Futurs énergétiques 2050 : premiers résultats sur l'analyse des besoins de flexibilité et de l'équilibre offre-demande

9 juillet 2021, réunion commune des GT3, GT7 et GT8

Ordre du jour

1. Introduction – rappel du cadrage de l’étude et des scénarios
2. Analyse des besoins de flexibilités pour l’équilibre offre-demande
3. Rôle et place des différents leviers de flexibilité dans les différents scénarios

Temps d’échange et de questions / réponses

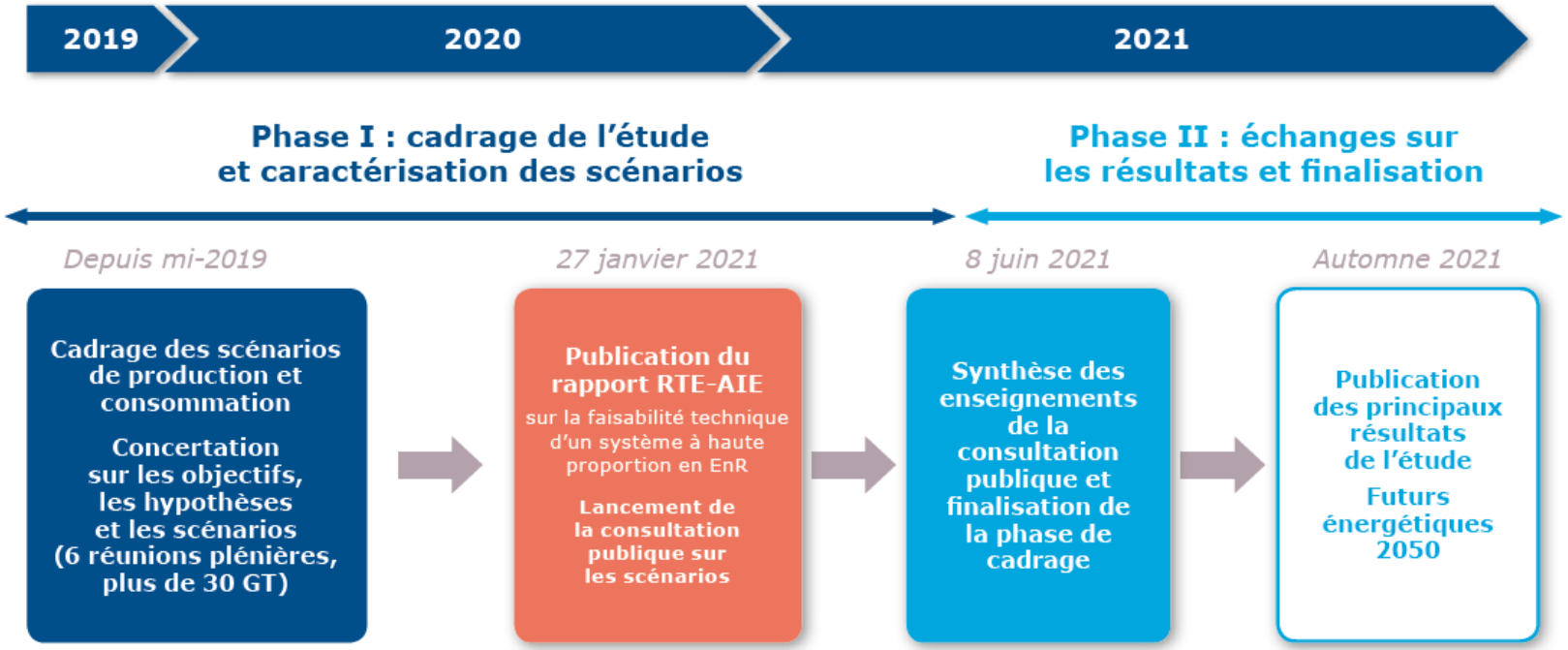
4. Bilans énergétiques et fonctionnement des différents moyens
5. Sécurité d’approvisionnement
6. Conclusions et suites

Temps d’échange et de questions / réponses

1

Rappel du cadrage de l’étude « Futurs énergétiques 2050 »

Une nouvelle étape dans les travaux avec la publication du bilan de la phase I et des enseignements de la consultation publique



Des groupes de travail techniques qui se poursuivent

Groupes de travail	Réunions
GT 1 « Référentiel climatique »	●●●●
GT 2 « Consommation »	●●●●●●●
GT 3 « Cadrage et scénarisation »	●●●●
GT 4 « Interfaces électricité et autres vecteurs »	●●●
GT 5 « Dynamiques sociétales »	●●●
GT 6 « Environnement »	●●●
GT 7 « Flexibilités »	●●●
GT 8 « Fonctionnement du système électrique »	●●●
GT 9 « Coûts »	●●●

Calendrier :

- **01/07** : Réunion GT2 / GT5
  Sobriété: dynamiques et impacts sur les trajectoires de consommation

- **09/07** : Réunion GT3 / GT7 / GT8
  premiers résultats sur les besoins de flexibilité et l'analyse de sécurité d'approvisionnement des scénarios

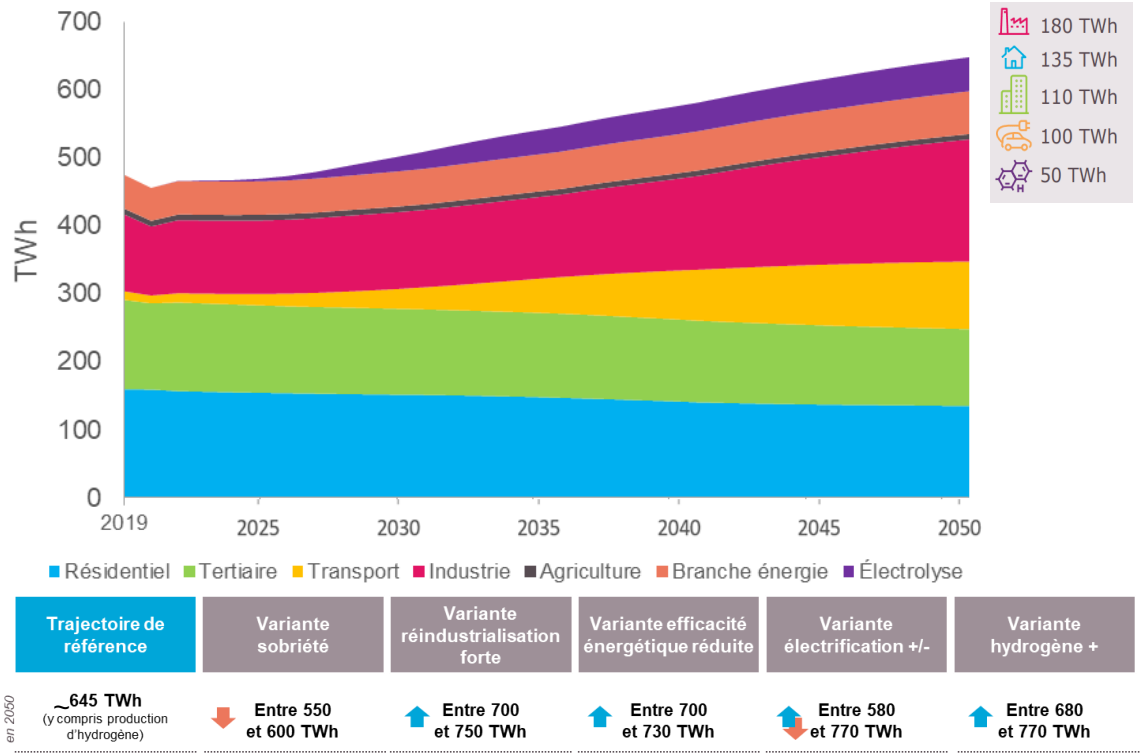
- **13/07** : Réunion GT6 *Réunion du jour*
  point d'étape des travaux d'analyse environnementale

