

9^{ème} Université d'été de SAUVONS LE CLIMAT
Le Creusot – 22/24 septembre 2016

PREMIÈRE PARTIE

Les contraintes d'équilibre des réseaux

DEUXIÈME PARTIE

Quelle limite d'insertion pour les EnRi ?

Complémentarité nucléaire-EnR

Par Georges Sapy (SLC)

1^{ère} partie : **Les contraintes d'équilibre des réseaux**

1 – Un peu d'histoire, en quelques dates...

* Des pionniers (fin du XIX^{ème} siècle) à... l'ENTSO-E (2009)

2 – Pourquoi le courant alternatif a-t-il gagné la partie ?

* Ses trois atouts majeurs

3 – Le retour en grâce du courant continu pour les liaisons haute tension

* Pour s'affranchir des inconvénients du courant alternatif et accroître les échanges

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau

* La fréquence, INDICATEUR COMMUN de l'équilibre instantané production-consommation

* Les réserves Primaire, Secondaire et Tertiaire et leur gestion

* Le rôle crucial de l'inertie des masses tournantes dans l'équilibre instantané

* **Quels apports des productions intermittentes (EnRi) au réglage puissance-fréquence ?**

5 – Le réglage de tension du réseau

* La tension, autre critère à maîtriser pour la stabilité des réseaux...

* **Quels apports des productions intermittentes (EnRi) au réglage de tension ?**

6 – Un équilibre fragilisé par l'introduction des EnRi...

* **De nombreux défis inédits à relever...**

* **Quelques certitudes ou quasi-certitudes... Et des interrogations majeures**

1 – Un peu d’histoire, en quelques dates...

* Les pionniers (fin du XIXème siècle) :

° À partir de 1879 : **Thomas Edison** crée le réseau électrique de New York destiné à l’éclairage, en **courant continu**. Alimenté en **110 V** par de petites centrales de 30 kW, **l’importance des pertes limite son extension** à quelques kilomètres

° En 1882, en France, **Marcel Deprez** réussit à transporter... 400 W en **courant continu** sur une distance de 57 km, mais avec un **rendement global de seulement 30 %...**

° En 1884, **Lucien Gaulard**, inventeur du **transformateur électrique** à **noyau en fer doux** (qui $x \approx 200$ l’intensité du champ magnétique) et **John Gibbs** démontrent l’intérêt de cette invention en mettant en service une ligne de 80 km de long alimentée en **courant alternatif** sous **2 000 V**

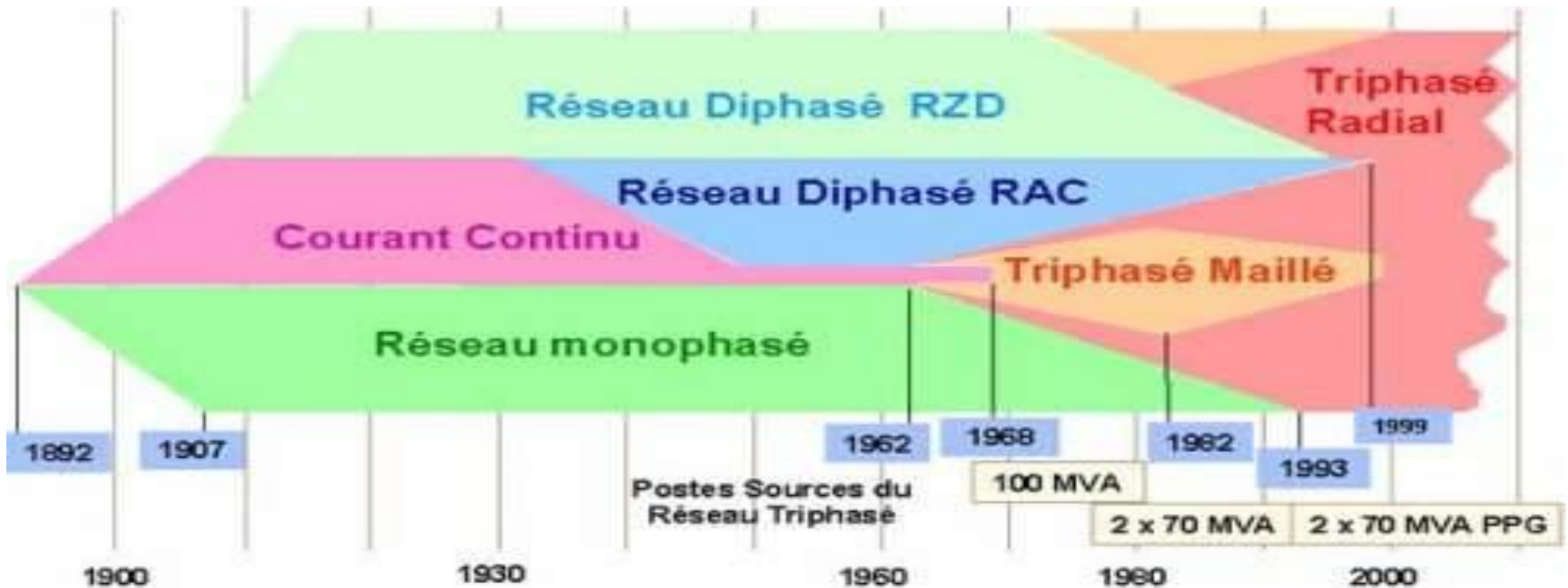
° En 1887, aux États-Unis, **George Westinghouse**, ingénieur et entrepreneur intéressé par la technologie du **courant alternatif**, achète les brevets du **transformateur** de **Lucien Gaulard** et embauche **Nikola Tesla** qui invente **l’alternateur triphasé** en 1891

° « **Bataille des courants** » aux États-Unis entre **Edison** (défenseur du courant continu) et **George Westinghouse + Nikola Tesla** (défenseurs du courant alternatif). Définitivement gagnée par ces derniers qui emportent un projet de liaison de 32 km entre une centrale hydraulique de 75 MW à Niagara Falls et Buffalo, mis en service avec succès en 1896. Ce qui débouche sur le contrat d’installation de la distribution électrique **sur tout le territoire des États-Unis**. Mais les réseaux à **courant continu préexistants** (à New-York, etc.) subsisteront encore **très longtemps...**

1 – Un peu d’histoire, en quelques dates... (Suite)

* Une interconnexion très progressive des réseaux au XXème siècle :

° **1892 – 1999** : un siècle d’évolutions du réseau de **distribution MT/BT parisien**... (Source : *Une histoire de l’électricité, de l’ambre à l’électron* – Par Gérard Borvon – Vuibert – 09/2009)



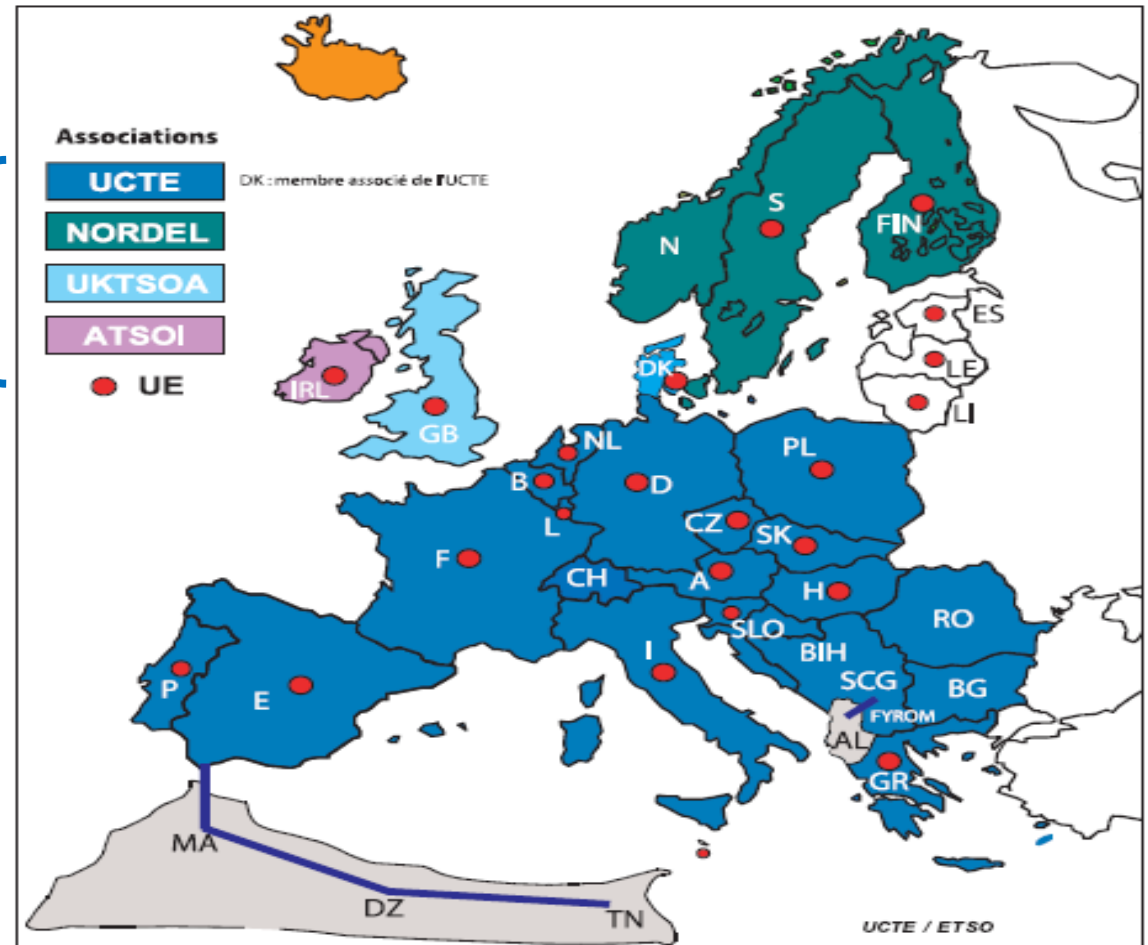
° **Années 1950** : décision des électriciens européens **d’uniformiser les tensions des réseaux de transport** (réseaux **maillés**) à **400 kV** et **230 kV** afin de faciliter les **échanges** entre pays

° **Années 1960** : **premières interconnexions internationales en 400 kV** entre réseaux français, allemand et suisse

1 – Un peu d’histoire, en quelques dates... (Suite)

° En 2009 : création de l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) représentant 41 gestionnaires de réseau de transport d'électricité de 34 pays à travers l'Europe, dépassant les frontières de l'Union européenne afin de promouvoir à la fois : **coordination et optimisation technique des réseaux** et **ouverture des marchés de l'électricité**

L'interconnexion du système électrique français avec les pays d'Europe de l'Ouest



ENTSO-E

L'ENTSO-E regroupe

5 zones synchrones différentes :

- * La zone Europe continentale (Ex-UCTE, de loin la plus importante)
- * 4 zones périphériques connectées à la zone Europe continentale via des liaisons en courant continu

2 – Pourquoi le courant alternatif a-t-il gagné la partie ?

Les trois atouts majeurs du courant alternatif sinusoïdal

1) Permet, grâce aux **transformateurs** (élevateurs ou abaisseurs de tension) **d'adapter** très facilement le **niveau de tension** aux **besoins** pour notamment :

- ° **Transporter** l'électricité à **grande distance** par élévation des **tensions** (400 kV à 1 MV) ce qui limite les pertes Joule (inversement proportionnelles au carré de la tension)
- ° **Optimiser** les **niveaux de tension** selon les différentes applications : industrielles, tertiaires, domestiques, etc.

