard BACAUD et Mahana BERNIER



Contexte et objectifs

Contexte :

- Développement photovoltaïque (PV) et de véhicules électriques (VE) $\left\{ \begin{array}{l} \text{Tensions en réseau hors limites des normes} \\ \text{Harmoniques sur le transformateur HTA/BT} \end{array} \right.$
- **Compromis de Enedis** : Assurer le fonctionnement du **réseau basse tension (BT)** selon la Norme européenne EN50160 ($V_{\text{Réseau}} = V_{\text{nom}} \pm 10\%$)
- Souhaitable d'éviter $\left\{ \begin{array}{l} \text{Modifications aux bornes des clients (trop nombreux)} \\ \text{Changements côté réseau HTA en raison des coûts plus élevés} \end{array} \right.$



Contexte et objectifs

Solutions pour différer le renforcement du réseau :

- Remplacement des transformateurs HTA/BT en service → régulateurs en charge
- Ajout de régulateurs de tension basés sur des **convertisseurs de puissance** entre les transformateurs et les charges

Objectif principal des solutions à base de l'électronique de puissance (EP) :

Assurer la conformité de l'onde de tension (Norme EN50160) dans le réseau de distribution BT avec forte pénétration de production décentralisée.



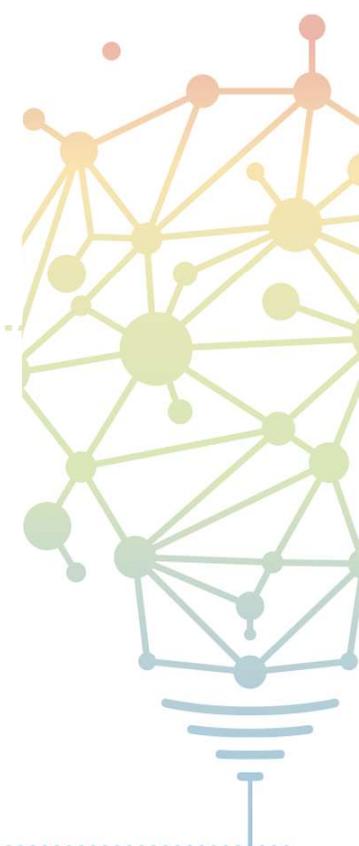
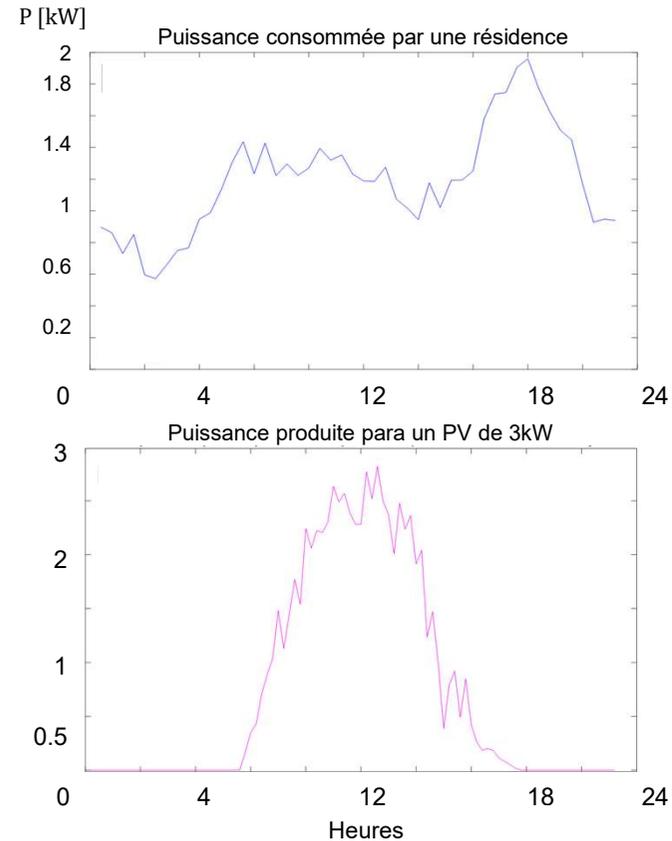
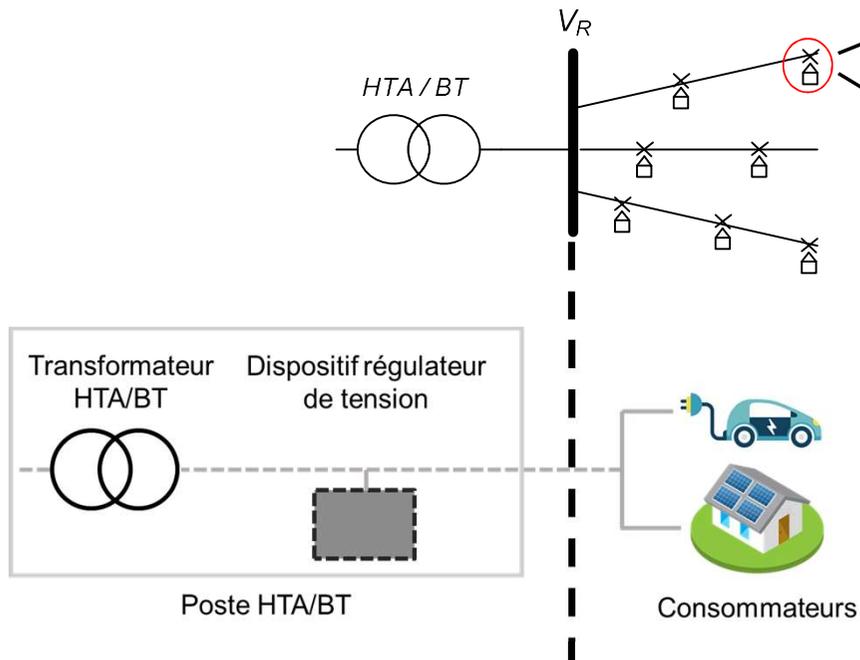
Contraintes :

- Encombrement
- Coût (CAPEX et OPEX)
- Pcc (limitation)
- Taux de défaillance
- Réparabilité
- Rendement

Approches utilisées

Composition du réseau BT testé:

- Nombre de clients BT : 61
- Puissance du poste HTA/BT : 250 kVA
- Longueur maximale développée : 770 m



Approches utilisées

Élaboration des cas d'études : Analyse de la tension (V_R) à côté du transformateur HTA/BT

- Considération de différents scénarios de charge pour le futur (prévisions 2050*)

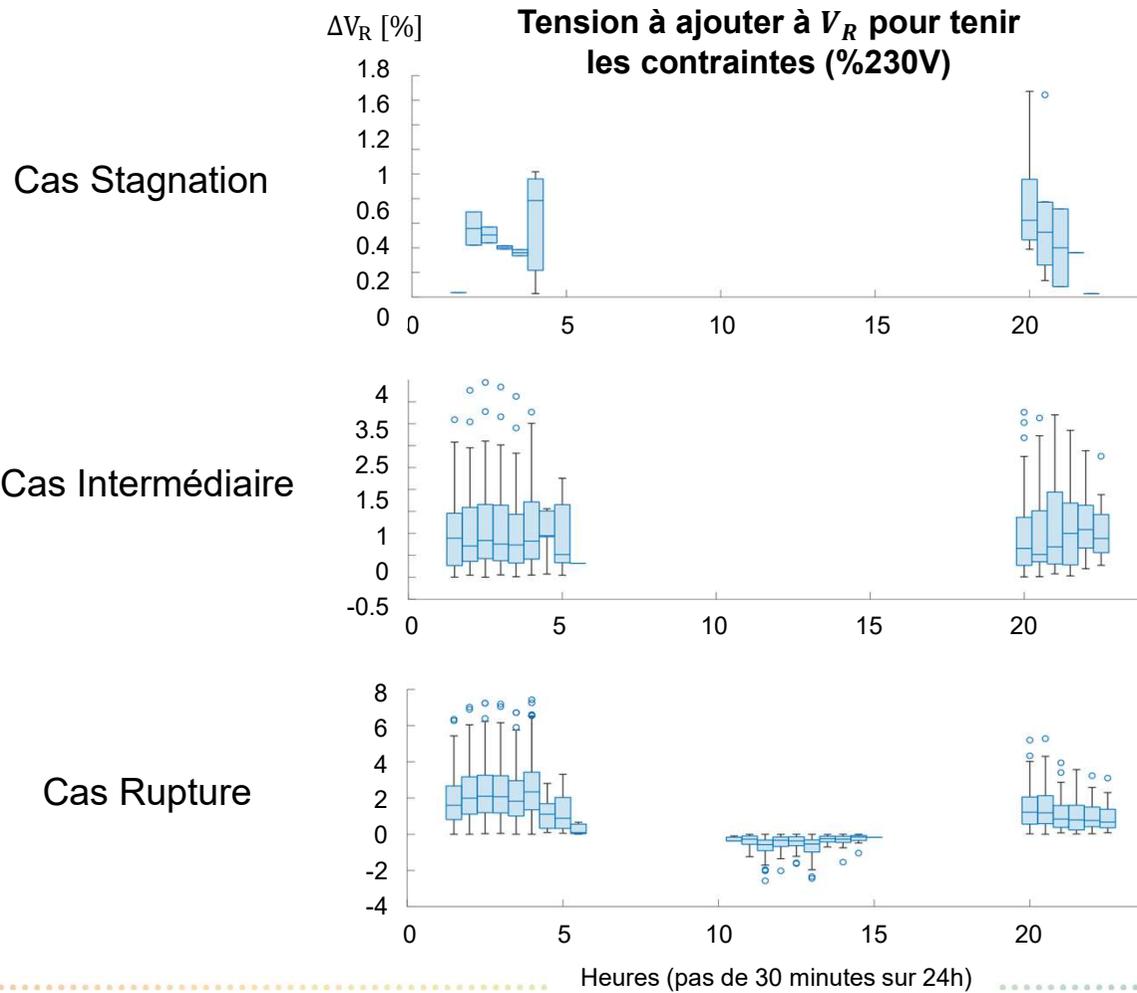
Cas*	Maisons avec PVs en toiture [%]	Maisons avec stations de recharge de VEs [%]
Stagnation	10.3%	33%
Intermédiaire	55.2%	57%
Rupture	100%	81%