- **Septembre** : Réunion GT9 à venir

Consommation : une trajectoire de référence et des variantes précisées à l'issue de la phase I

- Une trajectoire de consommation fondée sur les orientations publiques les plus récentes et orientée à la hausse (+30% d'ici 2050)
- Une trajectoire de consommation de référence qui vise à assurer la comparabilité des scénarios de mix…
- … complétée par plusieurs variantes pour analyser la robustesse des scénarios et identifier des stratégies d'ensemble cohérentes

Evolution de la consommation d'électricité par secteur d'activité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence de RTE



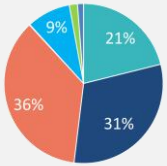
Production : les 6 scénarios principaux

Nucléaire existant · Nouveau nucléaire · Eolien terrestre · Eolien en mer · Photovoltaïque · Thermique · Hydraulique · Bioénergies · SMR · Hydrolien

Production en 2050

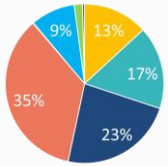
Capacités installées en en 2050

M0
100% EnR en 2050



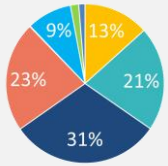
- Photovoltaïque : **~208 GW** (Soit **x21**)
- Eolien terrestre : **~74 GW** (soit **x4**)
- Eolien en mer : **~62 GW**
- Autres EMR : **~3 GW**
- Nucléaire existant : **0 GW**
- Nouveau nucléaire : **0 GW**

M1
EnR diffuses sur le territoire



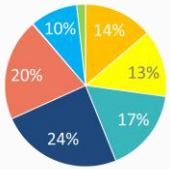
- Photovoltaïque : **~200 GW** (Soit **x20**)
- Eolien terrestre : **~57 GW** (soit **x3,5**)
- Eolien en mer : **~45 GW**
- Autres EMR : **~1 GW**
- Nucléaire existant : **16 GW**
- Nouveau nucléaire : **0 GW**

M23
EnR grands parcs



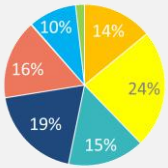
- Photovoltaïque : **~125 GW** (Soit **x11**)
- Eolien terrestre : **~72 GW** (soit **x4,2**)
- Eolien en mer : **~60 GW**
- Autres EMR : **~3 GW**
- Nucléaire existant : **16 GW**
- Nouveau nucléaire : **0 GW**

N1
EnR + programme nouveau nucléaire 1



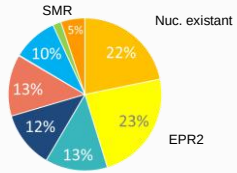
- Photovoltaïque : **~110 GW** (Soit **x9**)
- Eolien terrestre : **~55 GW** (soit **x3,3**)
- Eolien en mer : **~45 GW**
- Autres EMR : **0 GW**
- Nucléaire existant : **16 GW**
- Nouveau nucléaire : **13 GW (soit 8 EPR)**

N2
EnR + programme nouveau nucléaire 2



- Photovoltaïque : **~90 GW** (Soit **x8**)
- Eolien terrestre : **~52 GW** (soit **x2,7**)
- Eolien en mer : **~36 GW**
- Autres EMR : **0 GW**
- Nucléaire existant : **16 GW**
- Nouveau nucléaire : **23 GW (soit 14 EPR)**

N03
50% EnR – nucléaire en 2050



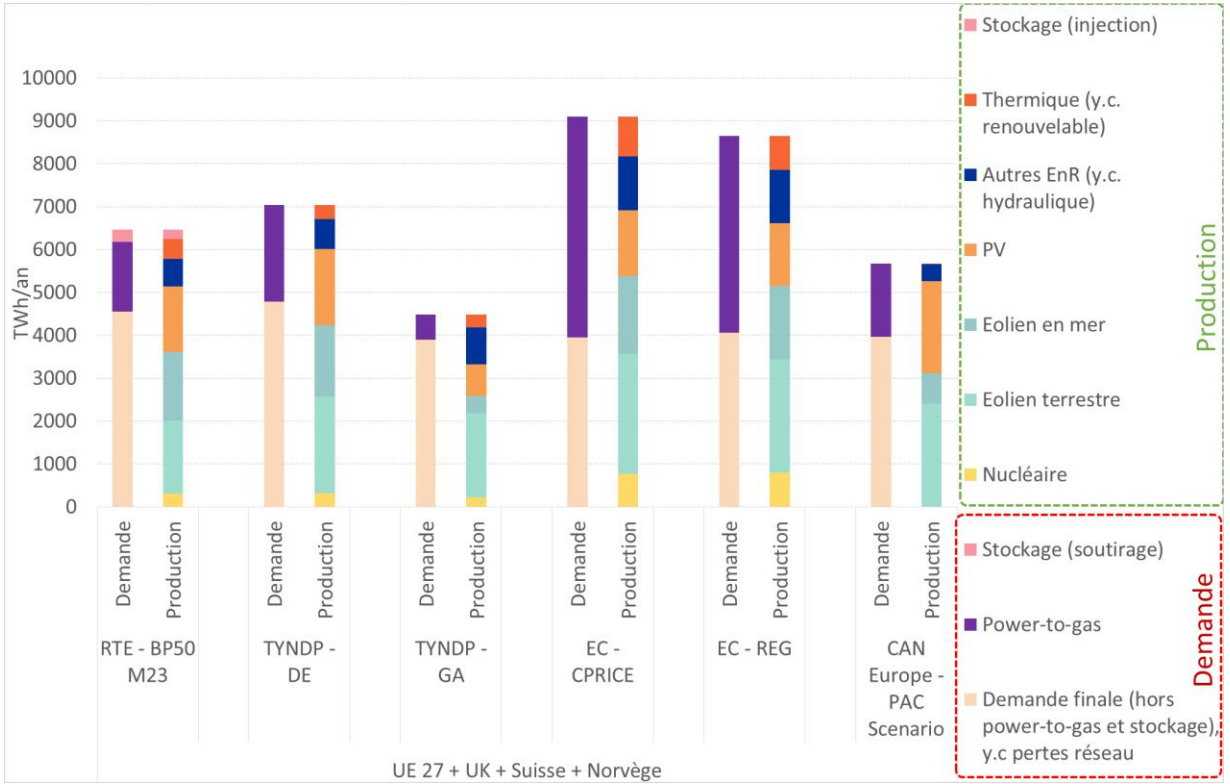
- Photovoltaïque : **~70 GW** (Soit **x6**)
- Eolien terrestre : **~43 GW** (soit **x2,7**)
- Eolien en mer : **~22 GW**
- Autres EMR: **0 GW**
- Nucléaire existant : **24 GW**
- Nouveau nucléaire : **28 GW (soit 14 EPR + quelques SMR)**

- Hydraulique : **~29 GW**
- Bioénergie : **~2 GW**
- Thermique : **selon résultats simulations**
- Flexibilités : **selon résultats simulations**

Cadrage européen : des hypothèses intégrant l'atteinte de la neutralité carbone en Europe en 2050