2) Permet, à partir de **systèmes triphasés équilibrés**, de créer des **champs électromagnétiques tournants de module CONSTANT** (invention géniale de **Nikola Tesla**) pour :

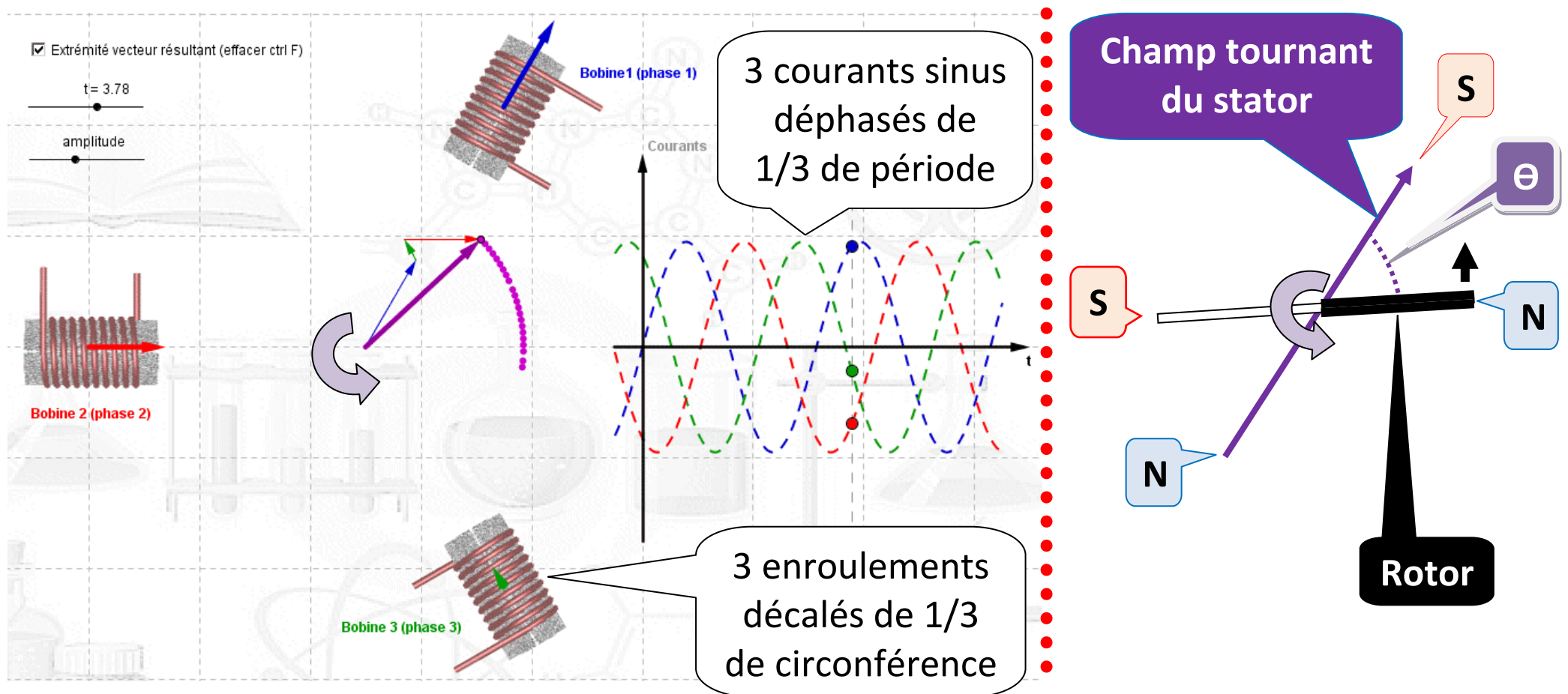
- ° **Construire** des alternateurs **triphasés à couple mécanique INSTANTANÉ constant** → Ouvre la voie aux **très grandes puissances** (\neq des alternateurs **monophasés** ou **diphasés** : **composantes périodiques** dans leurs **champs tournants / couples mécaniques** → Limitation des puissances)
- ° **Entrainer directement** des **moteurs** de différents types (synchrone ou asynchrone)

3) Facilite grandement la **coupure des courants élevés** (en cas de court-circuit notamment) par les **disjoncteurs** grâce au **passage périodique par zéro du courant alternatif** (« soufflage » de l'arc électrique beaucoup plus facile)

→ **Généralisation des réseaux triphasés dans le monde devenus LA technologie de base**

2 – Pourquoi le courant alternatif a-t-il gagné la partie ? (Suite)

Principe simplifié de génération et action d'un champ magnétique tournant **CONSTANT**



- ° Le **champ tournant** d'un **réseau synchrone** tourne exactement **à la même vitesse** (c'est-à-dire à la **même fréquence**) en **tous ses points** au même instant (grandeur **COMMUNE**, non locale)
- ° Par contre, **l'angle interne θ** des **alternateurs** ou **moteurs synchrones** dépend de la **puissance mécanique échangée** (par couplage électromagnétique) par chacun d'eux avec le réseau

3 – Le retour en grâce du courant continu pour les liaisons haute tension

Pour s'affranchir des inconvénients du courant alternatif et accroître les échanges

* **Inconvénients du courant alternatif** : effets **inductifs** et **capacitifs** → **Courants réactifs** → **Réduisent les capacités de transit** des lignes en **courants actifs** + **accroissent les pertes joule**

* **La solution** : transporter en **courant continu** sous THT/HT, rendu possible par les progrès de l'électronique de puissance pilotable des **stations de conversion** (**redressement + ondulation**) situées aux deux extrémités

* **Principales avancées permises par le courant continu** :

° Transport de courant **sans limitation de distance** dans les **câbles sous-marins** ou **enterrés en THT/HT** (limité à quelques dizaines de km en **courant alternatif** du fait des **effets capacitifs**)

° Transport de courant sur de **très longues distances en aérien en THT** (jusqu'à 2 500 km en 800 kV à 1 MV). Intérêt : 2 Fils en courant continu au lieu de 3 en courant triphasé + **Absence de courants réactifs** + Meilleure utilisation de la **section** des conducteurs (**pas « d'effet de peau »**)

* **Applications majeures** :

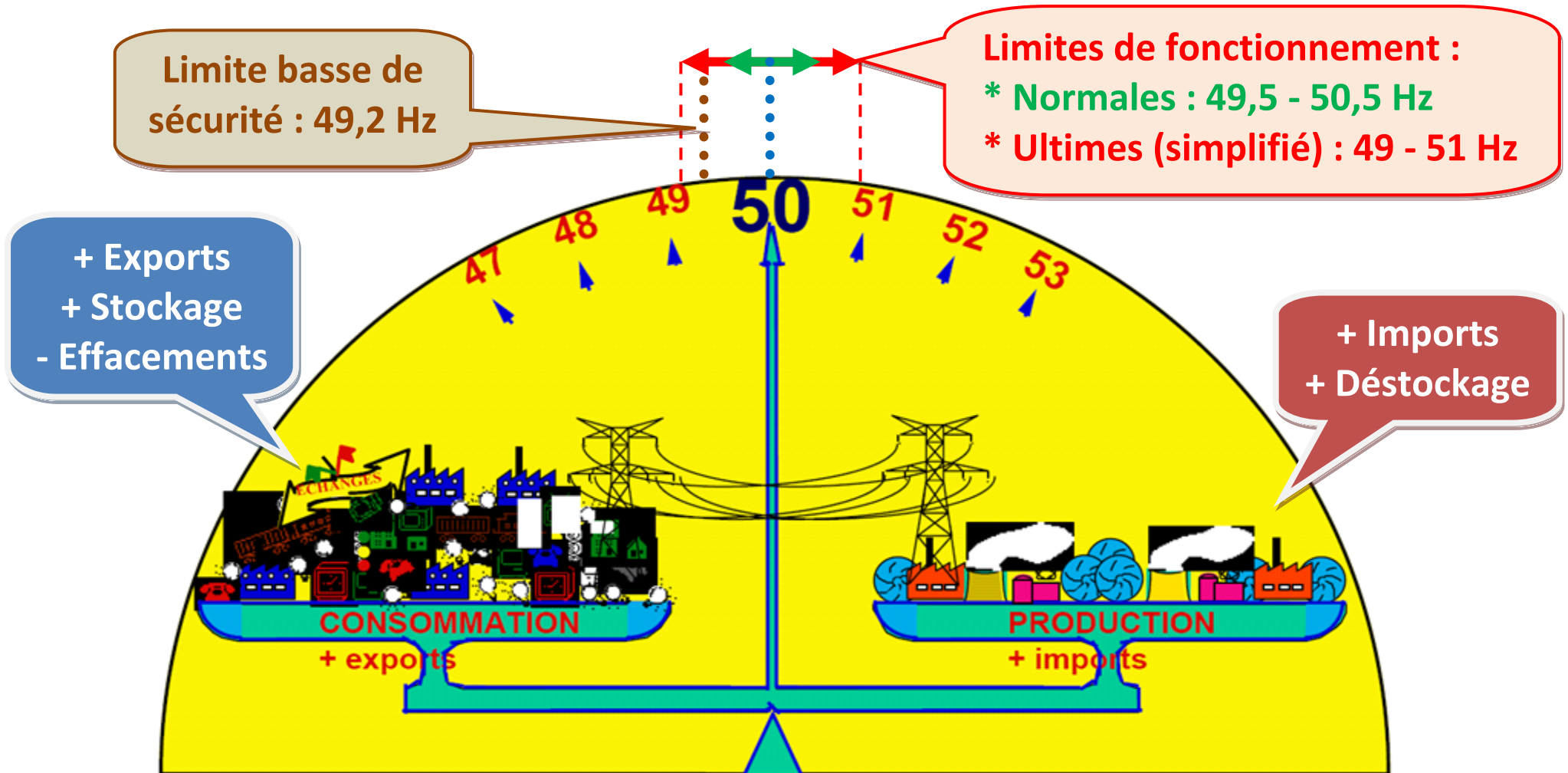
° **INTERCONNEXIONS** entre pays/régions n'ayant **PAS la même fréquence** → **Échanges accrus**

° **Renforcements domestiques** si **contraintes environnementales** fortes pour lignes aériennes

* **Inconvénients de la solution** : coût élevé des stations de redressement/ondulation aux deux extrémités → **Minimum** de distance rentable

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau

Fréquence = INDICATEUR COMMUN de l'équilibre instantané production-consommation
(La même pour tout ensemble de réseaux interconnectés en courant alternatif)