- Calculs de répartition des charges
- Évaluation des demandes de compensation de tension au long d'une journée

* « Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050 », rapport Enedis de 2021



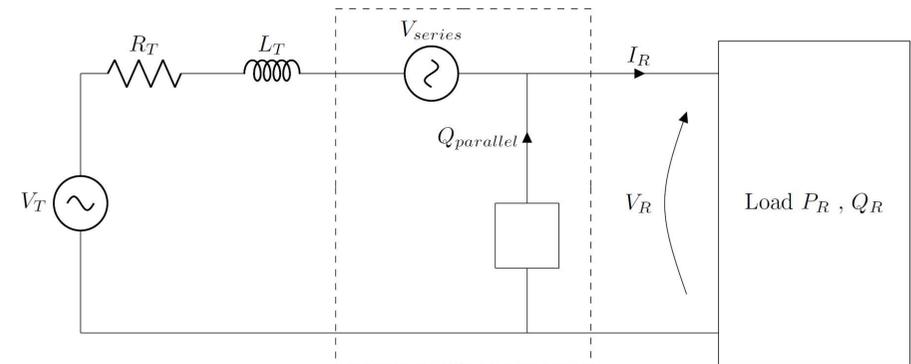
Approches utilisées



Approches utilisées

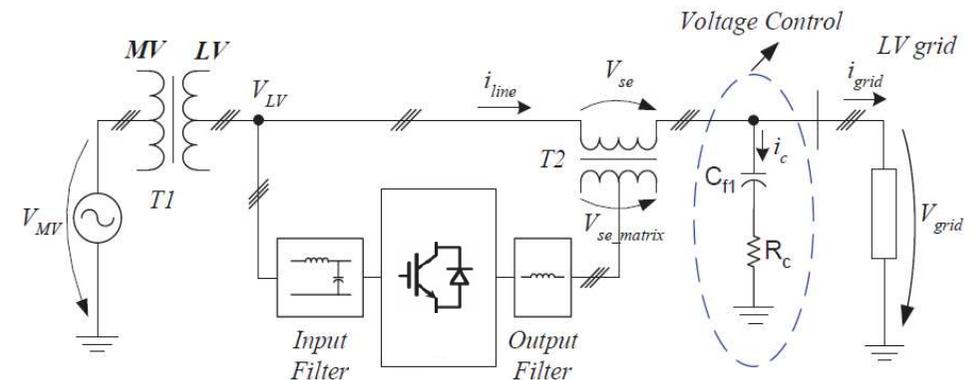
Structures sélectionnées pour le cas d'études :

- Structures EP classiques (onduleurs de tension)
 - Compensation en **parallèle**
 - Compensation en **série**
 - Compensation **mixte**



- Structure plus proche du principe du régulateur en charge :

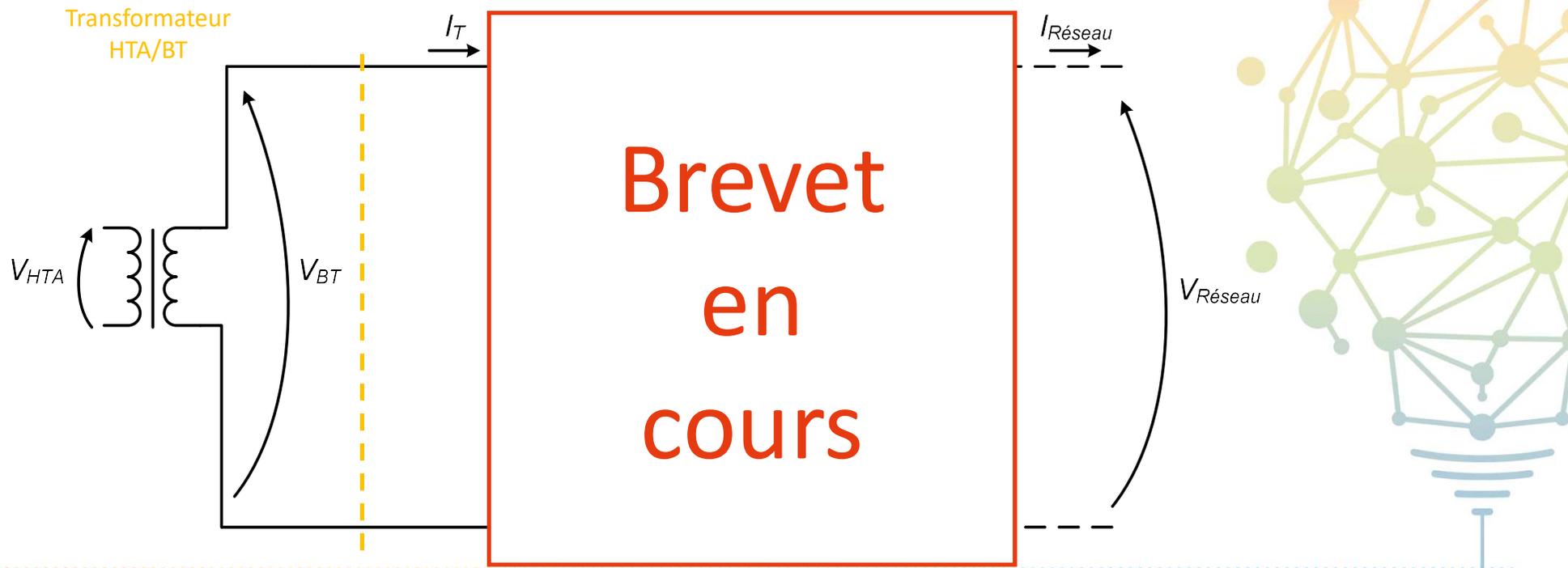
- Solution à découpage haute fréquence :
 - **Réglage linéaire**
- Solution plus basique et robuste :
 - **Réglage par « crans »** (effet similaire à un changement de TAP)



Approches utilisées

Structure de conversion AC/AC

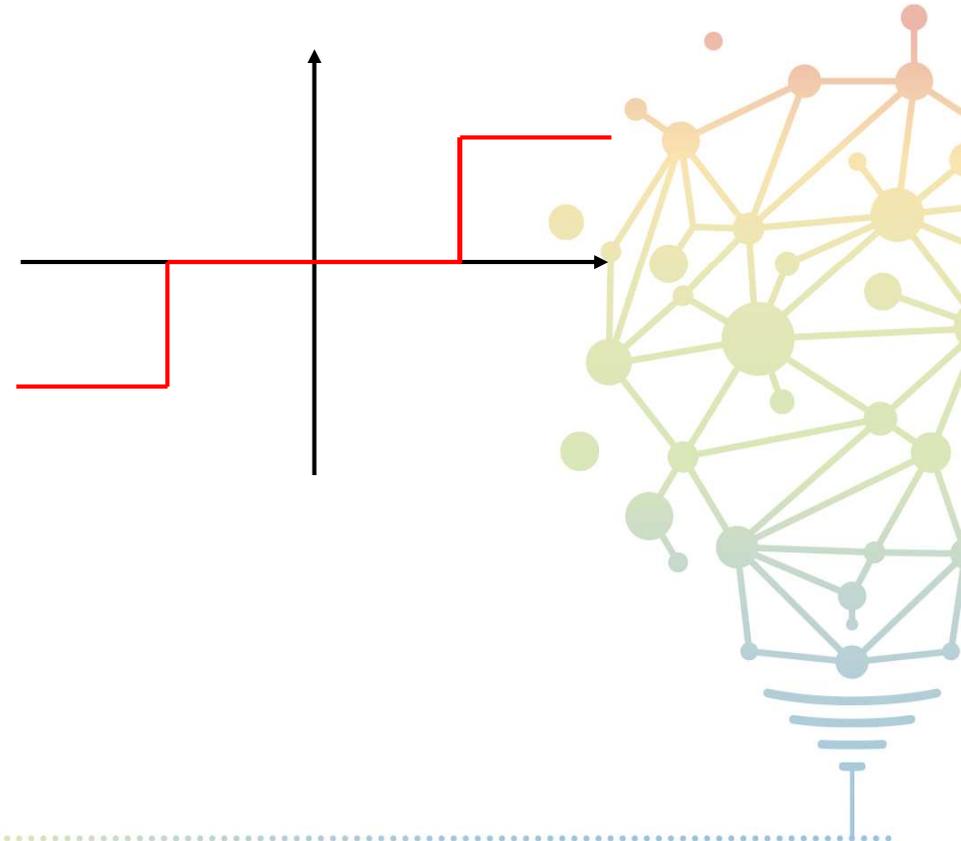
Convertisseur monophasé relié au réseau par un transformateur basse fréquence (BF)