- Les hypothèses considérées sur l'évolution du système électrique européen reposent sur l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, conformément au projet de loi européenne sur le climat

- Un premier scénario testé, fondé sur les orientations du scénario « Distributed Energy » d'ENTSOE :
  - Fort recours à l'électrification directe : ~54% en 2050 contre 23% en 2019
  - Forte production domestique de gaz de synthèse : ~ 35% de la demande d'électricité dédiée à la production de gaz de synthèse
  - Part élevée des EnR, qui représentent de l'ordre de 90% de la production



Les scénarios sont analysés selon une grille d'analyse stabilisée et validée à l'issue de la consultation publique

1 Technique

- Description complète du système (production – réseau – consommation), en énergie et en puissance, en 2030, 2040, 2050, 2060
- Projections avec les scénarios RCP 4.5 et 8.5 du GIEC et analyse de résilience avec stress-test climatiques (canicule – sécheresse – grand froid – absence de vent en Europe continentale)

2 Economique

- Coût complet pour la collectivité
- Analyses de sensibilité aux différents paramètres, notamment coût du capital
- Volet spécifique sur la faculté de chaque scénario à intégrer des perspectives de relocalisation / réindustrialisation

3 Environnemental

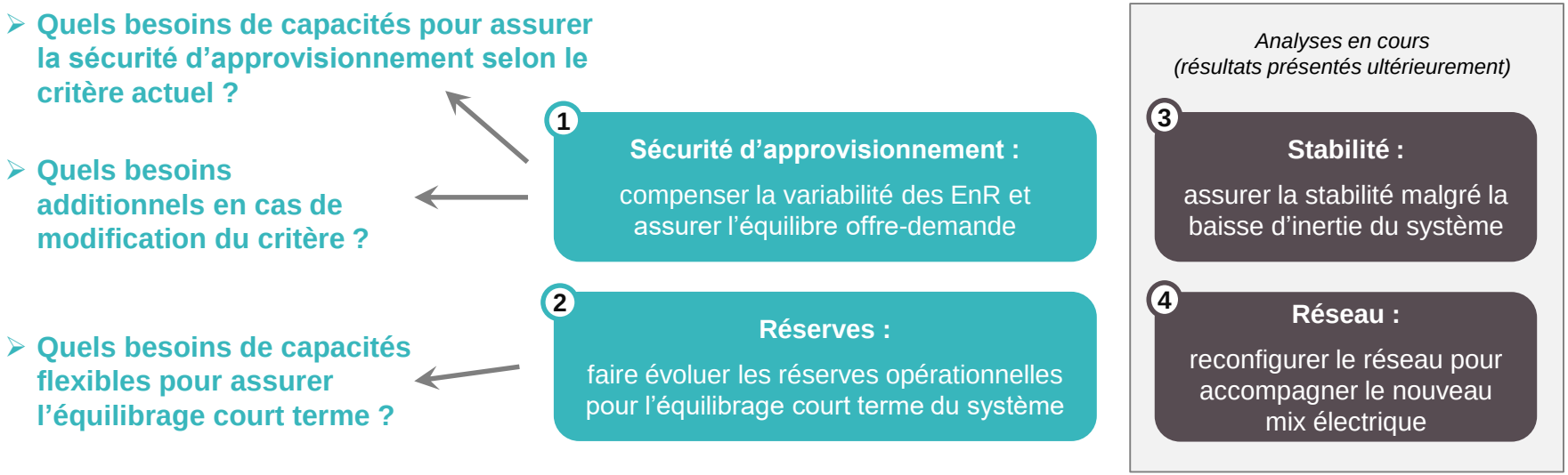
- Empreinte carbone le long de la trajectoire, en intégrant le cycle de vie des matériels
- « Bilan matières » pour chaque scénario (en lien avec enjeu de criticité)
- Occupation des sols (réseau + production)
- Volume de déchets et polluants

4 Sociétal

- Description exhaustive des implications sur les modes de vie et conditions de validité des scénarios (télétravail vs. mobilité, consommation d'électricité, niveau de sobriété souhaité vs. requis, niveau de flexibilité des usages)
- ATTENTION : le travail du BP consiste à être explicite sur ces dimensions, non à se prononcer sur leur réalisme ou leur désirabilité

Des premiers résultats présentés sur les besoins de flexibilité pour l'équilibre offre-demande et les réserves

- L'analyse technique reprend les **axes de travail présentés dans le rapport RTE-AIE**
- Des premiers éléments sur les besoins pour la sécurité d'approvisionnement et les réserves sont présentés aujourd'hui, **sur la base de simulations provisoires**, notamment pour les scénarios N2 et M23 (mais tous les scénarios seront traités de manière systématique)

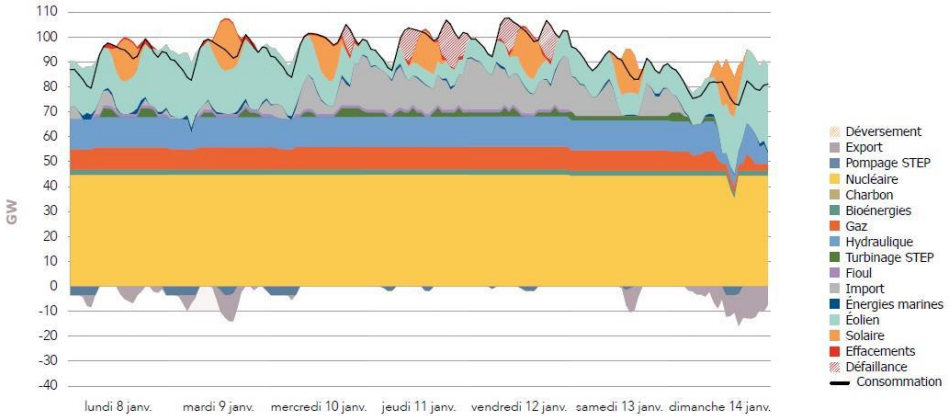


Des premiers résultats sur les besoins de flexibilités pour l'équilibre offre-demande

- L'analyse des besoins de flexibilités pour la sécurité d'approvisionnement se base sur une simulation de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne pour de nombreuses configurations météorologiques

- Le parc installé de flexibilités est adapté pour assurer la sécurité d'approvisionnement, sur la base d'un raisonnement économique

Illustration de l'équilibre offre-demande électrique sur une semaine– scénario Ampère du Bilan prévisionnel 2017



→ **Des premiers éléments présentés sur la base de simulations provisoires**, notamment des scénarios M23 et N2

2

Analyse des besoins de flexibilités pour l'équilibre offre-demande

(premiers résultats provisoires)

Des besoins de flexibilité importants pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement actuel (critère des « 3 heures »)