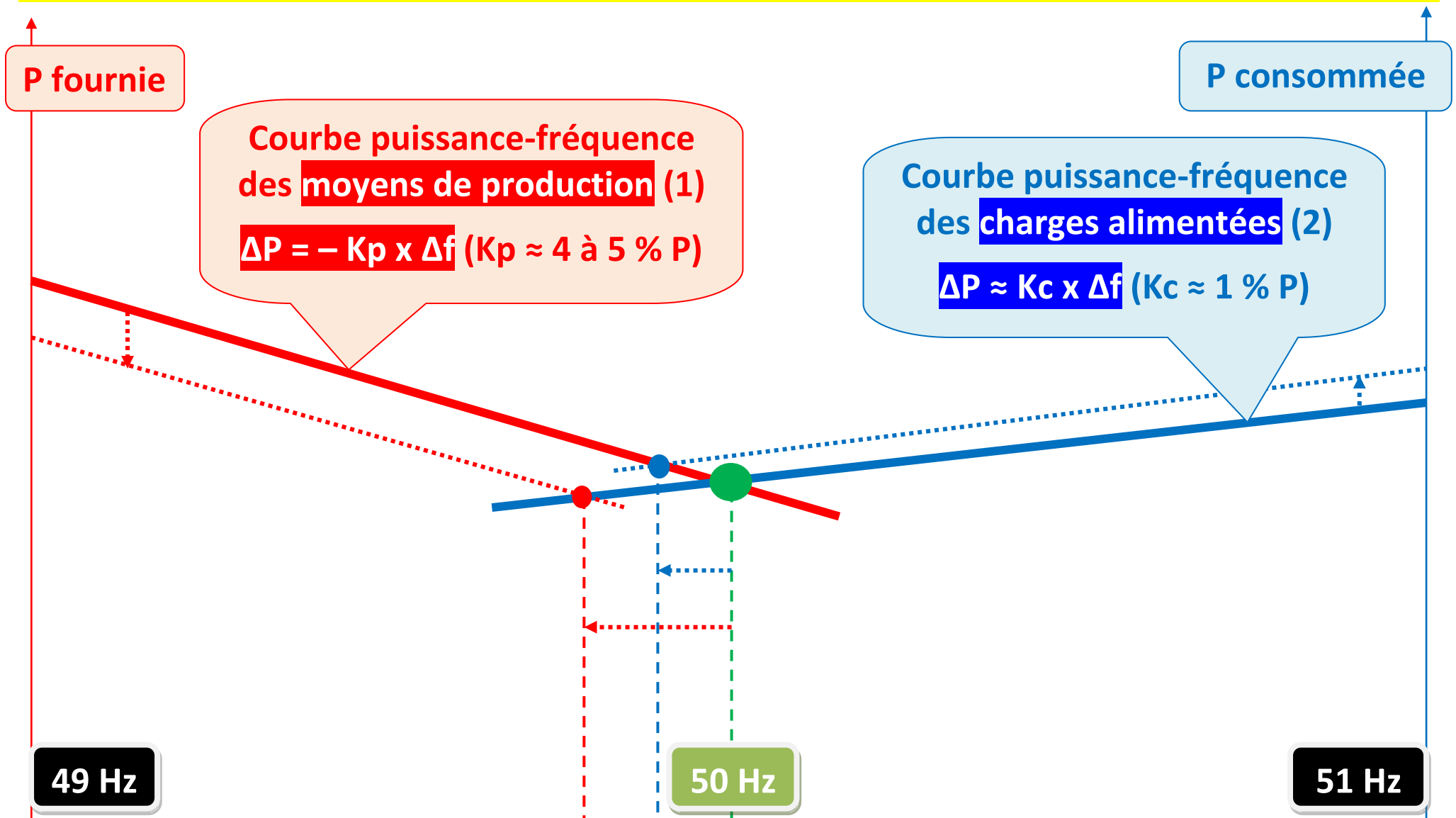


Source RTE

Production = Consommation

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Point d'équilibre STABLE en fréquence-puissance du réseau interconnecté et écarts / 50 Hz

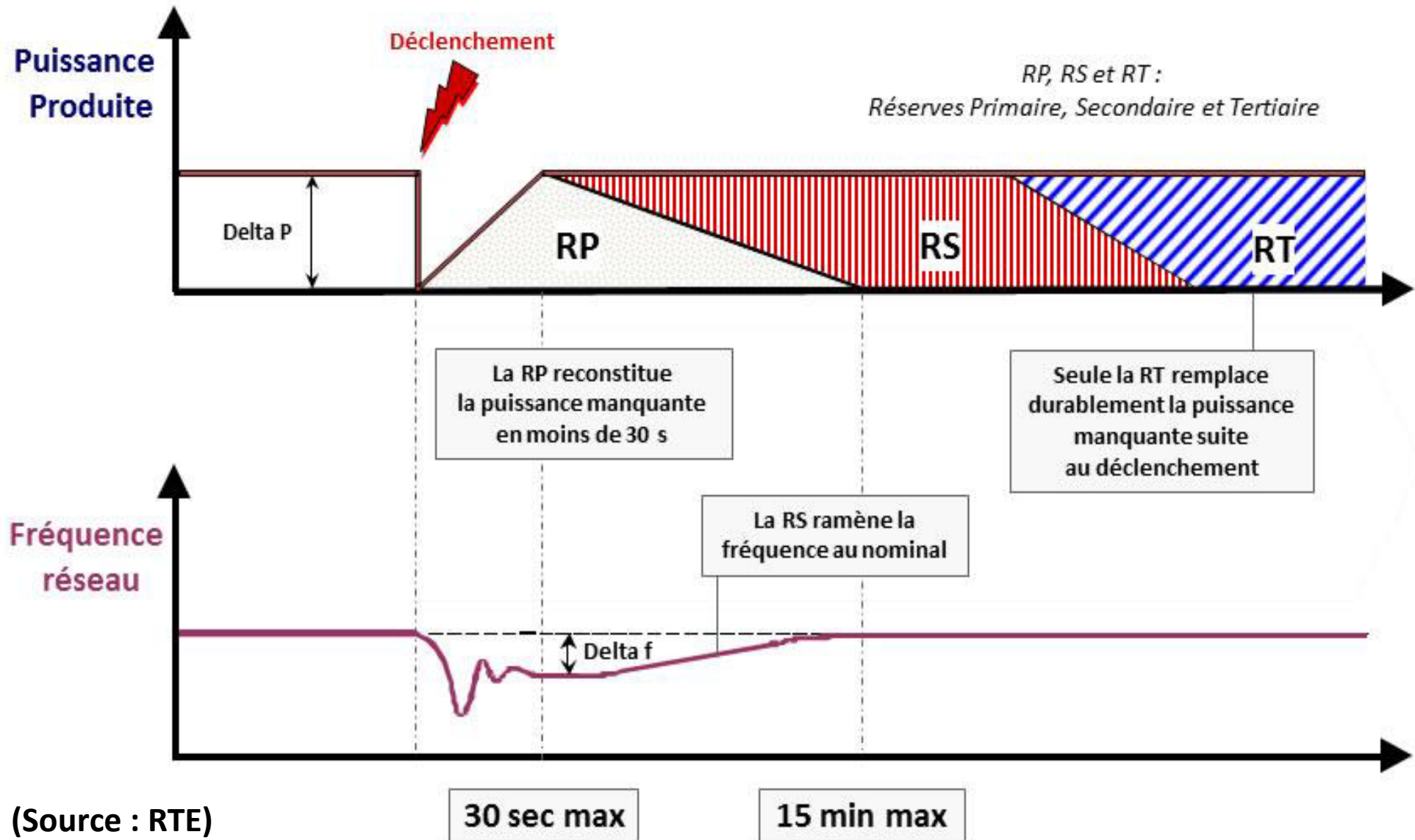


(1) Imposée par le statisme des régulateurs primaires des groupes turboalternateurs (GTA)

(2) Courbe « naturelle » des charges alimentées (couples résistants fonctions croissantes de f)

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Moyens de réglage puissance-fréquence : les réserves Primaire, Secondaire et Tertiaire



4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Caractéristiques et gestion des réserves Primaire, Secondaire et Tertiaire (Règles ENTSO-E)

Type de Réserve	Primaire [RP] (1)	Secondaire [RS] (1)	Tertiaire [RT] (1)
Objectif	Réduire rapidement le ΔP manquant (2)	Ramener la fréquence à 50 Hz + ... (3)	Remplacer durablement le ΔP manquant (4)
Responsabilité de l'ajustement	Partagée entre les pays interconnectés	Pays concerné par le ΔP manquant	Pays concerné par le ΔP manquant / Requis
Mode d'intervention	Automatique réparti (régulateurs des GTA)	Automatique centralisé (télé réglage par pays)	Humaine (5) (Suivi de charge)
Amplitudes et délais d'action	≈ 600 MW < 30 s (6) dont ≈ 300 MW < 15 s	≈ 500 à 1 200 MW entre 30 s et 15 mn	$\approx 1 000$ MW < 15 mn ≈ 500 MW < 30 mn
Garanties	[RP] durant 15 mn	[RS + RT] mobilisable en 15 mn > Perte + gros groupe	

(1) Les groupes **participant aux Réserves P, S ou T** doivent **tous** fonctionner **au-dessous** de leur **puissance nominale** (en zones de réglage) ou être à **l'arrêt disponibles < 30 mn** (RT seulement)

(2) Régulation **proportionnelle** $\Delta P = -K_p \times \Delta f$: **rapide** mais ne permet pas de ramener **Δf à 0**

(3) Régulation **proportionnelle et intégrale** permettant : **d'annuler** l'écart de fréquence **Δf** + les écarts induits par le **ΔP** sur les **échanges extérieurs** + de **reconstituer** la **Réserve Primaire** pour faire face à un nouvel aléa

(4) Permet de **reconstituer** la **Réserve Secondaire** pour faire face à un **nouvel aléa**

(5) **Optimisation technico-économico-contractuelle** fonction de la **demande** et du **marché**

(6) **≈ 600 MW** : **quote part** approximative pour la France d'un aléa européen de **$\approx 3 000$ MW**

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Le rôle CRUCIAL de l'INERTIE des masses tournantes pour l'équilibre instantané du réseau

* Nature des masses tournantes et contribution relative :

- ° **Majoritairement** groupes turboalternateurs de production (à vapeur, à gaz, hydrauliques)
- ° **Accessoirement** (< 20 %) certaines **consommations** (**moteurs**, essentiellement industriels)

* Modes d'action physique des « volants d'inertie » naturels constitués par les rotors :

- ° Action « **mécanique** » : s'opposent aux **variations brutales** de vitesse = fréquence
- ° Action « **énergétique** » : **stockage / déstockage d'énergie cinétique « AUTORÉGULANTE »**

Exemple : Baisse de fréquence = Ralentissement des masses tournantes

→ Diminution de l'énergie cinétique accumulée (= **déstockage d'énergie**)
IMMÉDIATEMENT TRANSFÉRÉE au réseau par couplage électromagnétique

→ Apport transitoire de puissance réglante **AMPLIFIANT** l'action du réglage primaire
ET lui donnant du **TEMPS** pour agir par ouverture des vannes d'admission d'énergie

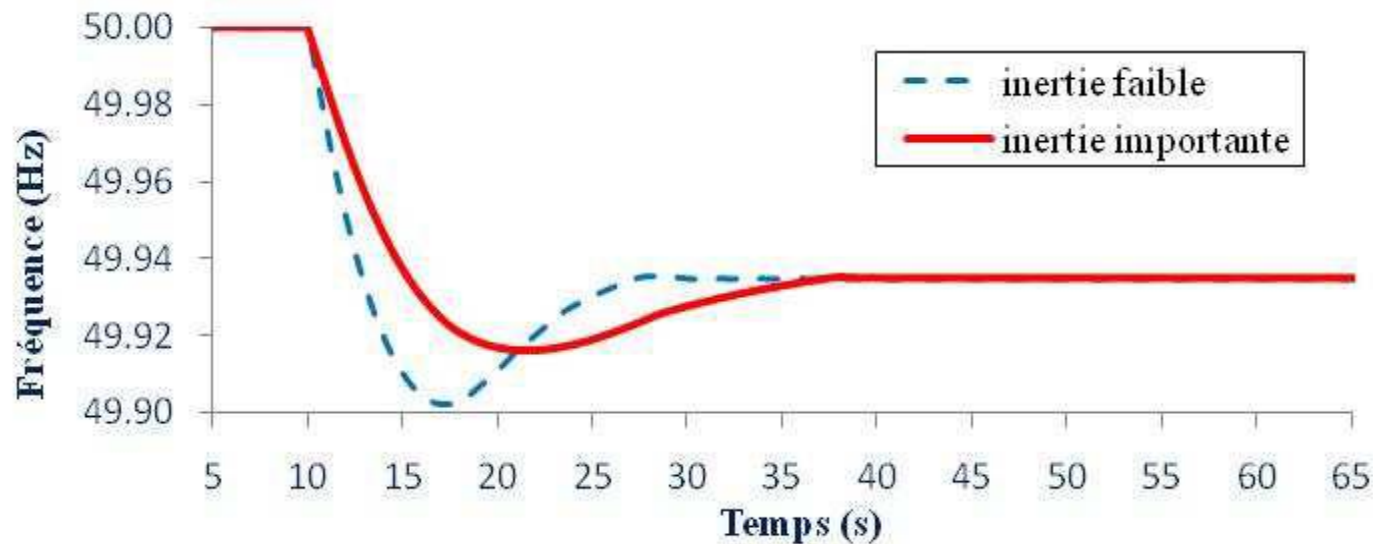
Deux effets complémentaires réduisent la CHUTE TRANSITOIRE de fréquence : constantes de temps inertielles (action mécanique) + apport transitoire d'énergie cinétique déstockée

→ Une INERTIE SUFFISANTE des masses tournantes est INDISPENSABLE à la stabilité instantanée du réseau (étude EDF R&D)

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Illustration théorique et conséquences pratiques d'une diminution d'inertie

* Allure théorique type d'une chute de fréquence en fonction de l'inertie :



(Source : EDF R&D)

* Conséquences pratiques :

° Plus grande instabilité des réseaux isolés des îles due aux faibles inerties des : **1) Groupes de production** (« temps de lancer » de l'ordre de ≈ 2 à 5 s au lieu de ≈ 15 s pour grands GTA) **ET** **2) Charges alimentées** (très peu de moteurs industriels) \rightarrow Réseaux très « nerveux » !