Approches utilisées

Commutation en mode « TAP classique »

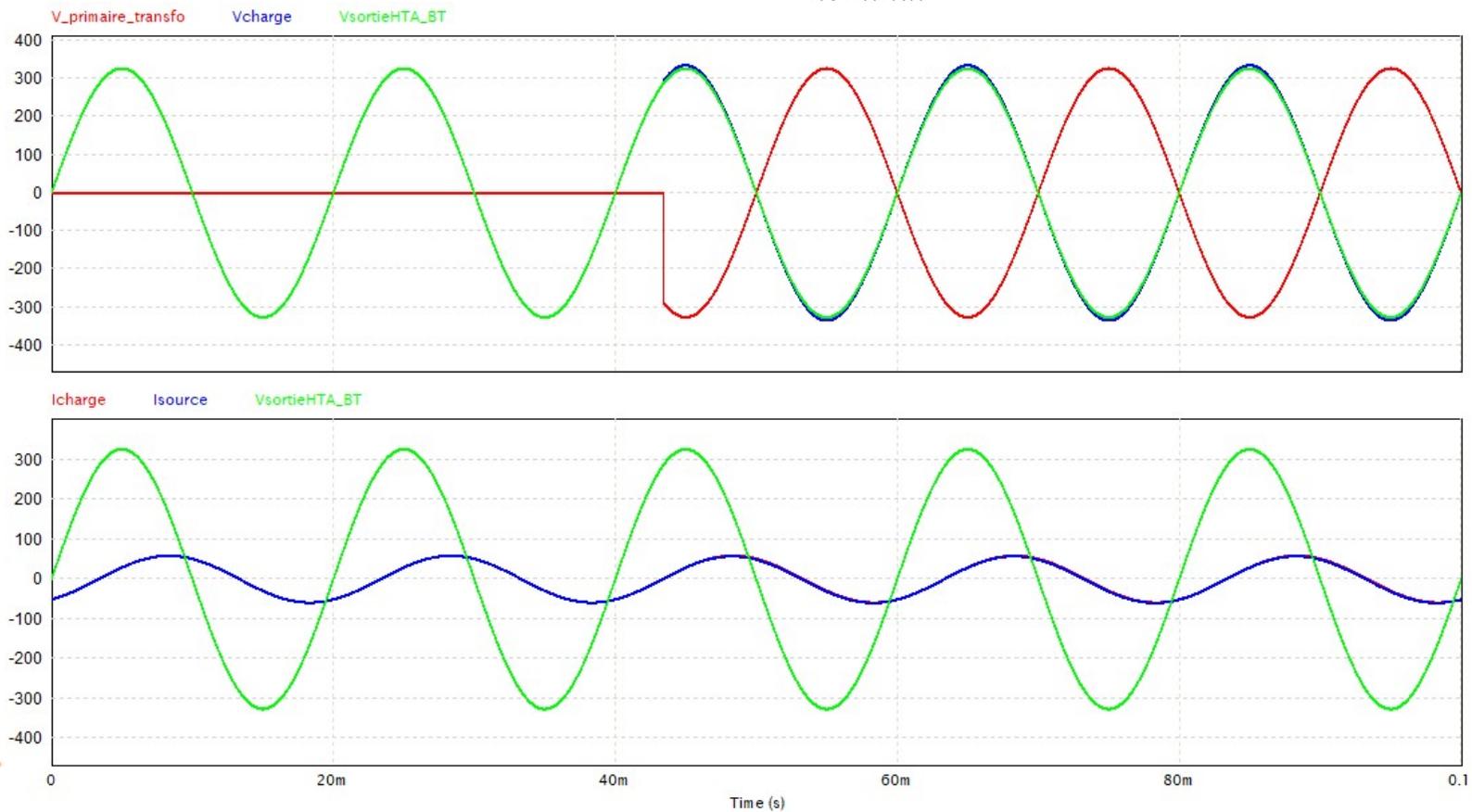
- Évolution de la tension par pas
 - ⇒ Passage d'une transition quelques fois par jour
 - ⇒ Contrôle simplifié
- Possibilité de commuter à/proche du zéro de courant
 - ⇒ Peu pertes, peu de perturbations
 - ⇒ Commutation douce possible
- Trois niveaux de tension injectée : +2,5% / 0% / -2,5%



Approches utilisées

Résultats de simulation réglage mode « TAP classique » (exemple I en retard sur V)

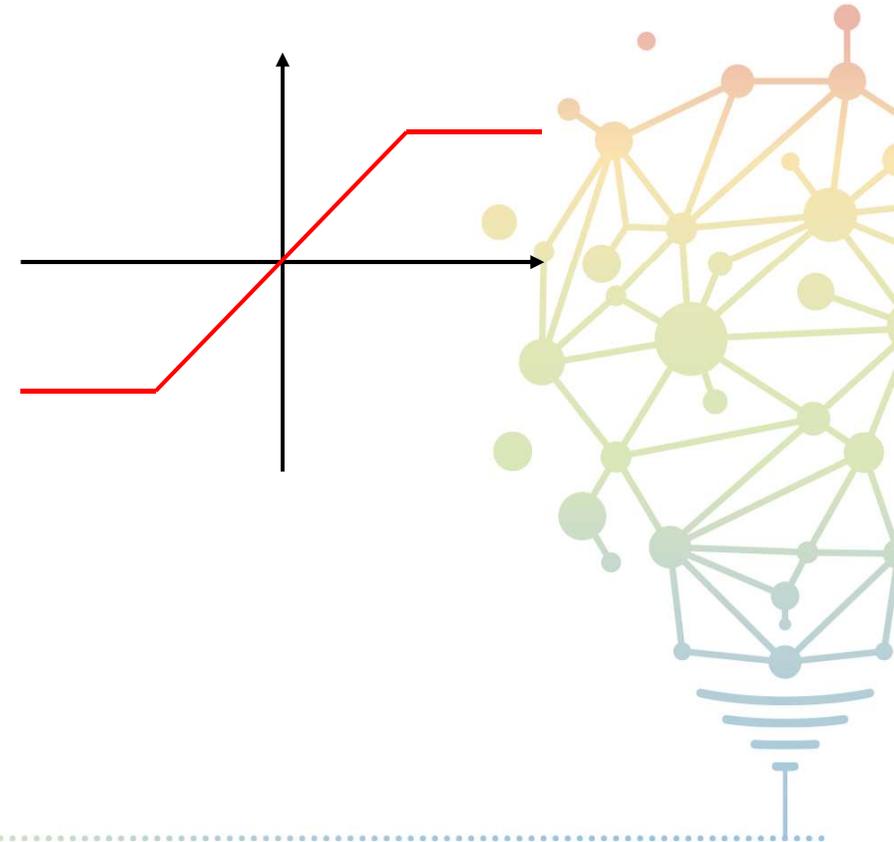
0% → +2,5% $V_{nominal}$



Approches utilisées

Commutation en mode « réglage continu »