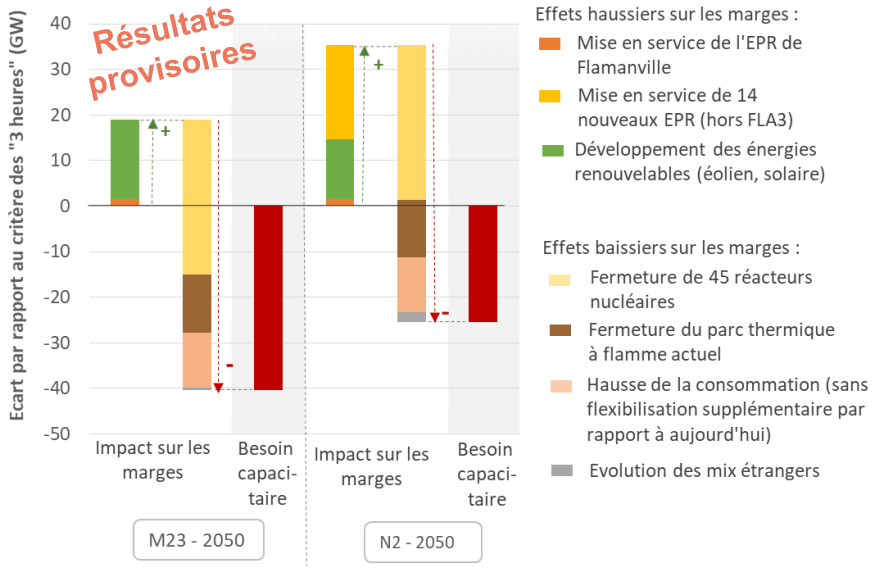
Dans tous les scénarios, les **besoins en capacité** pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont **importants**, sous l'effet de plusieurs facteurs :

- **Réduction forte de la capacité du parc pilotable** (nucléaire et thermique), remplacée au moins en partie par de la production EnR variable ;
- **Hausse de la consommation** d'électricité (avant prise en compte des possibilités de flexibilité supplémentaire de la demande)

→ Le maintien du critère de dimensionnement **actuel** implique un besoin de nouvelles capacités de flexibilités dans tous les scénarios :

- **dans le scénario N2, d'environ 15 à 35 GW en 2050 et 2060**
- **dans le scénario M23, d'environ 30 à 50 GW en 2050 et 2060**

Besoins capacitaires à l'horizon 2050 dans M23 et N2 en 2050 pour maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement actuel

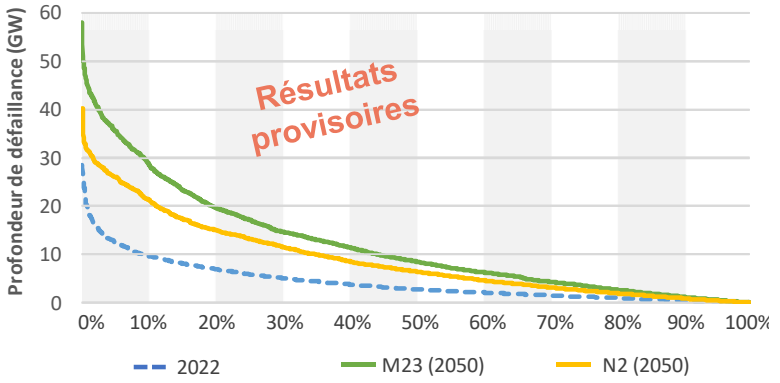


Un dimensionnement fondé sur le critère actuel conduirait à une baisse de niveau de service pour les consommateurs

Dans tous les scénarios, pour un dimensionnement du système selon le critère actuel des 3 heures , **les épisodes de déficit de production seraient beaucoup plus marqués** (sous l'effet de la plus grande variabilité de la production et des capacités d'imports disponibles) :

- Une dizaine de GW de déficit moyen lors des situations de pénurie (et quelques GW de moins dans N2 par rapport à M23), contre ~4 GW actuellement ;
- Soit un **quasi-triplement des pénuries** subies par les consommateurs ("énergie non distribuée")

Déficit de production lors des périodes de pénurie



→ **Un critère à redéfinir pour dimensionner le système électrique à l'horizon 2050**

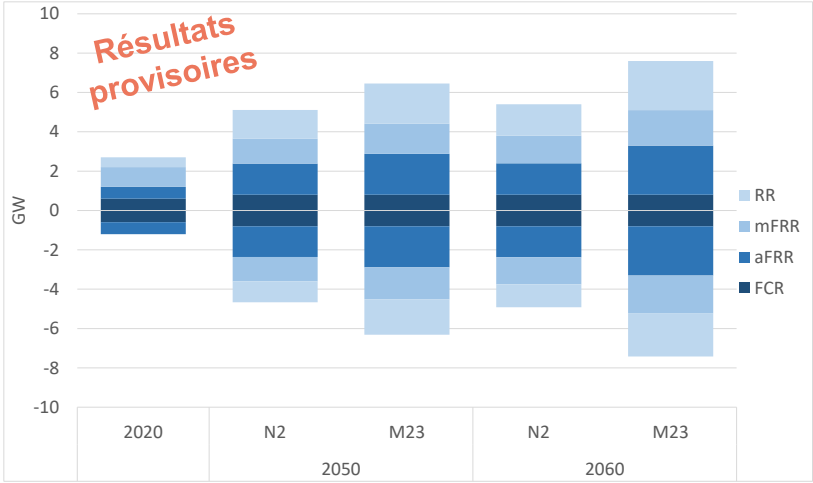
Une première approche pourrait consister à dimensionner le système pour **maintenir le même niveau de risque de coupure pour les consommateurs** (en énergie, non en fréquence)

→ Cette approche correspondrait à un critère de durée de défaillance de ~1h/an et nécessiterait **5 à 10 GW de capacités supplémentaires par rapport à un dimensionnement sur le critère des « 3 heures »**

Des besoins de réserve qui augmentent sous l'effet du développement des EnR variables

- Les besoins actuels de réserve « à la hausse » sont principalement dimensionnés sur les risques d'arrêt brutal de grands groupes de production et les aléas sur la consommation. Ils représentent de l'ordre de 3 GW
- Les incertitudes de court terme sur la production augmenteront avec le développement des EnR du fait (i) d'une production partiellement observable (notamment PV) et (ii) des erreurs de prévision
- Des solutions en cours d'élaboration permettront de limiter la hausse des besoins de réserve : augmentation de l'observabilité, amélioration de des techniques de prévision, obligations de participation à l'équilibrage

Evolution des besoins de réserve pour l'équilibrage court terme du système électrique



→ Un besoin de réserve qui devrait **augmenter de quelques gigawatts** à l'horizon 2050 et 2060 dans les différents scénarios

Synthèse des premiers résultats sur les besoins de flexibilité

	Evolution des besoins d'équilibre offre-demande sur chaque pas horaire *À critère de dimensionnement du système inchangé*	Evolution du critère de dimensionnement du système *Critère à définir : A minima maintien du niveau actuel pour les consommateurs*	Evolution des besoins de réserve	Besoin total de nouvelles capacités
M23 2050	+ [30 - 50] GW	+ [6 - 10] GW	+ [3 - 5] GW	+ [39 - 65] GW
M23 2060	+ [40 - 60] GW	+ [6 - 10] GW	+ [4 - 6] GW	+ [50 - 76] GW
N2 2050	+ [15 - 35] GW	+ [4 - 8] GW	+ [1 - 3] GW	+ [20 - 46] GW
N2 2060	+ [15 - 35] GW	+ [4 - 8] GW	+ [1 - 3] GW	+ [20 - 46] GW