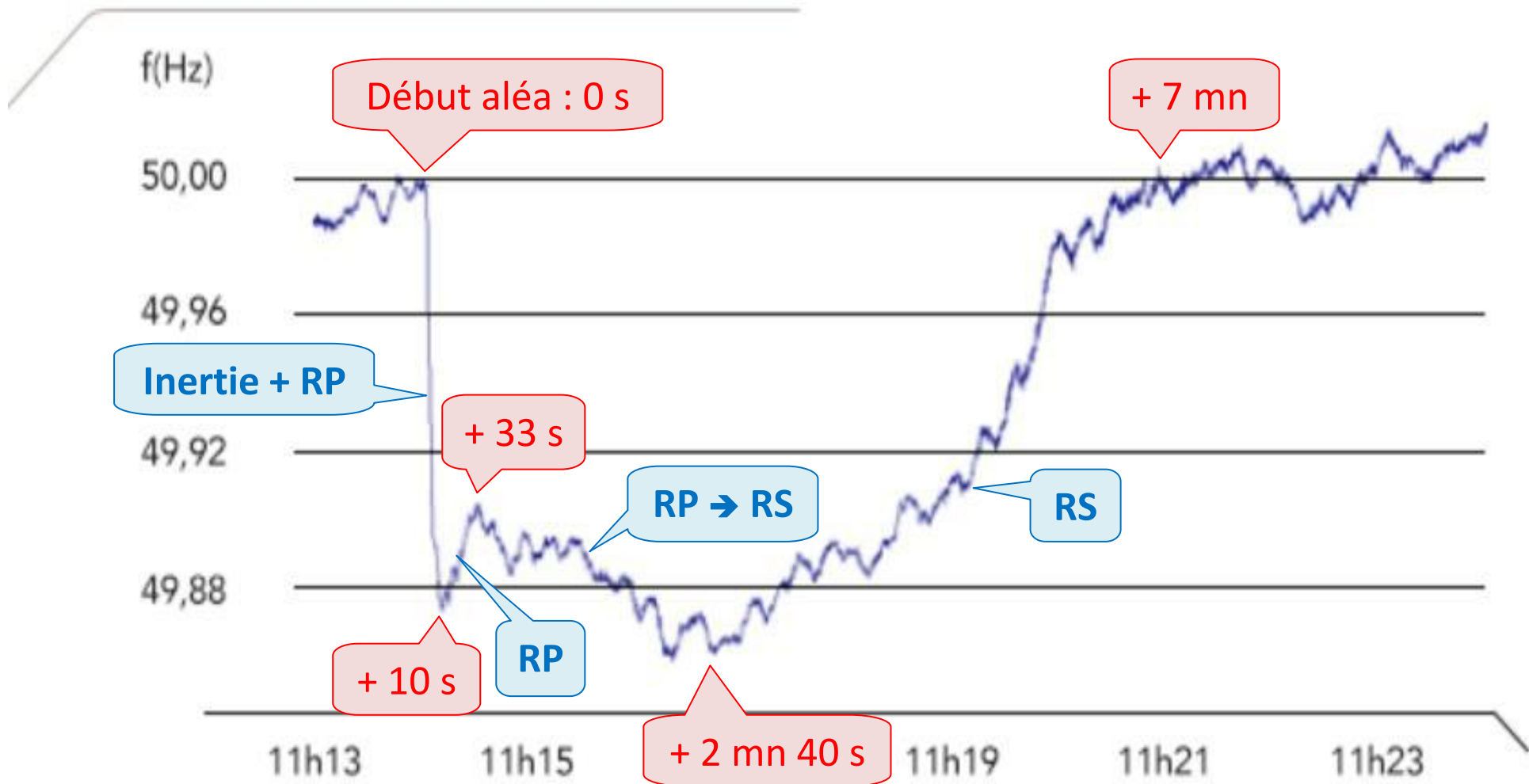
° Palliatifs possibles à une inertie faible :

- Règles d'exploitation : **limitation pilotée du taux instantané d'EnRi** (ex : **30 %** dans les îles)
- **Déstockage très rapide d'énergie** (très faibles constantes de temps. Ex : batteries + onduleurs)

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Un exemple de perturbation sur le réseau européen

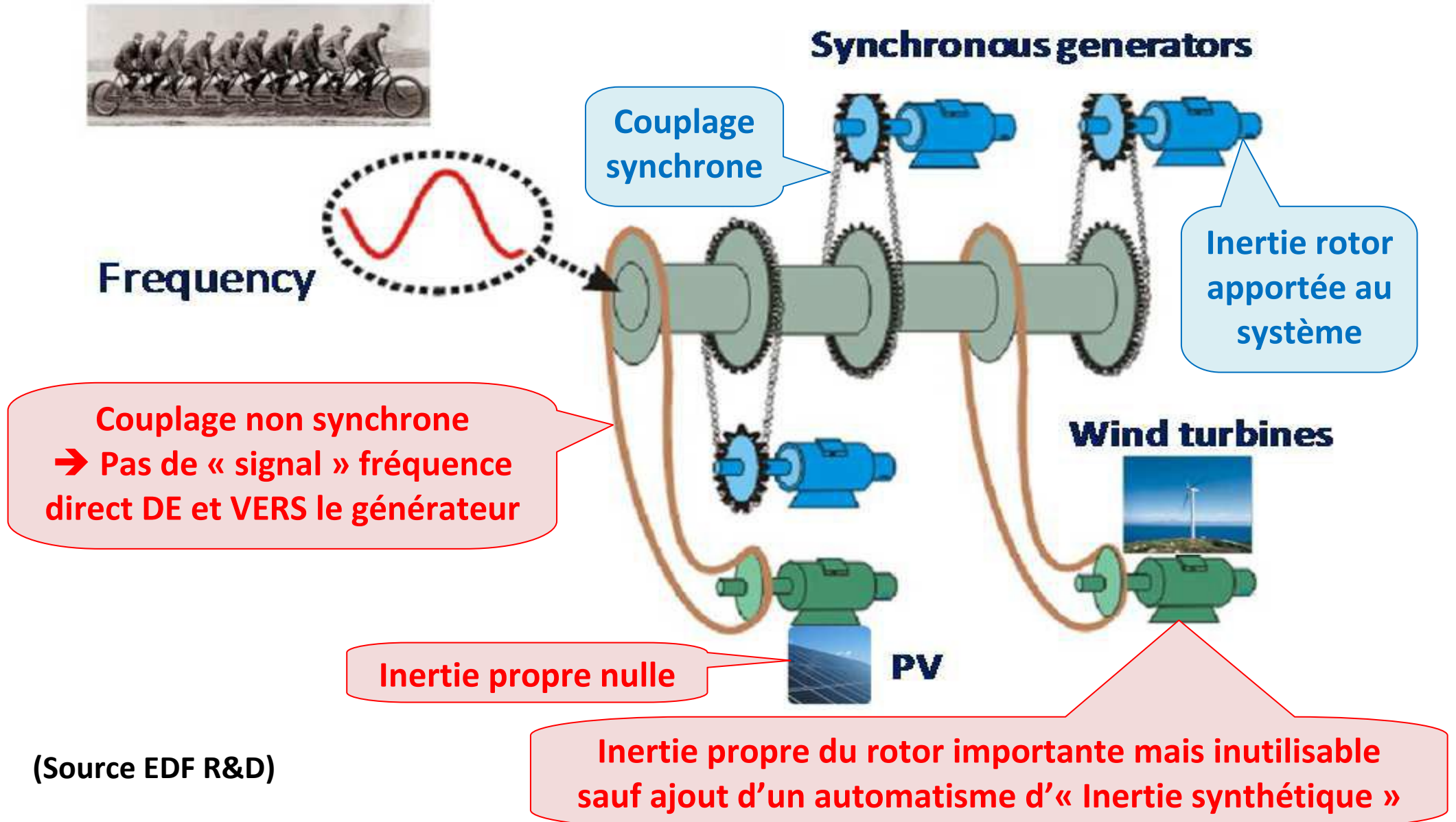
Évolution de la fréquence suite à un aléa de production de 2 800 MW → $\Delta f \text{ max} \approx 140 \text{ mHz}$



4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Quels apports des productions intermittentes (EnRi) au réglage puissance-fréquence ?

Couplage au réseau via **onduleurs pilotables** → **Non synchrone et sans inertie mécanique**

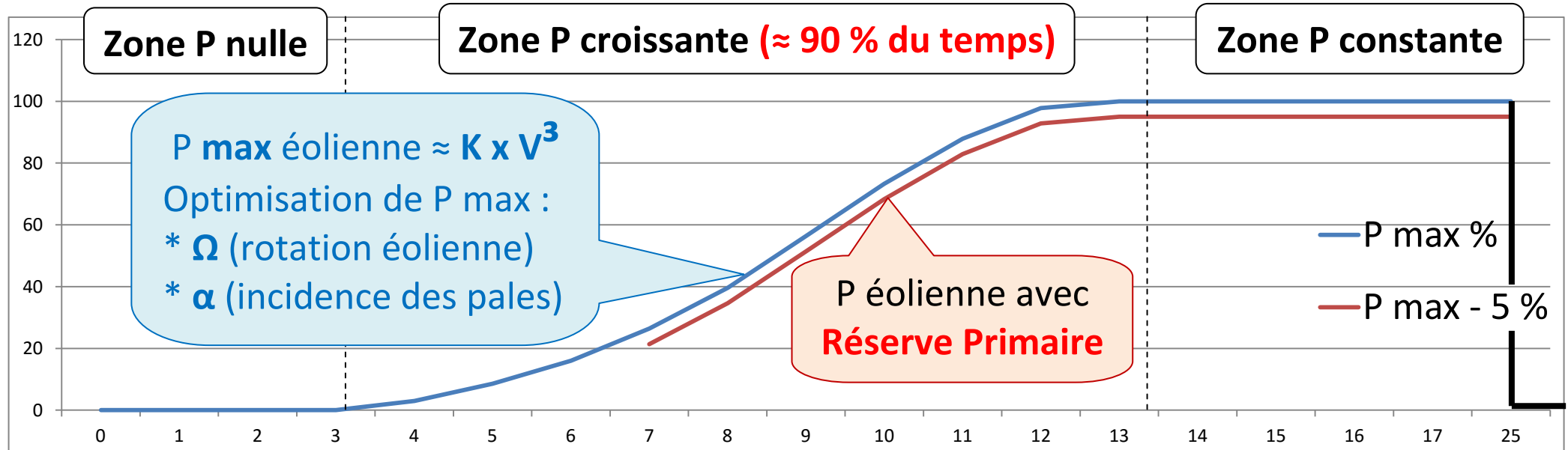


(Source EDF R&D)