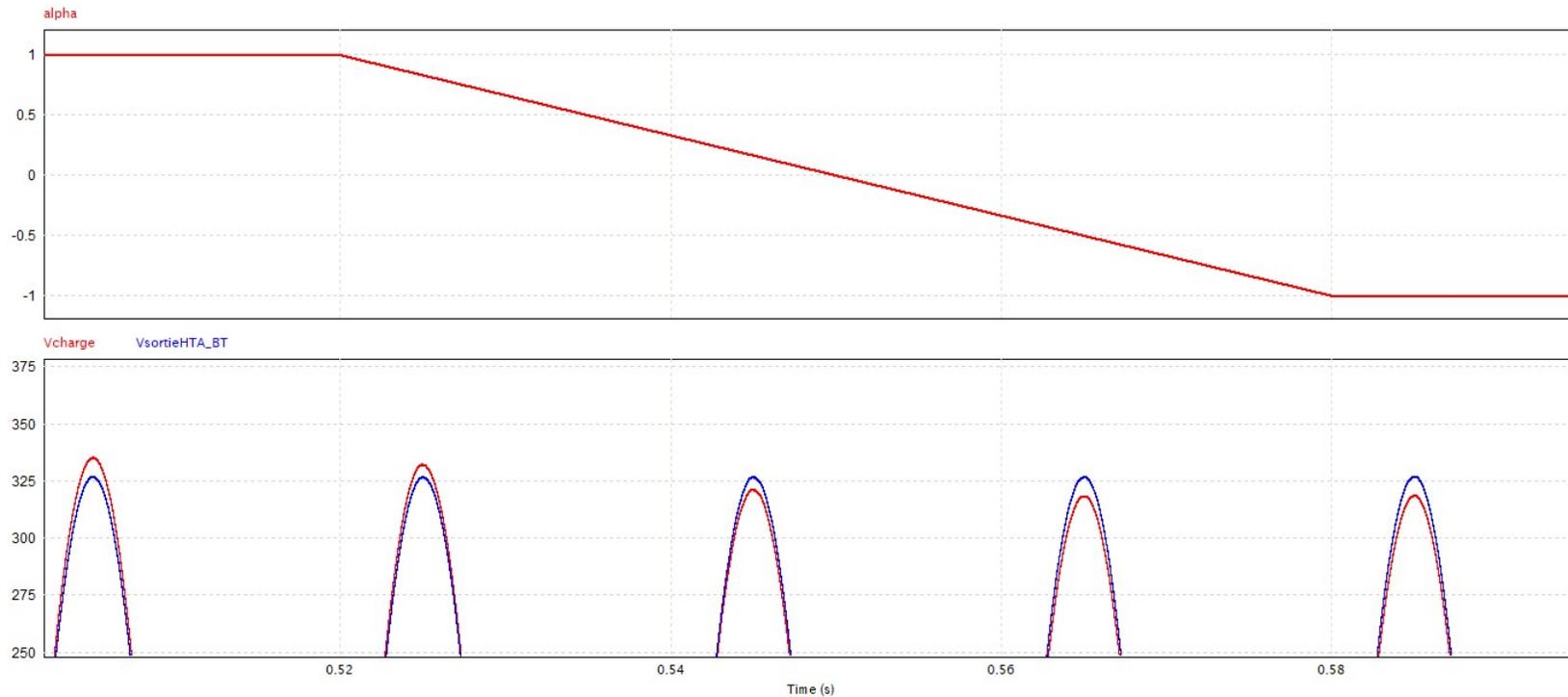
- Évolution linéaire de la tension
- Découpage haute fréquence (HF)
- Commutations à courant non nul (commutation forcée)
 - Pertes, perturbations HF
 - Nécessite filtrage additionnel



Approches utilisées

Résultats de simulation réglage mode « réglage continu »

Rapport cyclique (α) positif pour faire monter la tension à la sortie du convertisseur et négatif pour la faire baisser ($-1 \leq \alpha \leq 1$)



Conclusions et prochaines étapes

- **Analyse du transformateur BF et de son couplage magnétique**
- **Étude des filtres**
 - Besoin du filtrage en entrée du convertisseur (découplage)
 - Optimisation des filtres et étude de l'impact de la fréquence de découpage
- **Conception et validation d'un prototype**
- Dans le cadre de l'analyse du réseau BT, approfondir les **études sur la sensibilité du réseau** face aux effets du dispositif choisi
 - Simulation Hardware-In-the-Loop (HIL)
- **Analyse coût-bénéfice** pour comparer les avantages de la structure développée aux options existantes dans le marché



Merci de votre attention !



Impact des productions renouvelables intégrant de l'électronique de puissance sur le réglage des protections des réseaux électriques de distribution

Lainser SKLAB

Encadrants G2Elab: Bertrand RAISON

Encadrants Enedis: Manuel BILLAUD, Benjamin SCHULER, Christophe BOISSEAU



Plan

- ❑ Contexte et objectifs
- ❑ Développement des énergies renouvelables
- ❑ Approches utilisées
 - Pilotage des convertisseurs statiques
 - Rôle et constitution de la protection de découplage
 - Modélisation des différents producteurs selon la norme IEC 60909 et Powerfactory
 - Impacts de l'ENR sur les défauts polyphasés
- ❑ Résultats marquants
- ❑ Conclusions et prochaines étapes

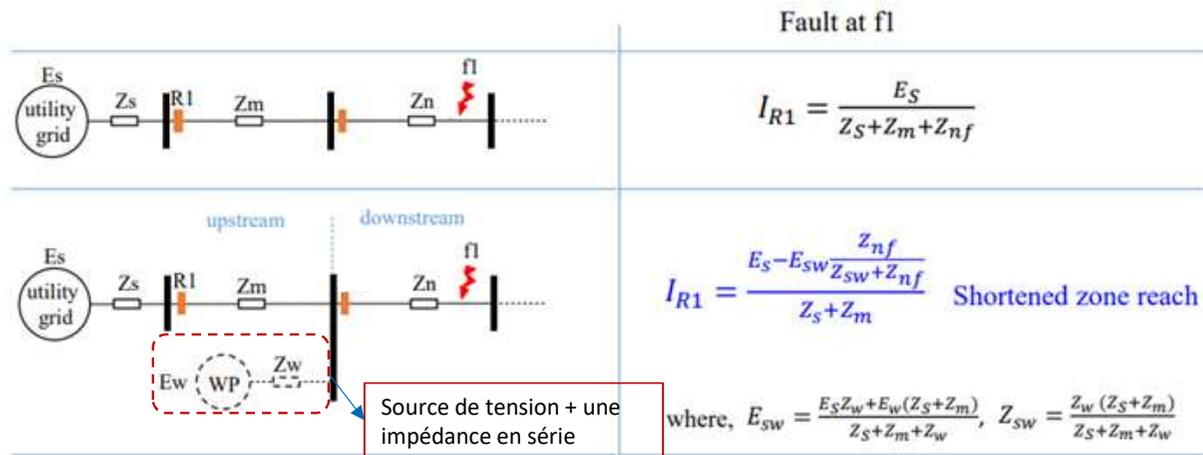


Contexte et objectifs

Contexte

❖ Forte pénétration des énergies renouvelables connectées au réseau à travers des convertisseurs statiques

- Le comportement et la contribution des convertisseurs au courant de court-circuit dépendent fortement de leur commande
- Risque de déclenchement intempestif ou aveuglement des protections
- Risque d'une mauvaise modélisation de ces ouvrages dans le logiciel de simulation Powerfactory chez Enedis



$$Si: I_{R1} < I_{seuil-R1}$$

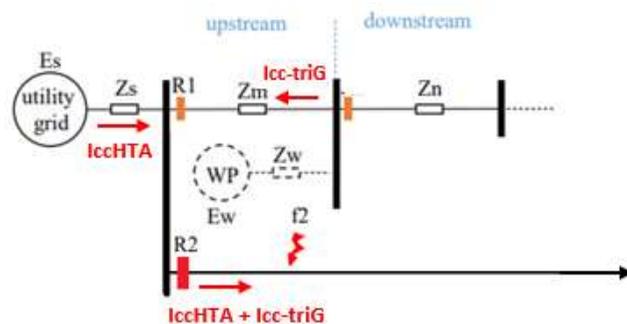
Aveuglement de la protection R1

Contexte et objectifs

Contexte

❖ Forte pénétration des énergies renouvelables connectées au réseau à travers des convertisseurs statiques

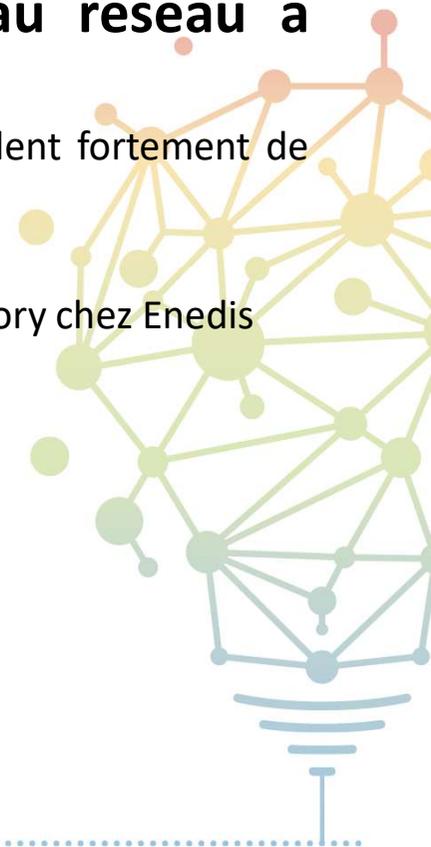
- Le comportement et la contribution des convertisseurs au courant de court-circuit dépendent fortement de leur commande
- Risque de déclenchement intempestif ou aveuglement des protections
- Risque d'une mauvaise modélisation de ces ouvrages dans le logiciel de simulation Powerfactory chez Enedis