→ Des **besoins massifs, dans tous les scénarios**, mais contrastés

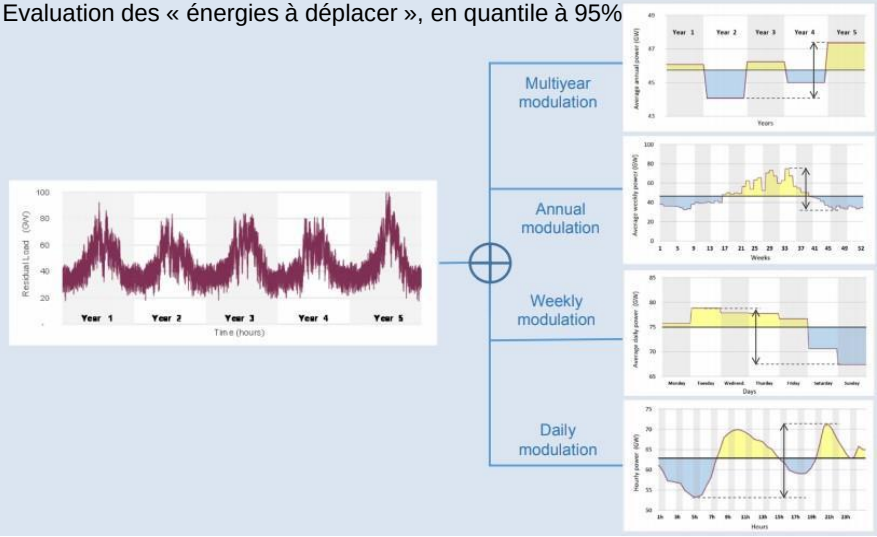
Des besoins de flexibilité de différentes natures, qui se caractérisent par plusieurs indicateurs

- Les besoins de flexibilité peuvent se mesurer par puissance disponible commandable nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement …
- … mais ce seul indicateur de besoin de puissance ne permet pas de refléter la nature des sollicitations des capacités nécessaires à l'équilibre du système

⇒ Plusieurs indicateurs complémentaires sont proposés pour compléter l'analyse des différents besoins de flexibilité :

- Besoins de modulation au sein d'une journée, semaine, année, entre les années
- Gradient de variation
- Besoin de capacité mobilisable avec différents préavis (=réserves) pour faire face aux aléas

Evaluation des « énergies à déplacer », en quantile à 95%



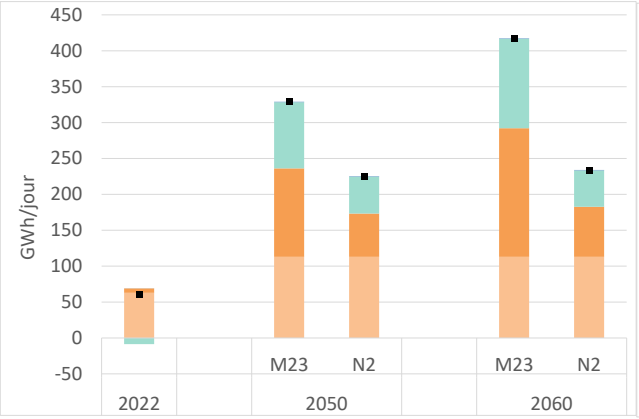
⇒ Ces indicateurs permettent d'identifier les solutions de flexibilité les plus adaptées pour répondre aux besoins

Des besoins de modulation qui augmentent sur tous les horizons temporels

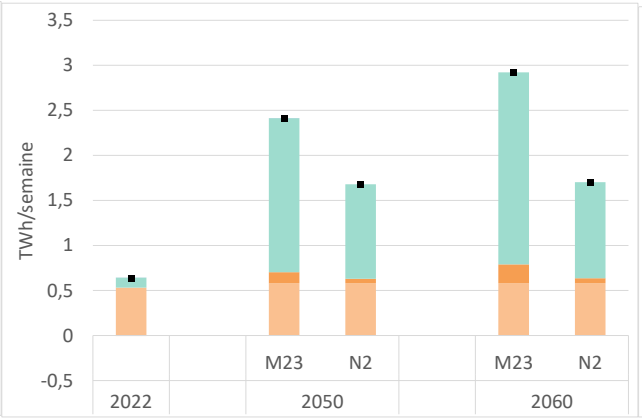
Dans tous les scénarios, les **besoins de modulation pour tous les horizons de temps augmentent de façon importante** sous l'effet principal du développement des EnR, avec des effets différenciés entre PV et éolien

- **L'éolien contribue à l'augmentation des besoins hebdomadaires** et plus significativement dans les configurations où il est prédominant
- **Le développement du solaire engendre une augmentation des besoins journaliers et annuels,** conséquence naturelle des profils d'ensoleillement journaliers et saisonniers

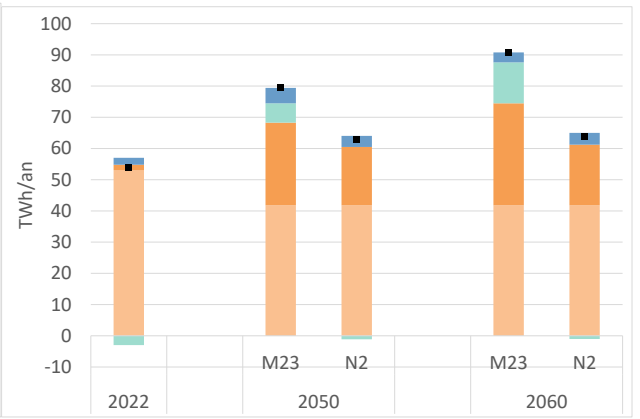
Besoins de modulation journalière



Besoins de modulation hebdomadaire



Besoins de modulation annuelle



Consommation (non flexibilisée) PV Eolien Fil de l'eau Total



3

Rôle et place des différents leviers de flexibilité dans les différents scénarios

(premiers résultats provisoires)

Une évaluation des « bouquets de flexibilité» permettant de couvrir les besoins identifiés dans chaque scénario

- **Différents leviers possibles** peuvent être mobilisés pour couvrir les besoins en flexibilité :
  - Nouvelles interconnexions
  - Flexibilités sur la consommation (effacements industriels, VE, ECS, …)
  - Production thermique à partir de combustibles décarbonés (H_2 vert, biogaz, méthane de synthèse, etc.)
  - Stockage (batteries stationnaires, STEP, etc.)

- Un principe de sélection des différents leviers fondé sur une optimisation économique qui permet d'identifier les leviers les plus pertinents, en fonction de leurs caractéristiques/contraintes

- … mais en intégrant d'autres considérations, comme l'acceptabilité sociétale, notamment sur le pilotage des usages dans le résidentiel

- Un traitement de certains leviers sous forme de variantes

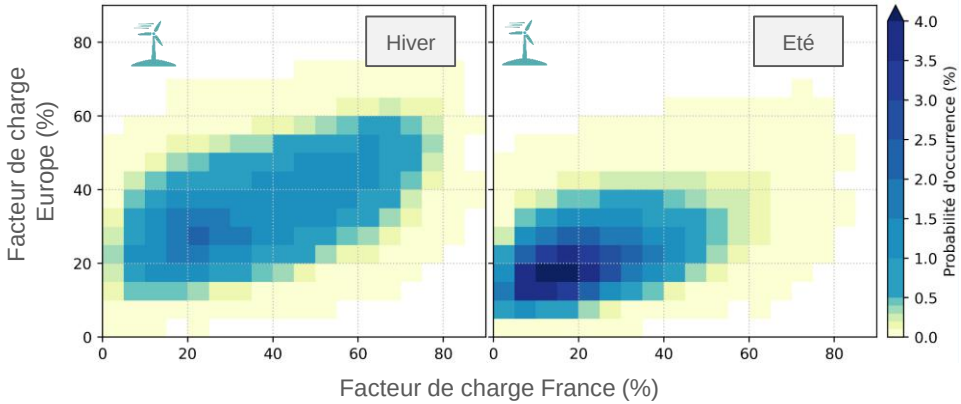
		Horizon temporel			
	Leviers de flexibilité	Inter-annuel	Saisonnier/ inter-hebdomadaire	Hebdomadaire	Journalier
Interconnexions	Interconnexions	✓	✓	✓	✓
Consommation	Effacements de consommation			✓	✓
	Pilotage de la recharge des VE			✓	✓
	Pilotage de l'ECS				✓
	Flexibilité des électrolyseurs	✓	✓	✓	✓
Stockage et production	Capacités thermiques décarbonnées	✓	✓	✓	✓
	Batteries			✓	✓
	Reservoirs hydraulique		✓	✓	✓
	STEP			✓	✓