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Apports EnRi : cas des éoliennes à vitesse variable couplées au réseau par onduleurs pilotables

* Courbe de puissance type d'une éolienne en fonction de la vitesse V du vent



* Principes d'extraction de l'Inertie Synthétique (IS) et d'obtention d'un réglage Primaire (RP)

° **Extraction d'IS** : $\Delta f < 0 \rightarrow$ Augmentation **électronique** de la consigne de **couple résistant** \rightarrow > **Couple moteur** de l'éolienne \rightarrow Ralentissement du rotor \rightarrow **Diminution de son énergie cinétique transférée au réseau** \rightarrow **IS = déstockage rapide d'énergie cinétique** (Requis : $< 2 \text{ s}$)

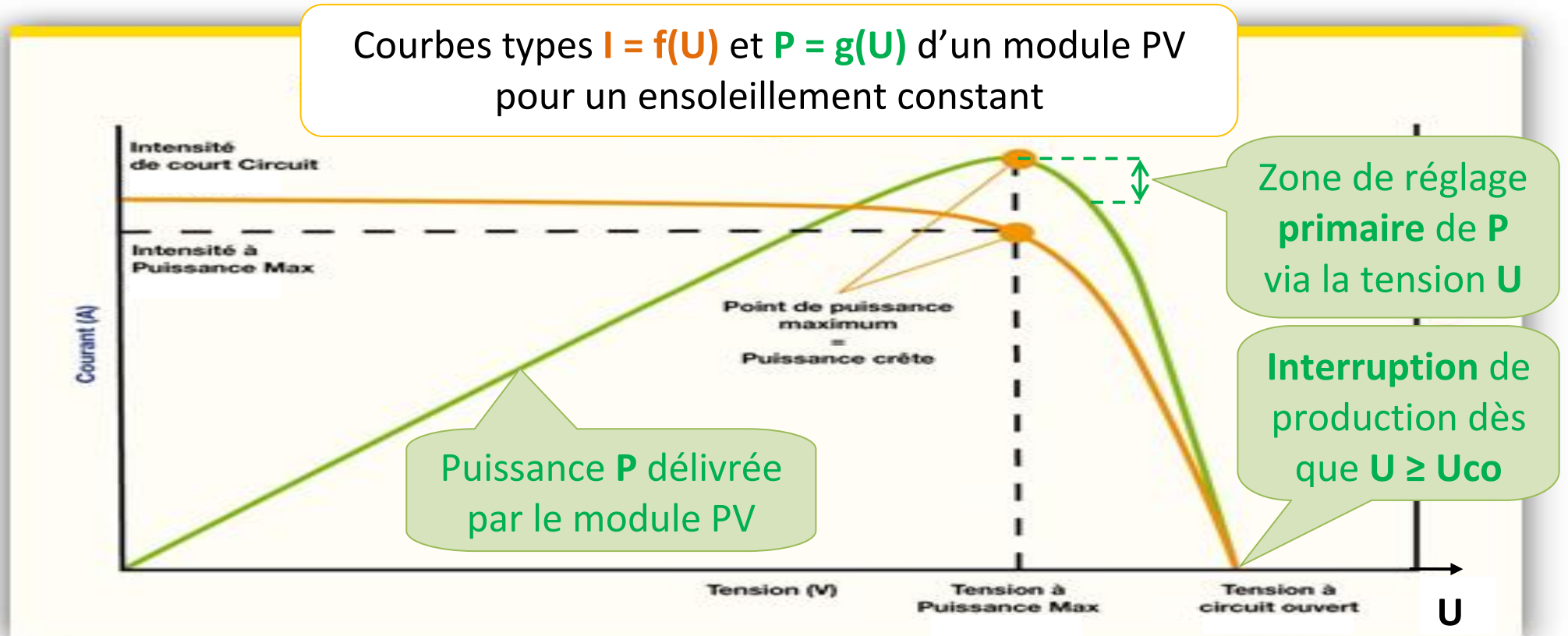
° **RP** : loi $\Delta P = -k \times \Delta f$ + Constitution d'une **réserve primaire** (consigne au-dessous de la puissance maximum possible \rightarrow Délai de **plein ΔP requis $< 30 \text{ s}$** (via **angle d'incidence des pales**)

° **Combinaison IS et RP** : efficace si éolienne tourne **au-dessus** de sa vitesse optimale : **accroît énergie cinétique stockée + Rapidité RP. MAIS : reste à valider en exploitation à ce jour !**

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Apports EnRi : cas du PV

* Courbes caractéristiques d'un module PV en fonction de la tension délivrée U



* Principe de réglage de la puissance P d'une installation PV : « forçage » de la tension U de sortie des modules PV (via onduleurs pilotables) pour modifier leur courant donc puissance P. MAIS : uniquement utilisé (pour l'instant) en cas de surfréquence → Déconnexion → « Semi » Réglage Primaire car « dissymétrique ». Expérimentation RP symétrique en cours cependant

* Apport d'inertie : AUCUN car PAS de capacité INTÉGRÉE de STOCKAGE d'énergie

4 – Le réglage fréquence-puissance du réseau (Suite)

Synthèse des apports EnRi : des capacités réglantes << à celles des alternateurs pilotés...

Apports Moyen	Apport possible d'inertie	Capacités de Réglage Primaire	Garanties de Réserve Primaire durant 15 mn
Éolien	OUI en théorie : IS	OUI en théorie	NON, hors artifices... (2)
PV	NON	OUI en théorie (1)	NON, hors artifices... (3)

(1) Fonctionnement en RP autour de $95 \pm 5 \%$ de P max (par exemple) théoriquement possible. **MAIS encore aucun retour d'expérience en exploitation à ce jour**

(1) Avec P éolienne $\approx K \times V^3$: une fluctuation de $\pm \approx 1,7 \%$ de la vitesse V du vent suffit à faire sortir l'éolienne d'une zone de réglage de $\pm 5 \%$... **Quelques expérimentations en cours**

(3) P sensible aux variations de nébulosité : passages de nuages $\rightarrow \Delta P$ jusqu'à -80% ou plus...

En résumé : insuffisances communes des Services Système des EnRi

- ° Pas d'inertie mécanique ni de capacités (trop aléatoires) de réglage Secondaire ou Tertiaire

- ° Réserves Primaires 15 mn aléatoires malgré lissage dû au foisonnement, très insuffisant.

Ex : stat. RTE 01 à 08 / 2016 : [E + PV] France entière sort du ruban $\pm 5 \%$... 12 à 30 fois / Jour !

\rightarrow Réglage Primaire « dissymétrique » : fiable essentiellement... en réduction de puissance ou à l'extrême en déconnexion (en cas de surfréquence) non en cas de sous-fréquence par forte demande (situations les + critiques...). Sauf artifices complémentaires coûteux...

- ° Réglage Primaire \rightarrow Perte productible \rightarrow Impacte modèle économique des EnRi + Services Système limités rendent difficile leur rémunération (déjà effective pour moyens pilotables)

5 – Le réglage de tension du réseau

La TENSION, autre critère à maîtriser pour la stabilité des réseaux...

* Un paramètre très différent :

Contrairement à la **fréquence**, paramètre commun à l'ensemble des réseaux synchrones, la **tension** est un paramètre :

- « **Local** », plus exactement « **régional** » (au sens de pays ou ses sous ensembles régionaux)
- À **plusieurs niveaux (THT, HT, MT, BT)** coexistant dans un réseau grâce aux transformateurs

* Des limites de variation plus larges mais également strictes :

Les limites **normales** aux points de livraison sont de **$\pm 5\%$ en THT, $\pm 8\%$ en HT et $\pm 10\%$ en MT et BT** (autour de la **tension nominale**) pour assurer la **qualité** et la **sûreté** du **systeme** :

- Tensions **trop élevées** : vieillissement prématuré et risque d'endommagement des isolants des appareils de tous types, émetteurs (sur les réseaux) et récepteurs (chez les consommateurs)
- Tensions **trop basses** : surcharge des lignes (intensité accrue) et perturbations fonctionnelles de certains appareils des réseaux (protections) et/ou des récepteurs (moteurs, etc.)
- Tensions **durablement ou transitoirement en dehors des plages normales** (suite à des incidents réseaux) : peuvent conduire à des **instabilités de tension** et provoquer des **délestages** ou **écroulements de tension** plus ou moins généralisés conduisant à des **pertes d'alimentation des zones concernées, à l'instar des baisses excessives de fréquence**

5 – Le réglage de tension du réseau (Suite)

La tension, autre critère à maîtriser pour la stabilité des réseaux...

* Deux moyens principaux de réglage de la tension du réseau :

° Groupes turboalternateurs : **fourniture/absorption de puissance réactive** par augmentation ou diminution du **courant d'excitation** de leur rotor

° Réseau de **transport** : utilisation de **régleurs de tension en charge** des transformateurs et accessoirement de bancs **d'inductances** ou au contraire de **capacités**

NB : le réseau de **distribution** ne dispose pas actuellement de moyens de réglage propres de la tension, tout est fait aux points **d'interfaces** avec le réseau de transport (« **postes sources** »)

* Organisation du réglage de tension du réseau :

Comme le réglage fréquence-puissance, le réglage de tension comporte les niveaux **Primaire**, **Secondaire** et **Tertiaire** :

° Le réglage Primaire maintient la tension des alternateurs à une valeur de **consigne** (il assure en outre la **protection** des matériels en cas de transitoires incidentels)

° Le réglage Secondaire coordonne et modifie (par téléajustage) les valeurs de consigne des alternateurs au niveau régional pour **réglage la tension en des points stratégiques du réseau**

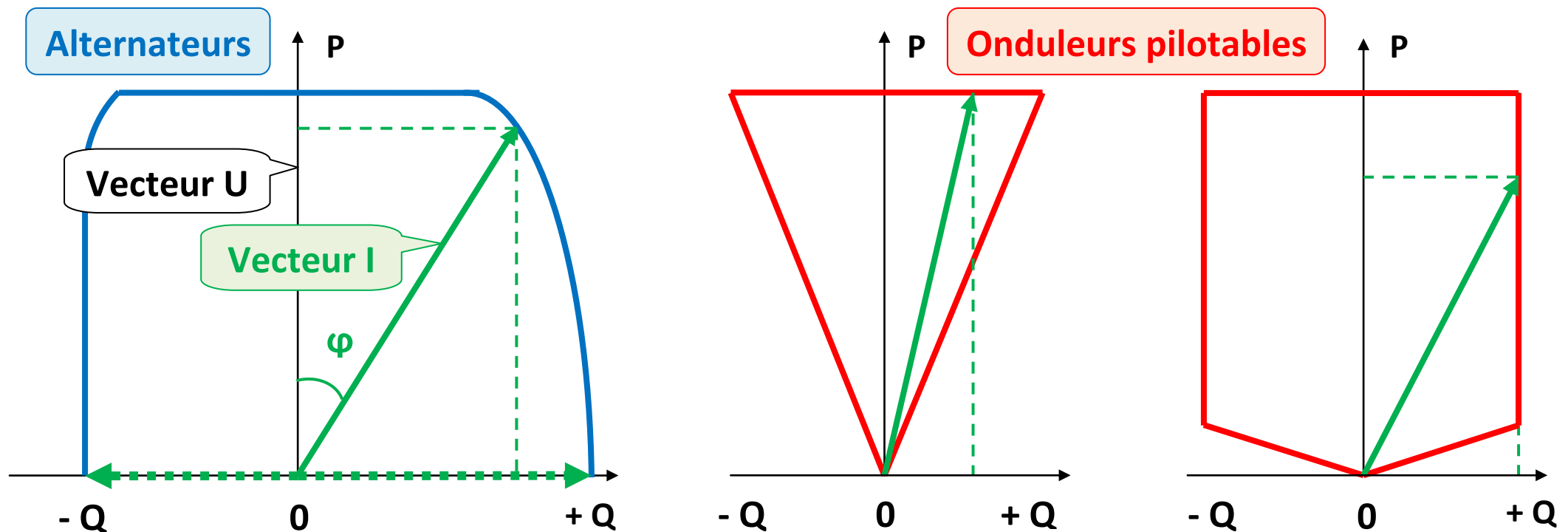
° Le réglage Tertiaire **harmonise** (par téléajustage également) les réglages entre les régions et permet de reconstituer les **marges en puissance réactive** des groupes en réglage

5 – Le réglage de tension du réseau (Suite)

Quels apports des productions intermittentes (EnRi) au réglage de tension ?