$$Si: I_{cc-triG} > I_{seuil-R1}$$



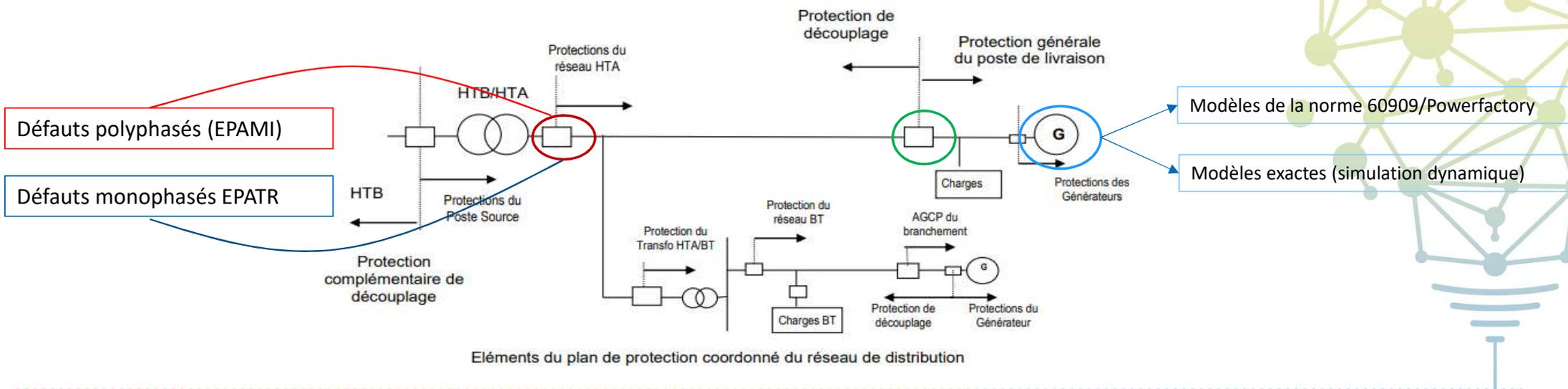
Déclenchement intempestif de la protection de départ sain (R1)



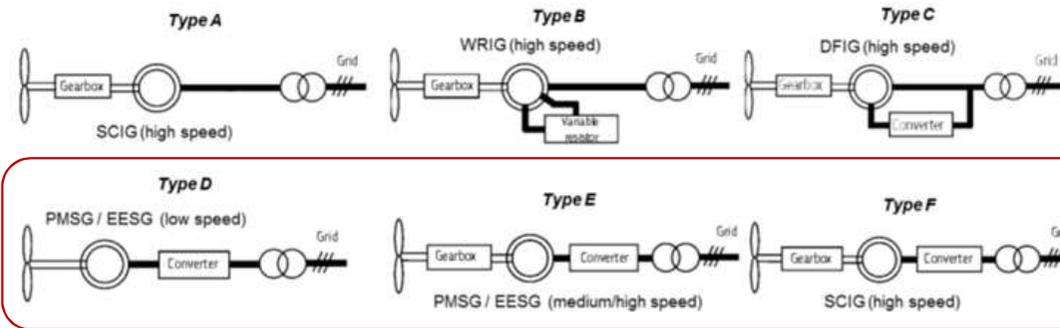
Contexte et objectifs

Objectifs

- ❑ Comportement réel des convertisseurs statiques en fonction de leur commande
- ❑ Type de protection de découplage installé
- ❑ Impacts sur le réglage des protections de tête de départ pour un défaut en amont et en aval des producteurs
- ❑ Comparaison et conclusion sur les modèles de producteurs utilisés dans le logiciel de simulation Powerfactory chez Enedis



Développement des énergies renouvelables



Note: SCIG—Squirrel-cage Induction Generator; WRIG—Wound Rotor Induction Generator; DFIG—Doubly Fed Induction Generator; EESG—Electrically Excited Synchronous Generator;

Wind power type	Grid-connected method	Developing trends (Onshore) [1]	Developing trends (Offshore) [1]
Type A	Direct	No deployed since 2013 in EU	\
Type B	Direct		
Type C	Partial converter oriented	Market share drops from 62% (2010) to 34% (2018);	\
Type D	Full-scale converter oriented	Market share increases from 24% (2010) to about 35% (2018)	Dominated market share, more than 90% in 2018
Type E		Market share increases from 12% (2010) to 31% (2018)	
Type F			

Utilisé pour le PV aussi

Connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur statique

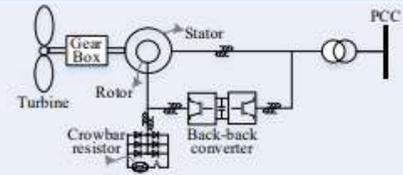
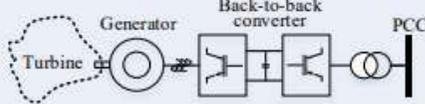
Le plus utilisé dans les énergies renouvelables modernes en Europe.



[1] J. Serrano-Gonzalez and R. Lacal Arántegui, "Technological evolution of onshore wind turbines—a market based analysis," Wind Energy, vol. 19, no. 12, pp. 2171–2187, 2016
 [2] Wind Energy Technology Development Report 2020. European Commission, JRC123138, Feb. 2021, DOI: 10.2760/742137

Développement des énergies renouvelables

Contribution au courant de court-circuit lié à la commande

Wind power type		Short-circuit current contribution
Synchronous generator		More than 10 p.u. of its nominal value
Type C		<p>If during grid fault, rotor power controller remains active, the stator currents are around 1.1 ~ 2.5 p.u. of the rated current.</p> <p>If during grid fault, crowbar is activated, the stator currents are up to 5 ~ 6 p.u., (same to Type A Gen).</p>
Type D		<p>Maximum fault current is limited to slightly above the rated converter current, usually 1.1 ~ 1.25 p.u.</p>
Type E		
Type F		

Même contribution pour les PV



Plan

- Contexte et objectifs
- Développement des énergies renouvelables
- Approches utilisées
 - Pilotage des convertisseurs statiques
 - Rôle et constitution de la protection de découplage
 - Modélisation des différents producteurs selon la norme IEC 60909 et Powerfactory
 - Impacts de l'ENR sur les défauts polyphasés
- Résultats marquants
- Conclusions et prochaines étapes



Pilotage des convertisseurs statiques en cas de défaut sur le réseau HTA

La FRT (fault ride through), parfois la LVRT (low voltage ride through) concerne la commande des onduleurs ; elle est définie par la capacité des producteurs d'électricité à rester connectés pendant de courtes périodes de sous-tension du réseau électrique.

Les parcs PV et Eoliens dont la puissance installée > 1 MW nécessitent la LVRT en cas de défaut sur le réseau de distribution

Region	Category	Type A PGM	Type B PGM	Type C PGM	Type D PGM
Nordic	VGP		< 110 kV		≥ 110 kV
	Max-CL	0.8 kW ~ 1.5 MW	1.5 MW ~ 10 MW	10 MW ~ 30 MW	30 MW ~ above
Continental Europe	VGP		< 110 kV		≥ 110 kV
	Max-CL	0.8 kW ~ 1.0 MW	1.0 MW ~ 50 MW	50 MW ~ 75 MW	75 MW ~ above

Note: VGP—Voltage of grid-connection point; Max-CL—Maximum capacity limit

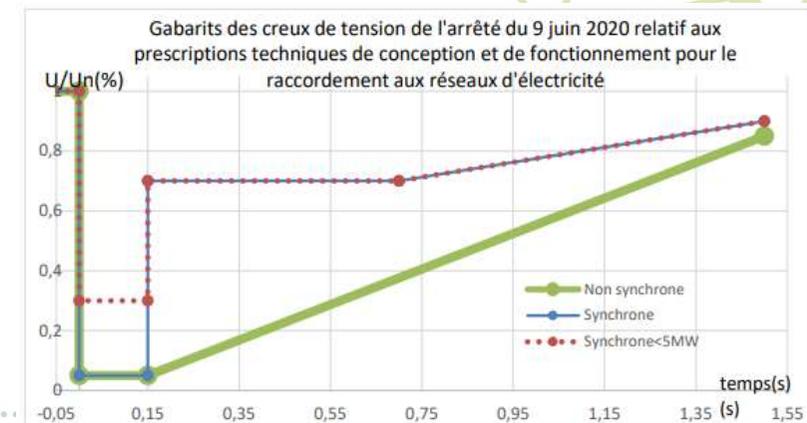
Require the fault-ride-through capability during grid faults

Commande des onduleurs

Echange PQ en fonctionnement normal

Fournir du réactive en cas de défaut pour soutenir la tension

LVRT à respecter par les producteurs raccordés au réseau de distribution d'Enedis



Sans la LVRT

- Déconnecter immédiatement les parcs éoliens/PV du réseau après un défaut. **Pas de contribution au défaut.**

Avec la LVRT

- Rester connecté au réseau (dans certaines limites de temps) et ainsi " soutenir " le creux de tension en fournissant une puissance réactive.