Interconnexions

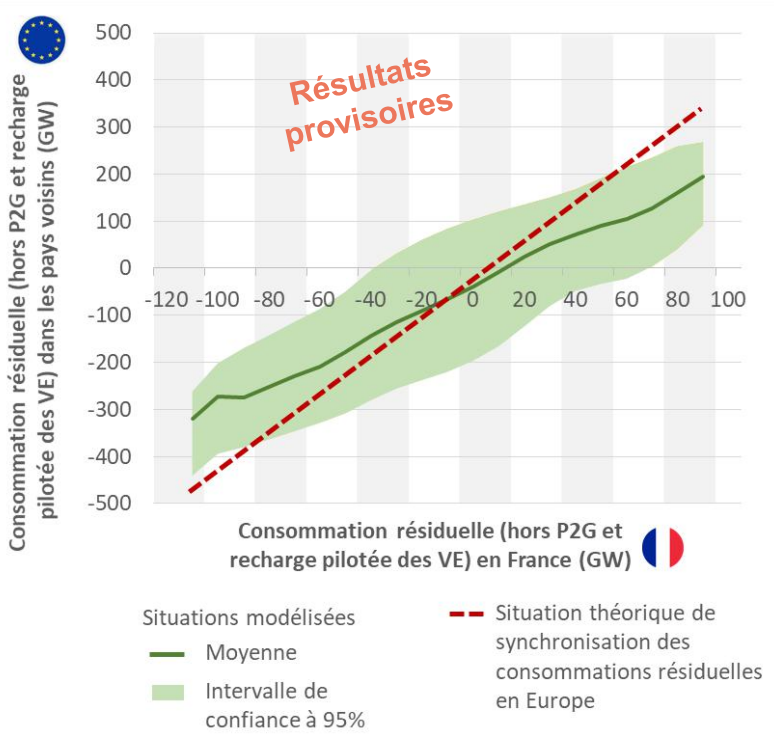
Interconnexions : des capacités d'échange qui permettent de tirer profit du foisonnement des aléas sur la consommation et la production

- Les consommations et productions dans les pays européens ont des **structures différentes** et sont soumis à des **aléas qui ne sont pas parfaitement corrélés** (en particulier les situations de vents sont rarement pleinement homogènes en Europe, sous l'effet de la multiplicité/diversité des **régimes de vent** en Europe et au sein-même de la France)

Distribution des facteurs de charge éoliens en France et en Europe



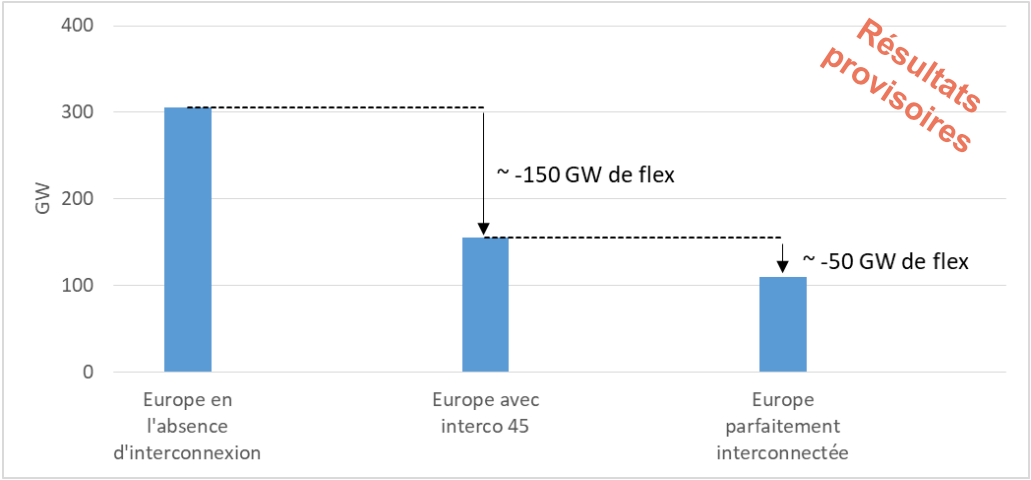
Corrélation de la consommation résiduelle en France et des pays voisins en 2050 (scénario M23)



Interconnexions : des capacités d'échange qui permettent de tirer profit du foisonnement des aléas sur la consommation et la production

- Du fait des différences structurelles sur la production et la consommation et du foisonnement des aléas à l'échelle européenne, **le développement des capacités d'interconnexion permet une forte réduction des besoins de capacités**
- Le gisement « théorique » (si aucune contrainte d'échange) de réduction de besoins en capacités pilotables est de l'ordre de 200 GW…
- … dont une partie importante accessible avec les trajectoires d'interconnexion considérées

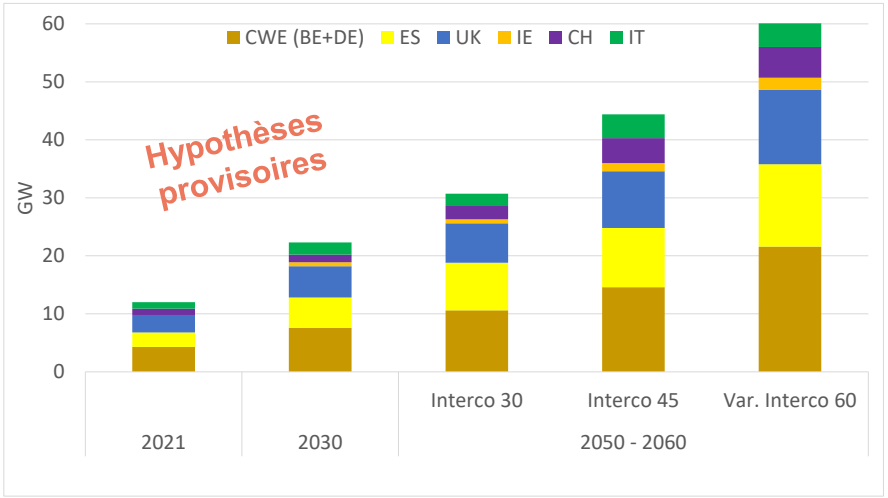
Besoins de nouvelles capacités commandables en Europe, en fonction du développement des interconnexions – M23 2050



Interconnexions : des hypothèses de développement communes à tous les scénarios, avec des variantes contrastées

- Des premières trajectoires contrastées sur l'évolution des interconnexions entre la France et ses voisins :
  - « Interco 30 » (~30 GW en 2050 soit 0,6 GW/an) : configuration très prudente (difficultés d'acceptabilité, de soutien politique…)
  - « Interco 45 » (~45 GW en 2050 soit 1,1 GW/an) : configuration avec projets économiquement robustes et rythme de développement dans le prolongement de celui de la période 2021-2030
  - Variante « Interco 60 » (~60 GW en 2050) : configuration ambitieuse mais économiquement pertinente dans le cas de base de M23