* Possibilité de fourniture ou d'absorption de **puissance réactive Q** via les **onduleurs pilotables** de couplage au réseau des productions intermittentes : **OUI** : tension fixée par le réseau → Il suffit de **déphaser le courant** en avance/retard pour fournir/absorber de la **puissance réactive**

* **Diagrammes P/Q** comparés des **alternateurs** et **onduleurs pilotables** (exemples types) :



* Des **EnRi** aux capacités réglantes **en retrait** comparées à celles des **alternateurs** :

- ° Domaine **+ étroit** et pas de compensation synchrone **pure** → **± Q** ne peut être fournie sans **P**
- ° **Puissances de court-circuit limitées** par les **onduleurs** → Impact sur démarrages gros moteurs

6 – Un équilibre fragilisé par l'introduction des EnRi...

De nombreux défis inédits à relever ...

* L'introduction des sources intermittentes éoliennes et solaire déstabilise les réseaux...

- **Accroît la variabilité** des transits de puissance, auparavant uniquement due à la **demande**, très fortement **amplifiée** par les productions **intermittentes**
- **Réduit l'inertie** tournante globale du système électrique donc sa **stabilité instantanée**
- **Complexifie** leur fonctionnement : **multiplie** les points d'injection, peut **inverser** les sens de circulation des courants (autrefois uniquement « descendants ») sur réseaux de distribution, **accroît** les **tensions locales** (**non réglables** en aval des « postes sources ») et les **pertes** réseau...

* ... Sans apporter des Services Système à la hauteur (sans stockage/déstockage d'énergie)

- Capacités de réglage fréquence-puissance **limitées** et/ou **non garanties**
- Capacités de réglage de la tension **réelles** mais **< et + complexes à gérer** (sources multiples)

* Perspectives de progrès dans la gestion des réseaux (non exhaustif)

- Prévisions et anticipations météorologiques plus **fiables/fines**, réduction des **constantes de temps** des réglages primaires, adjonction de capacités de **stockage/déstockage** stabilisatrices
- Introduction « **d'intelligence** » (Smart grids) pour **maîtriser l'hyper-complexité** résultante...
- **MAIS : probable augmentation globale des risques de défaillance + TOUT reste à valider par l'EXPÉRIENCE EN EXPLOITATION RÉELLE DES RÉSEAUX...**

6 – Un équilibre fragilisé par l'introduction des EnRi... (Suite)

Quelques certitudes ou quasi-certitudes... Et des interrogations majeures

* Les réseaux publics ne devraient pas disparaître ! Pour quatre raisons essentielles :

° Permettent de tirer partie du **FOISONNEMENT NATUREL** des : **1) CONSOMMATIONS** en mutualisant les moyens de production → **Division par facteur ≈ 4 à 5 de la puissance installée totale** au niveau de l'Europe (source : conférence RTE) **ET 2) PRODUCTIONS intermittentes...**

° **Transporter l'électricité est beaucoup plus économique** que la **stocker/déstocker** (ce qui, hors solution locale, implique aussi de la... **transporter** pour la stocker puis ensuite déstocker)

° Les « **réseaux locaux de territoires** » resteront **marginiaux** avec **besoins de soutien/secours**

° Constituent un **immense patrimoine industriel ET financier** ($\approx 10\ 000$ Mds€ pour ENTSO-E ?)
→ On continuera à les **développer** et **mieux interconnecter** en liaisons en courants **alternatif et/ou continu** améliorant leur **stabilité** et les capacités **d'échange**

* On ne modifiera pas les lois de l'électrotechnique, qui sont celles de la... physique !

Tout au plus pourra-t-on les utiliser à leurs limites, en diminuant les **marges de sécurité...**

* Trois interrogations majeures actuelles relatives aux EnRi (non exhaustif)

(1) LIMITES PHYSIQUES d'insertion dans les réseaux **(2) Avenir du STOCKAGE D'ÉNERGIE**, complément naturel pour réduire le back-up source de CO₂, **MAIS** aux capacités physiques limitées et aux coûts hors marché **(3) COÛTS SYSTÉMIQUES** incluant les surcoûts indirects sur : les réseaux, les moyens de back-up, les moyens de stockage, les effacements, etc.

Merci de votre attention

2^{ème} partie : Quelle limite d'insertion pour les EnRi ?

Complémentarité nucléaire-EnR

1 – Pénétration des énergies intermittentes (EnRi) : état des lieux (2014)

- * Des taux de pénétration très variables en Europe, aux USA et en Chine

2 – Études récentes d'insertion des énergies intermittentes (EnRi)

- * Du pire au meilleur, trois études publiées en 2015 : ADEME ; Fraunhofer – IWES ; EDF R&D

3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D

- * Le mythe du foisonnement des EnRi relativisé, quantifié et... NON DIMENSIONNANT !
- * L'injection d'EnRi implique une souplesse très fortement accrue des moyens pilotables...
- * ... Mais réduit peu les besoins en PUISSANCE (CAPACITÉ) des moyens pilotables
- * Un équilibre instantané du réseau précarisé...
- * Un bilan carbone insuffisamment amélioré si le charbon subsiste dans le mix...
- * **En résumé de l'étude 40 % d'EnRi : POSSIBLE, MAIS sous conditions et réseau moins stable**

4 – Complémentarité nucléaire-EnR

- * Des capacités importantes de suivi de charge pour le nucléaire
- * Cas de la France :
 - ° Des capacités de suivi de charge encore améliorables pour le nucléaire
 - ° 100 % de Nucléaire + EnR et pratiquement zéro CO₂ à portée de mains... Sl...

1 – Pénétration des énergies intermittentes (EnRi) : état des lieux (2014)

Des taux de pénétration très variables en Europe, aux USA et en Chine

Pays ou groupe de pays	DK	PT ES	IE	DE	IT	BE	SE-GB NL-AT PL	FR	CZ-HU SK-NO CH	Moy EU	Iles DOM	USA	Chine
Taux de pénétration EnRi en énergie (%)	45	25 24	20	16	14	11	8 à 5	4 (5)	3 à 0	10 (6)	≈ 6,4	4,6	3 (7)
Taux maximum de pénétration EnRi instantanée (1) observé/limité (%)	97 (2)	92 (3)	< 50 (4)					15 (5)			< 30 (4)		

(Source : EDF R&D selon statistiques 2014 ENTSO-E)

(1) **Toujours >>** au taux en **énergie** (ou puissance moyenne)

(2) Équilibre instantané assuré par **interconnexions massives avec réseaux norvégien et suédois** près de 5 fois plus puissants à eux deux, majoritairement dotés d'hydraulique de lacs en mesure d'assurer... jusqu'à 100 % de la demande danoise !

(3) Équilibre instantané du réseau portugais assuré par son **hydraulique** (1/3 de la production) et par les nombreuses **interconnexions avec le réseau espagnol** près de 6 fois plus puissant...

(4) **Limitations administratives** pour conserver la stabilité des réseaux concernés

(5) ≈ 5 % en 2015 – Taux instantané maximum de ≈ 15 % observé en mars 2015

(6) La moyenne européenne actuelle est **très loin des 40 %** de pénétration d'EnRi...

(7) **Taux très faible** en dépit de **135 GW** d'éolien + PV (1^{er} pays au monde pour l'éolien !)

2 – Études récentes d'insertion des énergies intermittentes

Du pire au meilleur, trois études publiées en 2015 : ADEME ; Fraunhofer – IWES ; EDF R&D

Étude **ADEME** (2015)

- Échéance : 2050
- Étendue géographique : **FRANCE**
- Base météorologique : **6 à 7 ans d'historique au pas horaire**
- Taux de renouvelables : **40 - 100 %**
- **Hypothèses IRRÉALISTES** pour 2050 (1)

Ensemble des pays européens réunis dans ENTSO-E

Pays du Nord et de l'Est de l'Europe

FRANCE

Allemagne

Benelux

Suisse

Autriche

Pays du Sud de l'Europe

Iles Britanniques

Étude **EDF R&D** (Juin 2015)

- Référence : **scénario UE 2011** (2)
- Échéance : vers 2030
- Étendue géographique : **≈ 30 pays européens interconnectés**
- Base météorologique : **30 ans d'historique au pas horaire**
- Taux de renouvelables : 60 %
- * **40 % Intermittents (EnRi)**
- * 20 % Hydraulique + Biomasse

+ PRISE EN COMPTE ÉQUILIBRE INSTANTANÉ DU RÉSEAU : LOIS DE LA PHYSIQUE

Étude Agora Energiewende Par **Fraunhofer – IWES** (Juin 2015)

- Échéance : vers 2030
- Étendue géographique : **7 pays du PLEF (Pentalateral Energy Forum)**
- Base météorologique : **historique 2011 au pas horaire**

(1) **Consommation réduite à ≈ 440 TWh (≈ - 40 /2015)** et **pointes d'import de 15 GW (x 2 /2012)**

(2) Hypothèse de consommation de **≈ 3 600 TWh** en 2030 un peu **supérieure** à l'actuelle

3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D

Le mythe du foisonnement des EnRi relativisé, quantifié et... NON DIMENSIONNANT !

* **Étude EDF R&D** : « Les réseaux permettent de bénéficier du foisonnement géographique naturel de la production ENR variable pour lisser l'intermittence, **MAIS la CORRÉLATION des régimes de vent au niveau européen se traduit par une FORTE VARIABILITÉ RÉSIDUELLE** » :

Variation journalière résiduelle moyenne (en GW)	Été	Hiver
Éolien	45	90
PV	25	≈ Négligeable en hiver
Combinaison éolien + PV	≈ 50 à 70 (1)	≈ 90 (1)

(1) À comparer aux demandes minimale (< 250 GW) et moyenne (≈ 410 GW)

* **Apports complémentaires de l'étude Fraunhofer pour les 7 pays du PLEF étudiés** : **corrélation mesurée par le « τ de Kendall** » (mesure de la « similarité » de séries statistiques normalisées)

Autres pays →	DE	BE	CH	NL - LU AT
Taux de similarité entre la France et les 6 autres pays (1)				
Productibles éoliens	33 %	55 %	39 %	27 à 52 %
Productibles PV	86 %	87 %	90 %	83 à 86 %