[1] Enedis-PRO-RES_10E

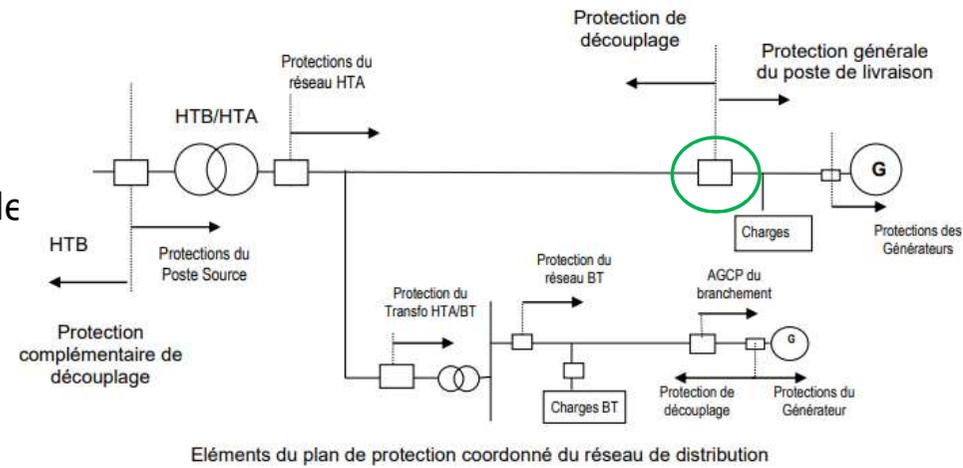
[2] Wind Energy Technology Development Report 2020. European Commission, JRC123138, Feb. 2021, DOI: 10.2760/742137

[3] J. Serrano-Gonzalez and R. Lacal Arántegui, "Technological evolution of onshore wind turbines—a market based analysis," Wind Energy, vol. 19, no. 12, pp. 2171–2187, 2016

Rôle et constitution de la protection de découplage

Rôle de la protection de découplage

- ❑ Cette protection doit permettre de détecter les situations de :
 - Marche en réseau séparé sans défaut, défauts HTA à la terre
 - Défauts entre phases pour le réseau HTA et entre conducteurs pour le réseau BT
 - Risque de faux couplage



Constitution de la protection de découplage

- ❑ Les protections de découplage utilisent les critères suivants portant sur la tension délivrée à l'installation par le réseau public de distribution (RPD):
 - Maximum de tension homopolaire HTA
 - Minimum/maximum de tensions composées
 - Maximum et minimum de fréquence



[1] Enedis-PRO-RES_10E

Modélisation des différents producteurs selon la norme IEC 60909 et Powerfactory

Suivant la norme (IEC 60909), Powerfactory propose deux types de calculs de courant de court-circuit:

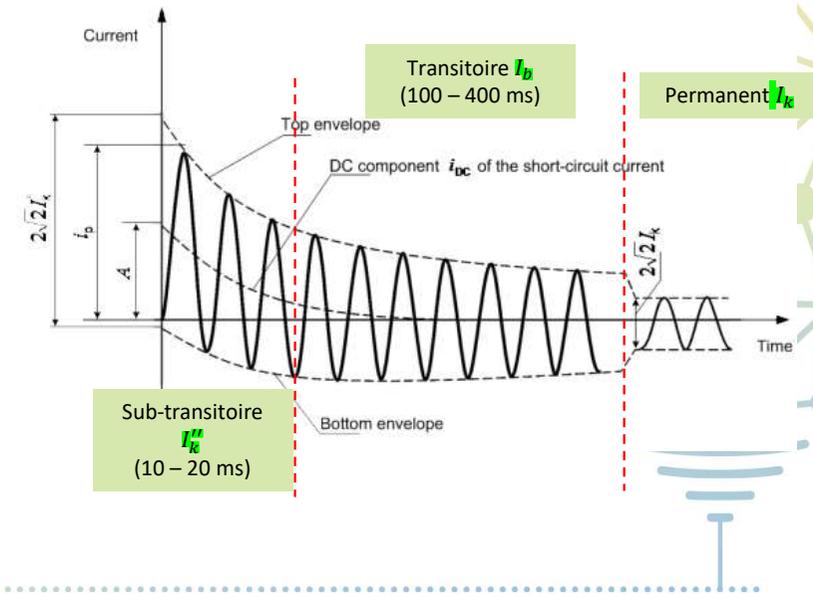
- Courant de court-circuit maximal
- Courant de court-circuit minimal

Dépend des facteurs lister par la norme (par exemple: facteurs de correction de tensions/impédances)

Pour le calcul des courants de court-circuit minimal biphasé, triphasé, et monophasé sous PF et **selon la norme IEC 60909** la contribution des producteurs est négligée! Alors que selon les lois de commande certains prods doivent continuer à injecter du réactif pour soutenir la tension pour une certaine durée!!!

Le courant de court-circuit biphasé minimal est utilisé pour régler les protections (Défauts polyphasés).

Modélisation	Machine Asynchrone standard	Machine Asynchrone Avec résistance rotorique variable	Machine Asynchrone à double alimentation	Machine synchrone équivalente	Convertisseur statique	Convertisseur grande capacité
Machine Asynchrone	I_k'' et I_b	I_k'' et I_b	I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$	I_k''	I_k''	
Eolienne			I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$	I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$	I_k''	I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$
Générateur statique			I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$	I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$	I_k''	I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$
PV				I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$	I_k''	I_k'', I_b et I_k Avec : $I_k'' = I_b = I_k$



Impacts de l'ENR sur les défauts polyphasés

Données Producteur:

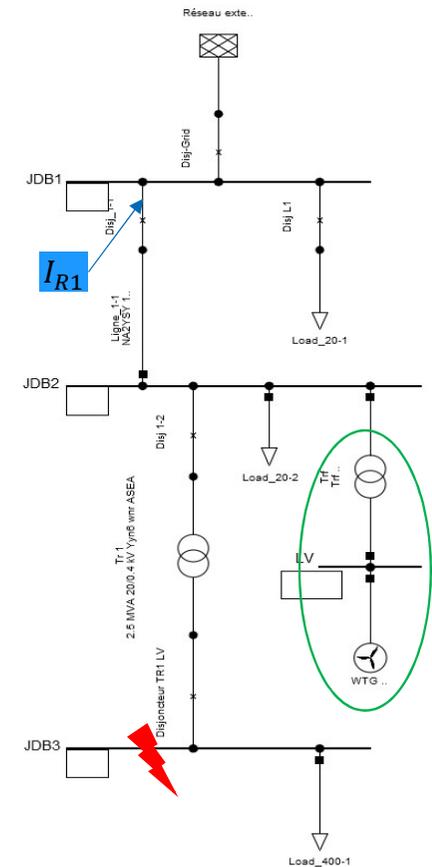
$S_n = 10 \text{ MW}$
 $U_n = 20 \text{ kV}$
 $\cos \varphi = 0,82$
 Modèle = DFIG

Données Réseau:

$S_{cc_max} = 800 \text{ MW}$
 $S_{cc_min} = 600 \text{ MW}$
 $U_n = 20 \text{ kV}$

Cela a été vérifié avec d'autres types de modélisation proposés soit par la norme soit par Powerfactory

La protection à maximum de courant de phase en tête de départ est alors en situation de risque d'aveuglement.



$I_{cc_triphasé_max}$ avec $I_{cc_prod} = 2,5 \cdot I_n$ (worst case)

	I_{R1} [kA] (calculs PF selon la norme)	I_{R1} [kA] (calculs à la main avec les modèles de la norme)
Sans Producteur	0,760	0,760
Avec Producteur	0,661	0,661
Avec Producteur $10 \cdot S_n$	0,246	0,246

$I_{cc_biphasé_min}$ avec $I_{cc_prod} = 2,5 \cdot I_n$ (worst case)

	I_{R1} [kA] (selon PF/norme)	I_{R1} [kA] (calculs à la main avec les modèles de la norme)
Sans Producteur	0,543	0,543
Avec Producteur	0,543	0,436
Avec Producteur $10 \cdot S_n$	0,543	0,142

Résultats marquants

❑ Comportement des producteurs connectés au réseau de distribution:

- Pour les défauts biphasés min, non pris en compte selon norme et PF
- L'absence de prise en compte de la contribution aux courants de défaut sous PF est questionnable

❑ Impact sur les défauts en aval en présence de producteurs:

- Aveuglement de la protection en tête de départ



Conclusions et prochaines étapes

Conclusions

- Plan de protection du réseau de distribution**
 - Compréhension de la démarche de réglage des protections
 - Appropriation de la norme CEI 60909
- Prise en main de PF**
 - Vérification de la cohérence avec la norme CEI 60909 sur le calculs des courants de défauts
- Comportement des producteurs connectés au réseau de distribution :**
 - Le comportement dépend du contrôle du convertisseur mais avant tout de la protection de découplage.
 - La non prise en compte de la contribution aux courants de défaut sous PF est questionnable

Prochaines étapes

- Comprendre encore plus le plan de protection HTA et le fonctionnement des protections de découplages
- Analyse du Comportement réel des convertisseurs statiques
- Comparaison avec les résultats obtenus avec le logiciel PowerFactory et la norme IEC 60909
- Evaluation et Conclure sur les réglages des protection en amont et en aval