Trajectoires de développement des interconnexions (capacités d'import de la France)

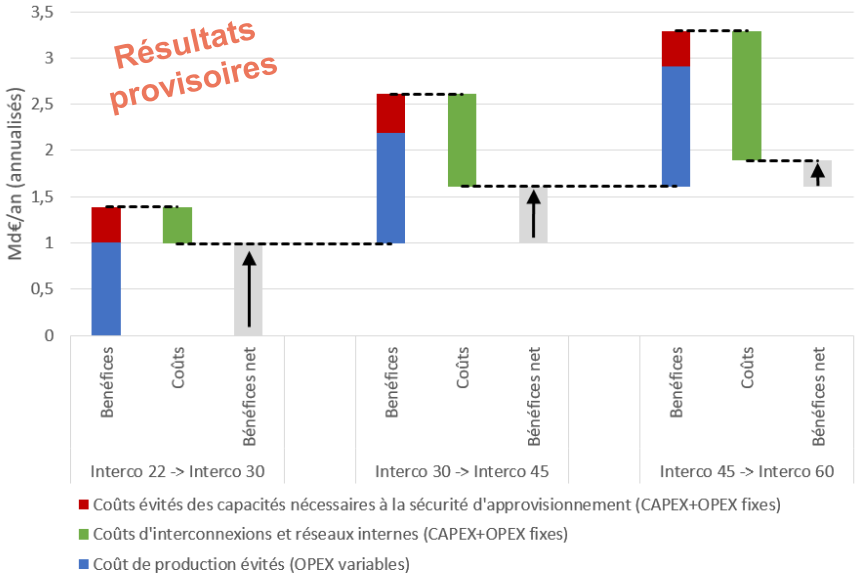


→ Des hypothèses sur les interconnexions communes à tous les scénarios avec des variantes pour évaluer les conséquences associées au rythme de développement des interconnexions

Interconnexions : un développement poussé des interconnexions présente un intérêt économique dans tous les scénarios étudiés

- Les interconnexions permettent :
  - de limiter le besoin des capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement
  - d'optimiser la sollicitation des moyens de production et notamment de maximiser les productions à faible coût variable (EnR et nucléaire) en contrepartie d'une moindre production à partir de gaz décarboné
- Dans tous les scénarios, un développement soutenu des interconnexions est économiquement pertinent : la trajectoire « interco 45 » est sans regret (pertinence économique robuste à différentes hypothèses)

Coûts et bénéfices associés au développement des interconnexions entre la France et ses voisins (M23 2050)



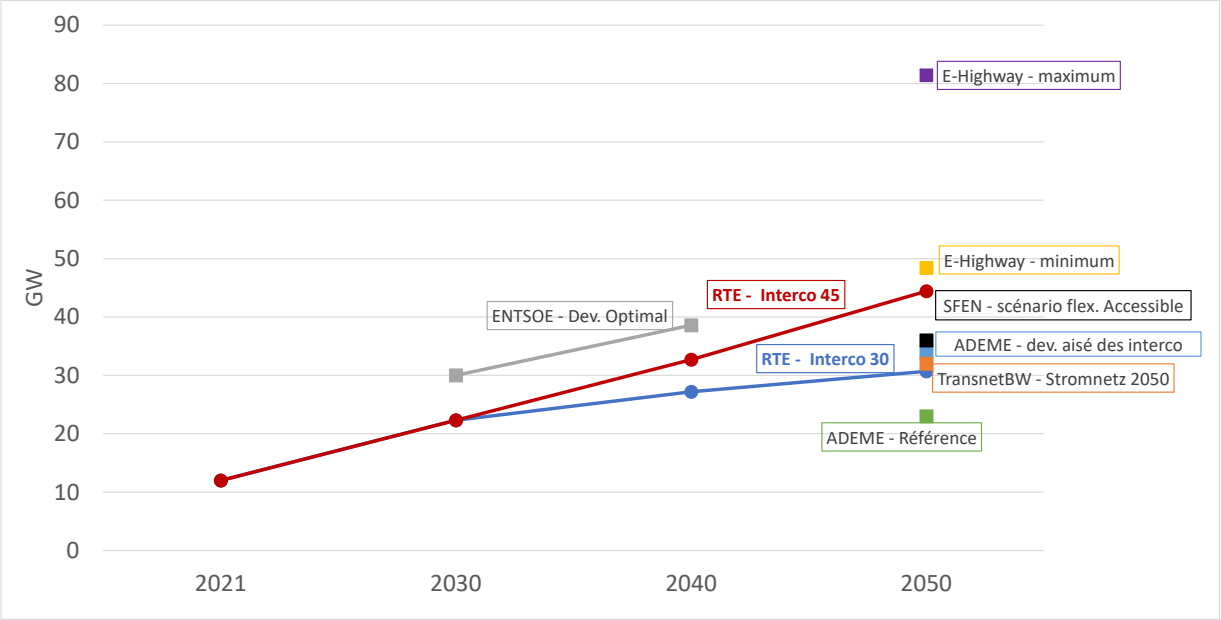
→ La trajectoire « interco 45 » est économiquement « sans regret » et intègre un premier niveau de prudence face aux enjeux d'acceptabilité et de faisabilité industrielle

Interconnexions : la plupart des scénarios de neutralité carbone à l'horizon 2050 intègrent un fort développement des interconnexions

- Le fort développement des capacités d'interconnexion constitue un point commun à tous les scénarios publics de neutralité carbone sur la France et d'autres pays européens

- Les trajectoires « Interco 30 » et « Interco 45 » se situent dans le faisceau des hypothèses issues d'autres études

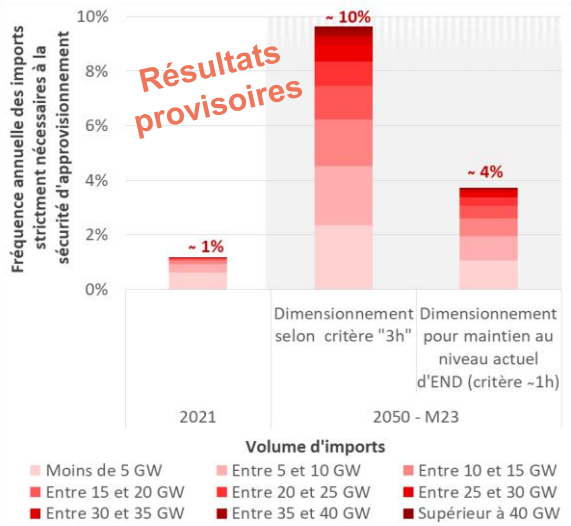
Evolution des capacités d'import d'électricité de la France dans différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone



Interconnexions : l'optimisation économique à la maille européenne accroît l'interdépendance des systèmes électriques nationaux

- Le développement des interconnexions permet d'éviter la construction de moyens pilotables en France (~15 GW dans la configuration « interco 45 »)
- … mais induit un **accroissement de la dépendance du système électrique français aux imports**, avec une **augmentation des situations** où la sécurité d'approvisionnement française **repose sur les imports**
- Cette situation de dépendance de la France aux pays voisins est réciproque et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement

Occurrence et profondeur des situations de dépendance du système électrique français aux imports d'électricité



→ Cette dépendance **porterait sur ~4% à ~10% du temps de temps (selon le critère de dimensionnement),** un niveau en hausse mais qui reste bien inférieur à la dépendance du système énergétique aux imports de combustibles aujourd'hui (même si les enjeux de stockage ne sont pas les mêmes)

Flexibilités sur la consommation

Flexibilité de la demande : un gisement de flexibilité potentiellement important

- L'électrification de certains usages (transport notamment) offre un gisement de flexibilité important sur la demande d'électricité

- … cependant, le développement de ces flexibilités ne dépendra pas que de l'intérêt économique pour la collectivité mais aussi de l'appétence des consommateurs, la facilité d'adoption des solutions de pilotage, de la perception des impacts et des bénéfices potentiels pour les consommateurs

- Par ailleurs, les coûts associés à certains leviers font l'objet de fortes incertitudes (p.e. la généralisation du pilotage des recharges des VE, du *vehicle-to-grid*, etc..)