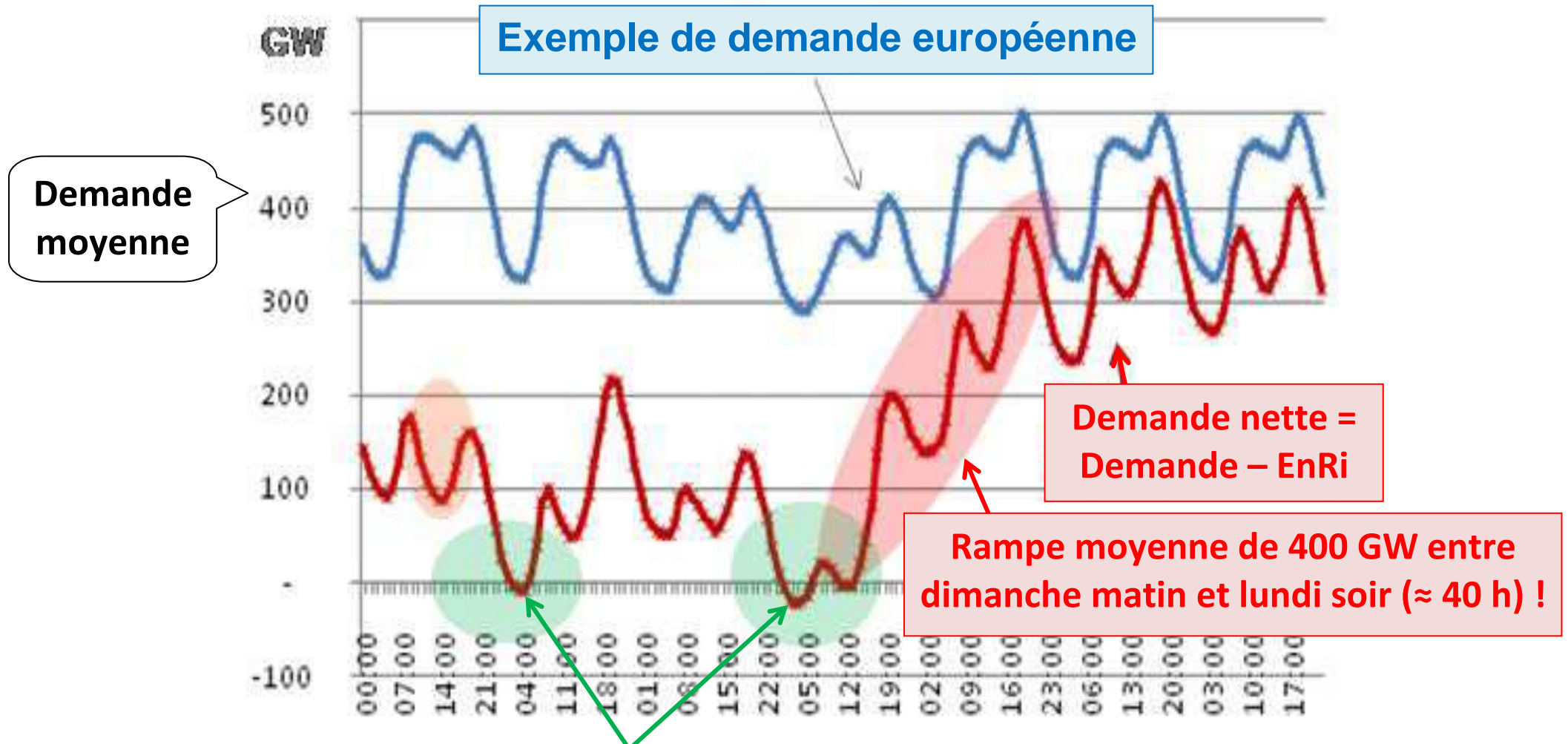
(1) Résultats cohérents avec l'analyse de JP. Pervès pour l'éolien publiée par SLC (01/2015)

* **Conclusion** : **le foisonnement existe, mais... par intermittence ! En l'absence de corrélations...**

Or, du point de vue de l'équilibre du système électrique, les cas DIMENSIONNANTS sont les variations RÉSIDUELLES en cas de CORRÉLATIONS, pas les cas favorables de foisonnement !

3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D (Suite)

L'injection d'EnRi implique une souplesse très fortement accrue des moyens pilotables...

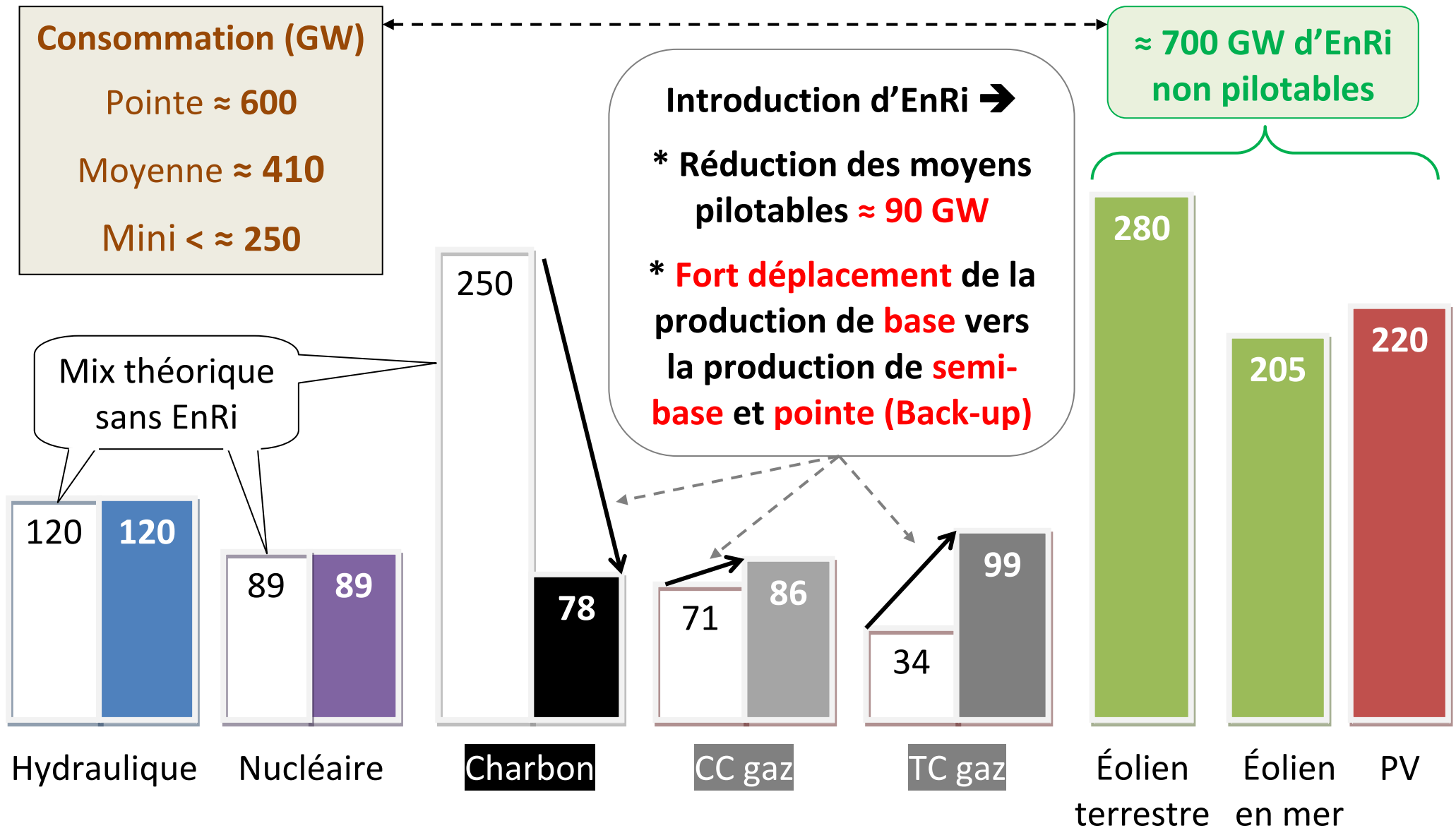


(Source : EDF R&D)

3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D (Suite)

... Mais réduit peu les besoins en PUISSANCE (CAPACITÉ) des moyens pilotables

Puissance totale nécessaire en 2030 \approx 1 200 GW dont \approx 700 GW d'EnRi (\approx 60 % du total)



3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D (Suite)

Un équilibre instantané du réseau précarisé...

* Les taux instantanés d'EnRi les plus critiques apparaissent quand la demande est faible

° Demande faible (< 250 GW) : instabilité dès 25 % d'EnRi

° Demande moyenne : instabilité suite à perte « d'unité de référence » de 3,5 GW dès ≈ 35 à 38 % d'EnRi :

- La limite basse de sécurité ENTSO-E ($f = 49,2 \text{ Hz}$) est dépassée durant 25 % du temps...

- La limite de la zone de délestage ($f < 49 \text{ Hz}$) est dépassée durant 0,8 % du temps...

° Demande forte : l'instabilité peut n'apparaître que vers ≈ 70 % d'EnRi

* Principale cause : diminution de l'inertie des masses tournantes du système électrique

° Diminution de l'inertie des charges alimentées (≈ proportionnelle à la demande)

° Diminution de l'inertie des moyens de production (GTA → Onduleurs pilotables)

* Palliatifs envisageables (non exhaustif) :

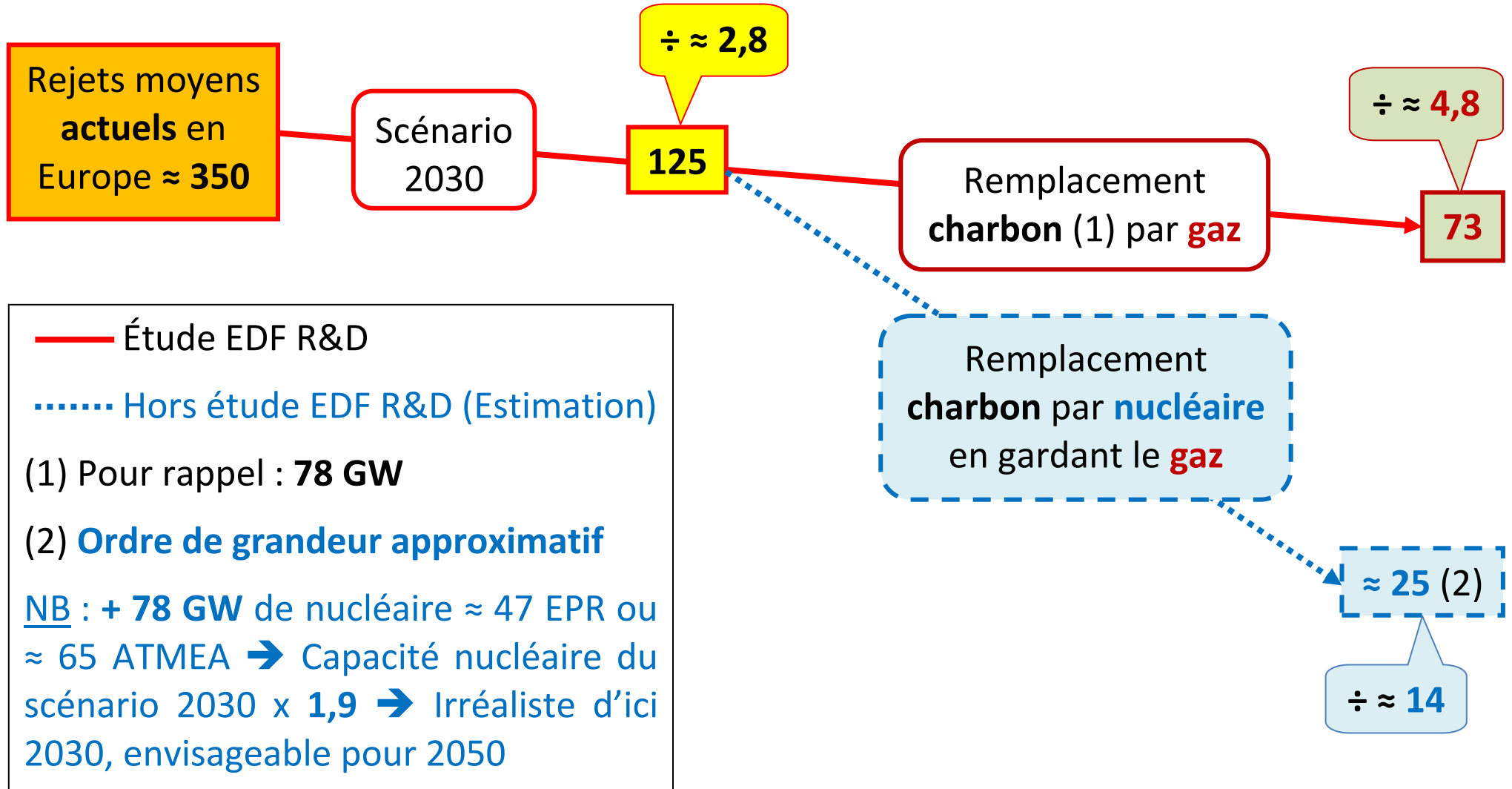
° Faire contribuer les EnRi à l'inertie du système (IS des éoliennes) et au Réglage Primaire de puissance-fréquence. Mais capacités limitées et restant à valider par l'expérience en réseau

° Démarrer PRÉVENTIVEMENT les moyens pilotables pour stabiliser le système → Écrêtage des EnRi + Importance cruciale de prévisions météorologiques extrêmement fiables/précises

3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D (Suite)

Un bilan carbone insuffisamment amélioré si le charbon subsiste dans le mix...