FIN DE LA PRÉSENTATION

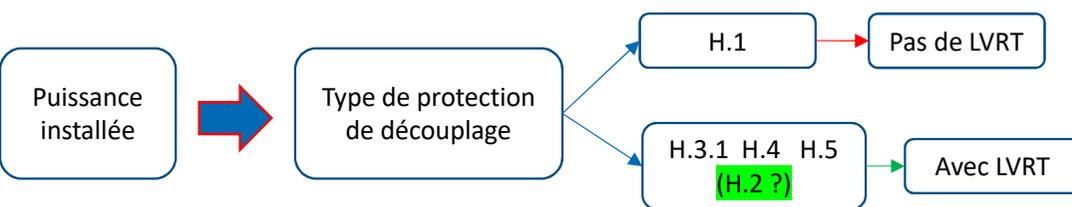
END OF THE PRESENTATION



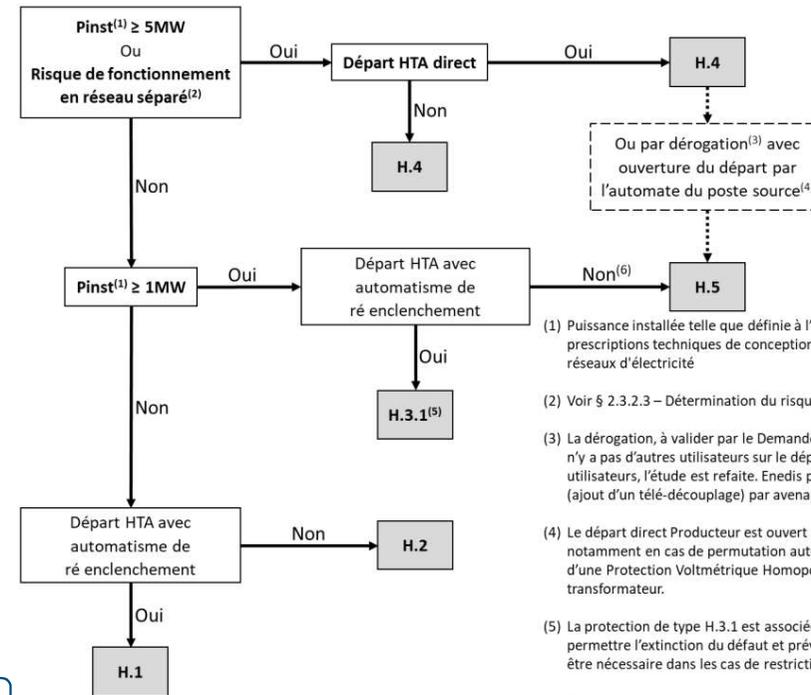
Pilotage des convertisseurs statiques vis-à-vis du protection de découplage

Choix de la protection de découplage

Type de protection / Fonction à assurer	Type H.1	Type H.2	Type H.3.1	Type H.4	Type H.5
Détection des défauts monophasés HTA	Max de V_0 instantanée 10 % V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10 % V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10 % V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10 % V_n	Max de V_0 temporisée à $t_0 + 0,5$ seconde 10 % V_n
Détection des défauts polyphasés	Mini de U instantanée 85 % U_n	Mini de U instantanée 85 % U_n	Mini de U temporisée à 1,5 seconde 85 % U_n	Mini de U temporisée à 1,5 seconde 85 % U_n	Mini de U temporisée à 1,5 seconde 85 % U_n



Description et étude des protections de découplage pour le raccordement des Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution



- (1) Puissance installée telle que définie à l'article 3 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité
- (2) Voir § 2.3.2.3 – Détermination du risque de maintien en réseau séparé
- (3) La dérogation, à valider par le Demandeur, consiste à installer une protection H.5 tant qu'il n'y a pas d'autres utilisateurs sur le départ. Si, par la suite, le départ accueille d'autres utilisateurs, l'étude est refaite. Enedis pourra demander l'installation d'une protection H.4 (ajout d'un télé-découplage) par avenant à la Convention de Raccordement.
- (4) Le départ direct Producteur est ouvert par ordre de l'automate du poste source, notamment en cas de permutation automatique de transformateur, de déclenchement d'une Protection Voltmétrique Homopolaire HTB, d'ouverture de l'arrivée du transformateur.
- (5) La protection de type H.3.1 est associée à un relais de présence tension en retour pour permettre l'extinction du défaut et prévenir les faux couplages. Par ailleurs une H.4 peut être nécessaire dans les cas de restriction d'usage décrits au § 3.5.6.
- (6) Si départ direct les conditions décrites au point (4) s'appliquent également le cas échéant.

Arbre de décision pour les sites de puissance installée supérieure à 250 kVA

Retour sur un succès de la chaire SmartGrids

Mahana BERNIER

Ingénieur à la direction technique d'Enedis



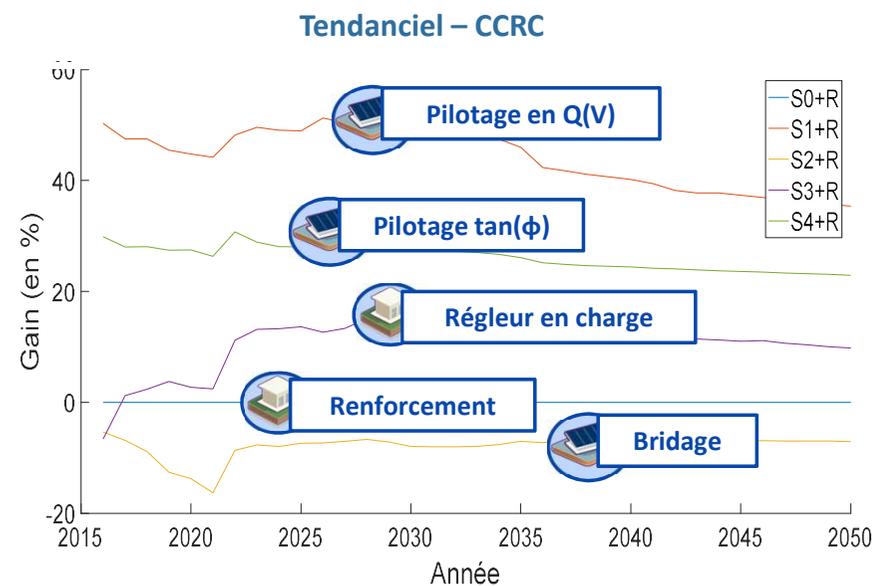
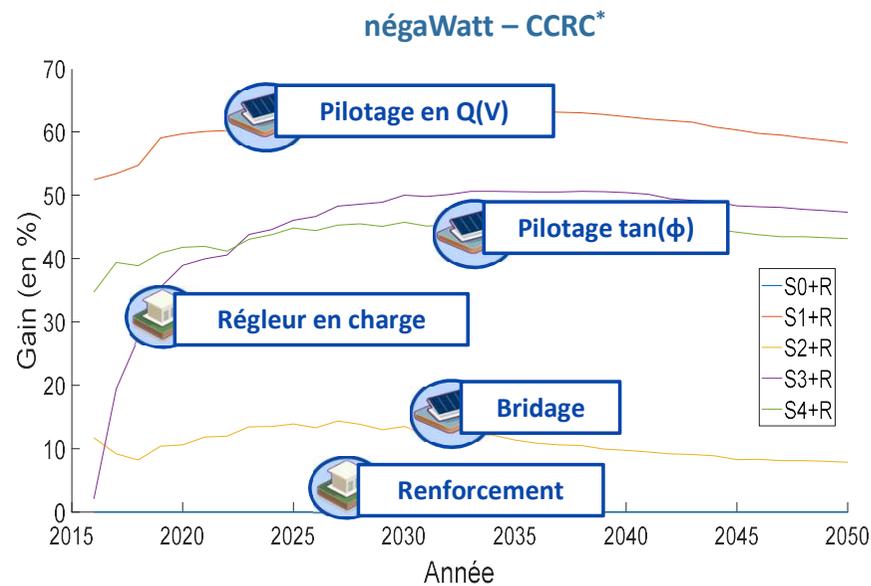
Thèse : solutions smart grid innovantes pour l'intégration massive de la production photovoltaïque au réseau public de distribution en zone rurale (2016-2019)

Encadrants G2Elab: Nouredine HADJSAID, Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT, Florent CADOUX

Encadrants Enedis: Alexis LAGOUARDAT



Cas d'application aux réseaux de distribution ruraux



Périmètre CCRC : 200 réseaux BT

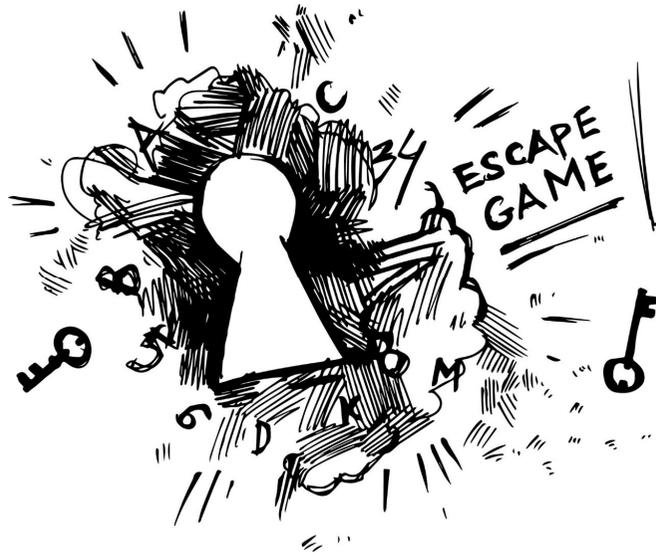
*CCRC : Communauté Communes Région de Condiou



Retombées de la thèse

- Expertise BT & PowerFactory
- Formateur et animateur pour la MOAD BT
- Contribution expertise note sur la participation des producteurs BT au soutien du plan de tension (01/02/2023)
- Mise en attente de la solution « régleur en charge »





Saurez-vous anticiper l'arrivée massive des énergies renouvelables et des véhicules électriques à horizon 2050?

Julia CHENE

Collaboration : Jérôme BUIRE, Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT



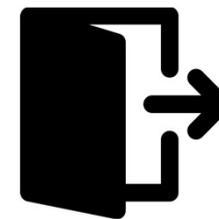
Saurez-vous anticiper l'arrivée massive d'ENR et de VE à horizon 2050?

Un escape game ?

Une salle

Des énigmes

Une équipe



Mission 1 : Avez-vous ce qu'il faut pour un poste lié à la conduite ?

Puissance **active**
ou **réactive** ?

Quelle est la
structure du
réseau?

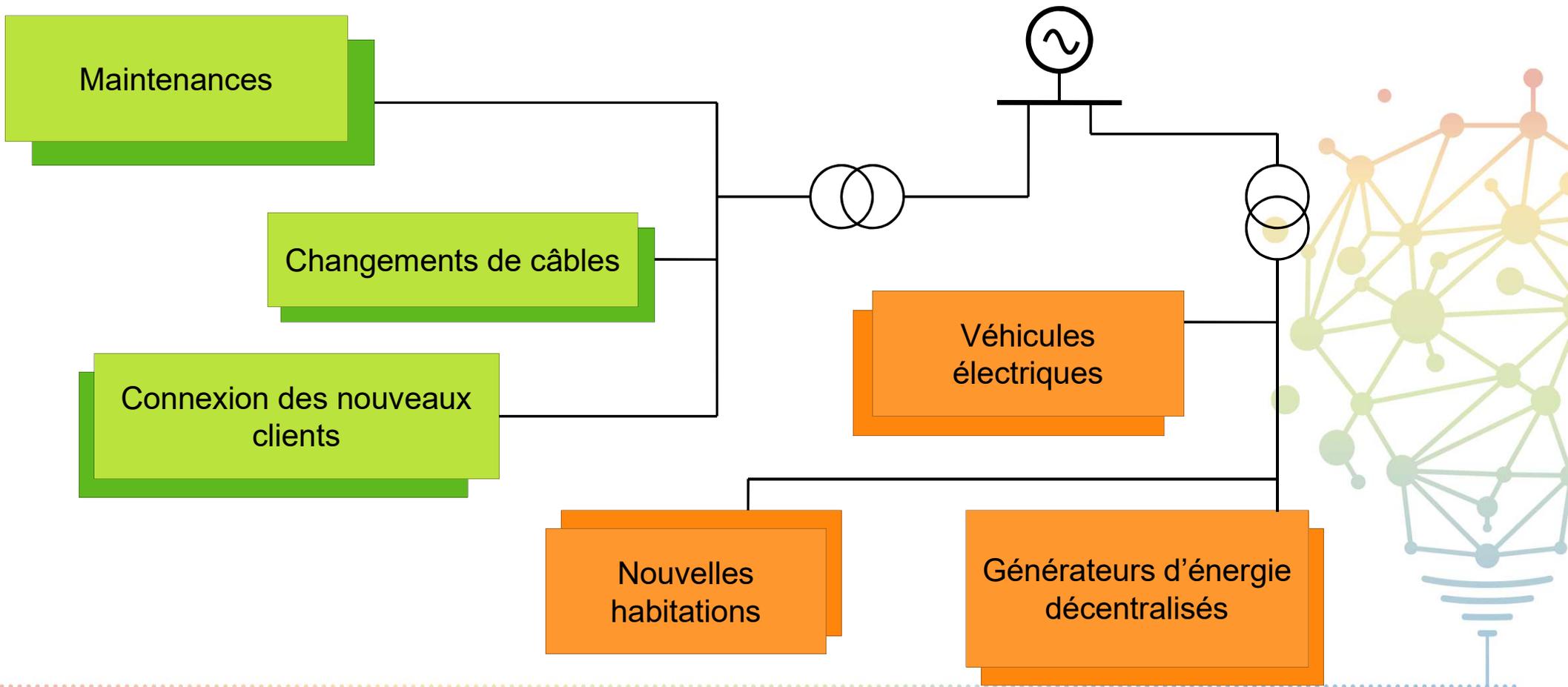


Quels sont les
niveaux de
tensions ?

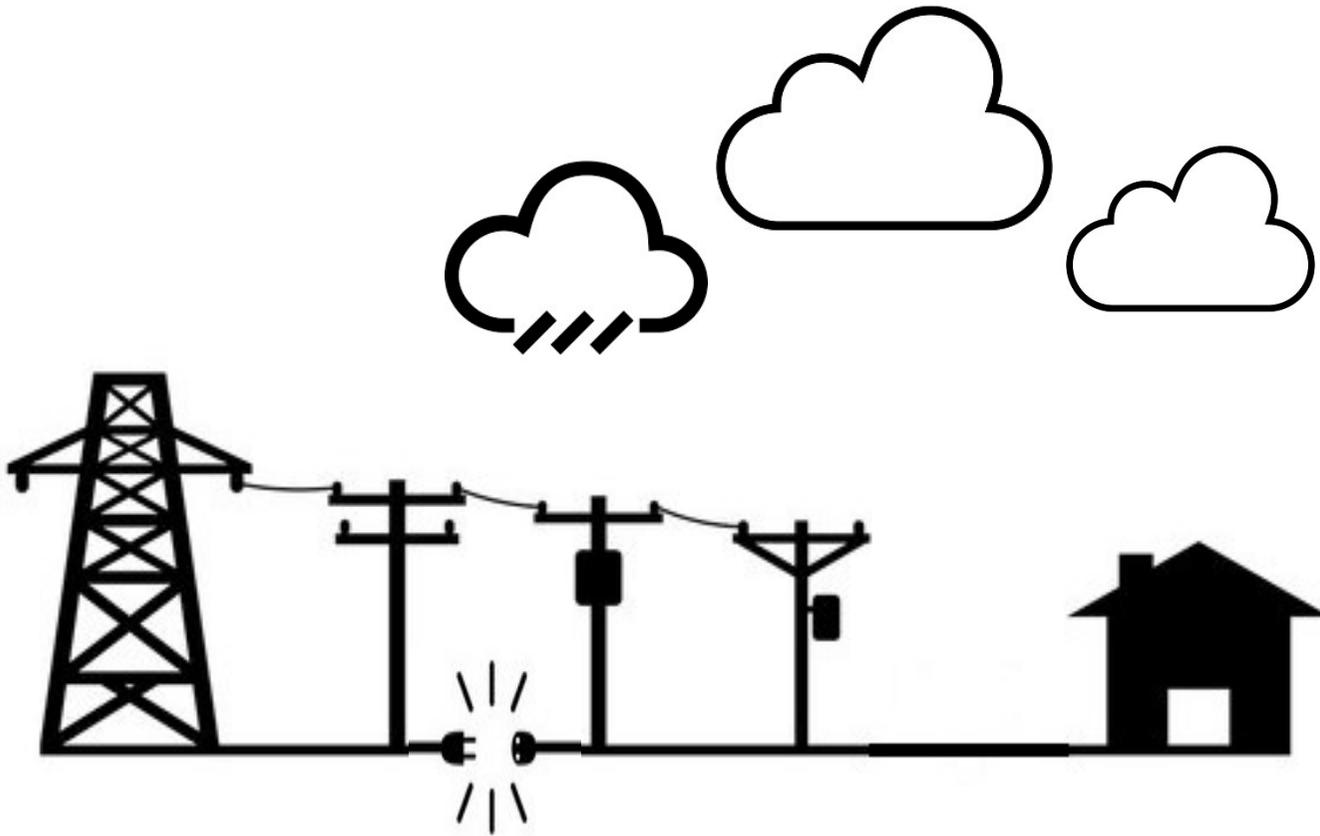
Et l'influence des
câbles ?



Mission 2 : Vous avez le poste, saurez-vous anticiper les évolutions du réseau ?



Mission 2 : Saurez-vous réagir ?





Saurez-vous anticiper l'arrivée massive des énergies renouvelables et des véhicules électriques à horizon 2050?

Tous les clients comptent sur vous