(Valeurs en g CO₂ / kWh)



3 – Principaux enseignements de l'étude EDF R&D (Suite)

En résumé de l'étude 40 % d'EnRi : POSSIBLE, MAIS sous conditions et réseau moins stable

* **Renforcement des interconnexions** à hauteur de + 47 GW, coordonné avec la croissance des productions EnR afin de limiter les **stockages** et un **écrêtement excessif** de la production ENRi

* **Contribution indispensable :**

- ° Des ENRi aux **Services système** (IS, RP de fréquence-puissance, RP de tension, etc.)
- ° De la **demande active** : **effacement** et/ou **report de certaines consommations**
- ° Du **stockage**, non appelé à un grand développement d'ici 2030 pour des raisons de **coût** :
 - Le stockage **infra journalier** (2 h) et **infra hebdomadaire** (40 h) apporte un **bénéfice net ≈ 0** sur le continent, **nettement > 0** seulement dans les îles britanniques (moins interconnectées)
 - Le stockage **intersaisonnier** (à base de gaz de synthèse : **hydrogène** ou **méthane**) est **hors épure** car reste **beaucoup trop coûteux** à l'horizon 2030

* **Amélioration des prévisions météorologiques et introduction d'intelligence dans les réseaux**

TOUS ces moyens sont INDISPENSABLES mais INSUFISANTS pour garantir la sécurité du réseau en TOUTES circonstances. Seul un back-up très important en capacité (50 % de celle des EnRi) par des moyens pilotables classiques est susceptible de garantir cette sécurité !

➔ 40 % d'EnRi apparaissent comme une limite très difficilement dépassable SAUF stockage MASSIF d'énergie aux différentes ÉCHELLES et DURÉES requises. Mais à quel COÛT ?

4 – Complémentarité nucléaire-EnR

Des capacités importantes de suivi de charge pour le nucléaire

* Comparaison des capacités de suivi de charge des moyens de production pilotables

Performances / Moyens	Temps de démarrage	Variation de puissance maximale en 30 s	Gradient maximal de variation de puissance
Turbine à gaz cycle ouvert	10 – 20 mn	20 – 30 %	20 % / mn
Cycle combiné au gaz	30 – 60 mn	10 – 20 %	5 – 10 % / mn
Centrale à charbon	1 – 10 h	5 – 10 %	1 – 5 % / mn
Centrale nucléaire	2 h – 2 jours (1)	Jusqu'à 5 % (2)	1 – 5 % / mn (3)
Hydraulique	Quelques secondes	≈ 50 % ou plus	≈ 50 % ou plus / mn

(Sources : OCDE EC JRC 2010 et AEN 2011 pour moyens thermiques et nucléaires – EDF pour hydraulique)

(1) 2 jours en cas d'empoisonnement Xénon du cœur, surtout en fin de cycle. Peut être minimisé ou évité par une gestion prévisionnelle fine des régimes de fonctionnement des réacteurs

(2) ± 2 à 3 % suffisent au RP + Coefficient de température < 0 → Barres assez peu sollicitées

(3) Couvre le RS (barres seules, télé réglage) et le RT/Suivi de charge (barres + teneur en bore)

* Résumé des capacités de suivi de charge du nucléaire

- Comparables à celles des centrales à charbon → Substitution ≈ neutre pour le réseau
- Inférieures à celles des cycles combinés et plus encore des turbines à gaz (pour les pointes)
- Totalemement complémentaires de celles de l'hydraulique en termes d'amplitude / réactivité

4 – Complémentarité nucléaire-EnR (Suite)

Cas de la France : des capacités de suivi de charge encore améliorables pour le nucléaire

* Le suivi de charge est mis en œuvre depuis longtemps sur les réacteurs d'EDF...

- Utilisation de **barres « grises » moins absorbantes**, perturbant moins la distribution du flux neutronique, limitant ainsi les surcharges locales sur les crayons combustibles
- Réacteurs déjà **capables de variations de puissance de 80 % en 30 minutes**

* Mais EDF a engagé des actions pour rendre le **parc de réacteurs plus flexible** (Objectif : faire face à l'intermittence de l'éolien et du solaire et **tendre vers le tout « nucléaire + EnR »**)

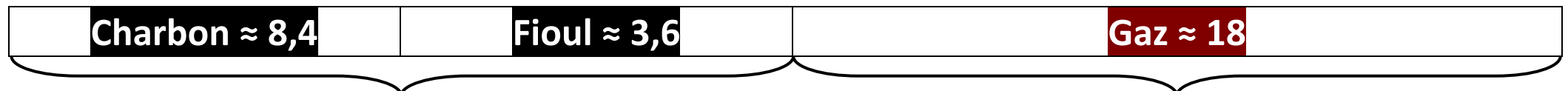
- **Augmentation du nombre de réacteurs exploités en suivi de charge (de 1/2 à 2/3) grâce à la grande taille du parc → Former davantage d'équipes de conduite** à ce mode d'exploitation
- **Optimisation des programmes prévisionnels de fonctionnement du parc et adaptations en temps réel en fonction des besoins → Améliorer les prévisions et anticipations** pour :
 - À très court terme, **optimiser les placements** pour **éviter les arrêts complets** (coûteux en temps et pertes de production) et **minimiser** la production **d'effluents radioactifs** (savoir-faire)
 - À moyen/long termes **gérer les arrêts** de réacteurs pour **rechargement et maintenance**

NB : le suivi de charge n'a qu'un impact négatif **limité** sur les installations : **disponibilité un peu réduite (≈ 1,2 %)** et **maintenance un peu augmentée**, notamment sur les organes mécaniques les plus sollicités. **« Mais on est dans l'épaisseur du trait »** (Source : déclarations d'EDF)

4 – Complémentarité nucléaire-EnR (Suite)

Cas de la France : 100 % de Nucléaire + EnR et pratiquement zéro CO₂ à portée de mains... SI...

* Approche en énergie : ≈ 30 TWh (moyenne 2014-2015) d'électricité fossile à remplacer dont :



EPR de Flamanville (1,65 GW)
Productible annuel > 12 TWh avec FC > 83 %
Échéance : à partir de 2019
Condition : NE PAS arrêter FSH !

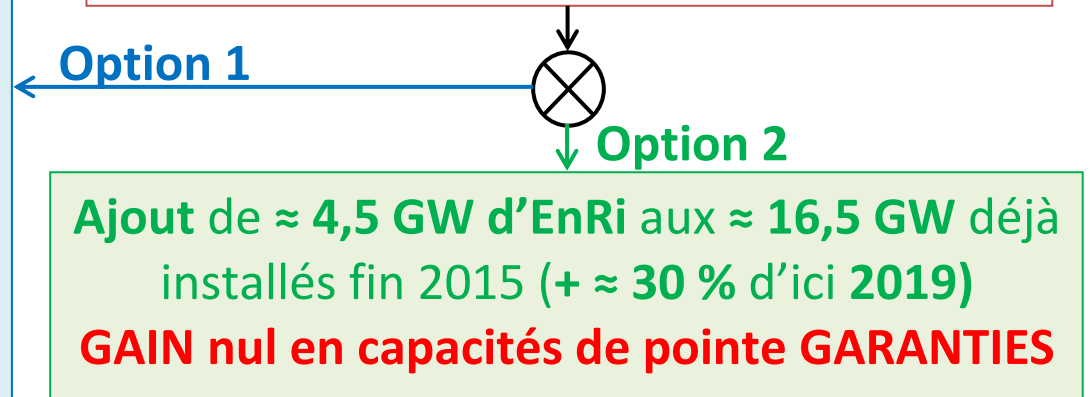
Éolien en mer (contrats signés pour 3 GW)
Productible annuel ≈ 9 TWh (FC ≈ 35 %)
Échéance : de 2019 à 2023 (progressif)

Reste à fournir/remplacer annuellement :
De ≈ 18 TWh (actuel) à ≈ 9 TWh en 2023

Amélioration / Extension des capacités hydrauliques (+ ≈ 3 GW) :

- Grande hydraulique : + 8 TWh (+ 11 à 12 %)
- Petite et pico hydraulique : + 1 TWh

Échéance : 2017 à 2025 ? (progressif)
+ GAIN en capacités de pointe GARANTIES



* Gaz résiduel : de ≈ 18 TWh actuels (semi-base + pointe) à très faibles valeurs vers 2023-2025 (pointe seule) \rightarrow Très faibles émissions de CO₂ en fin de période (\ll pour op.1 que pour op.2)

* Subventions EnRi (nouveaux contrats) : arrêt POSSIBLE dès 2017 (op.1) ou 2019 (op.2)...

4 – Complémentarité nucléaire-EnR (Suite)

Cas de la France : 100 % de Nucléaire + EnR et pratiquement zéro CO₂ à portée de mains... SI...

* Approche **en puissance** : indispensable à la **sécurité de fourniture lors demandes de pointe**

Perspectives annoncées et impacts sur la puissance installée et la sécurité d'alimentation :

- **EDF** : arrêt **total** des groupes **fioul** centralisés d'ici **2018** → - 5,1 GW (**Pointe**, exclusivement)
- **Gouvernement** : prix CO₂ de **30 €/T** au 01/01/2017 → Arrêt **charbon** d'ici **2018 ?** → - 2,9 GW
- **Impact sur puissance installée** dès **2019** : - 5,1 - 2,9 + 1,65 (**SI PAS d'arrêt de FSH**) ≈ - 6,4 GW
- **Impact sur sécurité d'approvisionnement** : Bilan prévisionnel RTE 2016-2021 : « Les décisions qui seront prises sur l'évolution du parc thermique auront un impact majeur sur la sécurité »...

→ SI arrêt rapide fioul + charbon : **rôle majeur de FSH (nucléaire au max) + ... GAZ (Transitoire)**

* **MAIS les marchés actuels (électricité et CO₂) bloquent de facto tout progrès en pénalisant :**

- Les moyens de **semi-base et pointe** au... **GAZ**, dont **les faibles FC ne sont pas rémunérés !**
- **Tout** investissement **autre** qu'en **EnRi subventionnées** → **Hydraulique peu ou pas rentable !**
- Le **stockage d'énergie** (yc. dans **STEP**) : prix **trop peu différents** entre heures **pleines/creuses**

→ Il est **URGENT** de **réformer en profondeur** les marchés de l'électricité et du CO₂ + Les **compléter** par un **marché de capacités** efficient et... une planification de **long** terme (cf. UK...)

Les réponses sont politiques et réglementaires (CE + Pays) et économiques. Pas techniques !

Merci de votre attention