⇒ Des hypothèses communes à tous les scénarios sont considérées à ce stade, avec plusieurs configurations testées

⇒ Des approfondissements pourront être menés sur la pertinence économique de certains gisements de flexibilité de la demande

Flexibilité de la demande : plusieurs configurations contrastées pour tester la sensibilité au développement de ce levier

Hypothèses provisoires

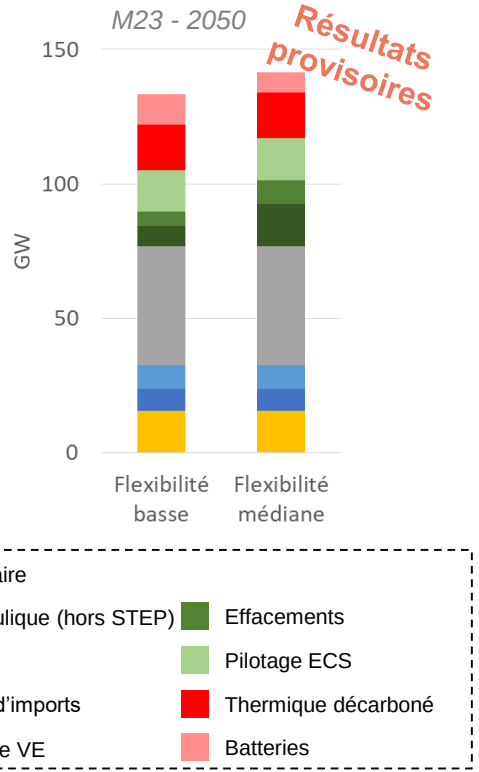
	Effacements de chauffage	Effacements industriels	ECS	Recharge des VE	Electrolyse
Caractéristiques des usages concernés →	**50-60 TWh** **20-30 GW**	**150-200 TWh** **20-25 GW**	**15-20 TWh** **10-15 GW**	**70-100 TWh** **20-40 GW**	**50-70 TWh** **10-20 GW**
Flexibilité basse: Configuration sans pari d'acceptabilité ni pari technologique	**Pas d'effacements** de chauffage **+ 2,5 Mi** PAC hybrides	**~6 GW**	• **~60%** d'asservis. simple • **Décalage HC** en milieu de journée	**50%** charge naturelle Peu de pilotage sophistiqué	**100%** effaçable
Configuration principale étudiée					
Flexibilité médiane: Diffusion significative mais réaliste du progrès technique et bonne acceptabilité	**~3 GW** d'effacement de chauffage **+ 2,5 Mi** PAC hybrides	**~6 GW**	• **~70%** d'asservis. simple • **Décalage HC** en milieu de journée	**25%** charge naturelle Déploiement de pilotage dyn./ V2G	**100%** effaçable
Flexibilité haute: Développement ambitieux et volontariste	**~5 GW** d'effacement de chauffage **+ 2,5 Mi** PAC hybrides	**~8 GW**	• **~90%** d'asservis. simple • **Décalage HC** en milieu de journée	**10%** charge naturelle Déploiement massif de pilotage dyn./ V2G	**100%** effaçable

Flexibilité de la demande : des volumes importants de consommation modulable qui permet de limiter le besoin de batteries stationnaires

- Même dans la configuration « flexibilité basse », de l'ordre de 100 TWh de consommation d'électricité (dont électrolyse) peuvent être placés aux moments les plus pertinents pour le système électrique
- Ceci représente une contribution d'environ 8 à 11 GW au besoin capacitaire
- Cette contribution peut être atteinte avec des solutions simples et peu coûteuses (asservissement tarifaire, flexibilité des électrolyseurs, etc.)

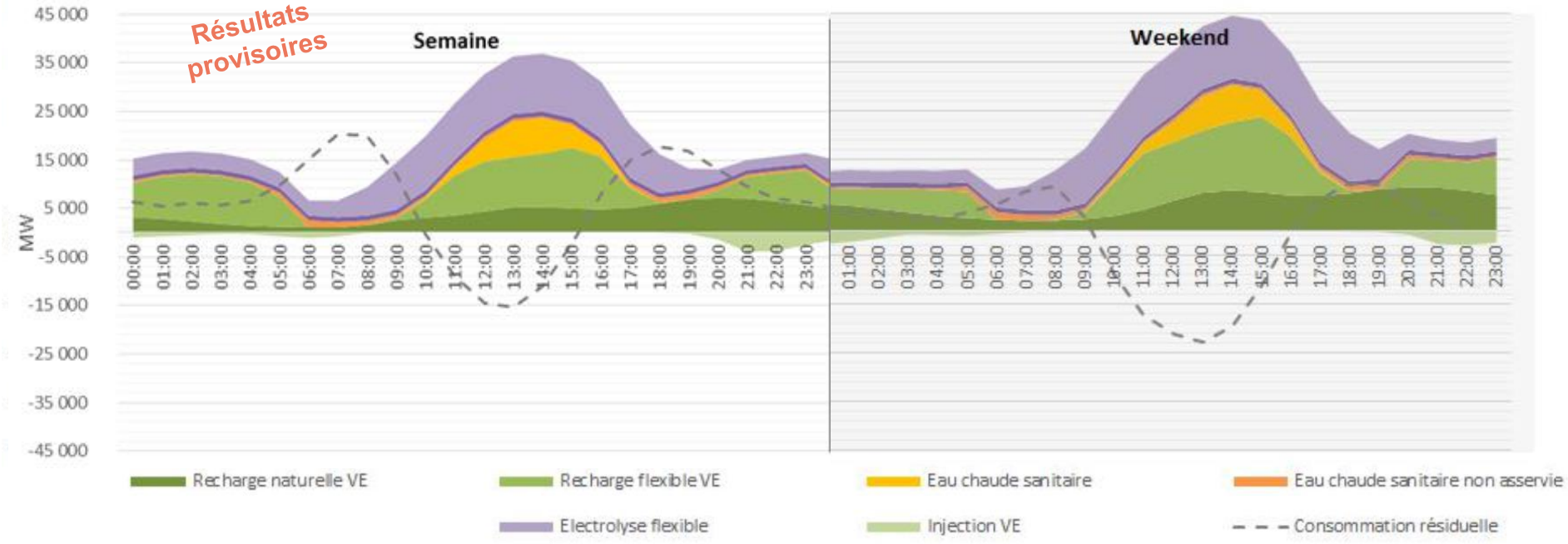
- Dans la configuration « flex médiane», l'apport des flexibilités de consommation peut être largement renforcé :
  - ~30 TWh de consommation flexibilisée supplémentaire
  - Une contribution capacitaire est augmentée de l'ordre de 3 à 4 GW
- Le développement des flexibilités sur la consommation réduit directement l'espace économique des batteries : les leviers sont directement substituables

Capacités installées dans le scénario M23 - 2050



Flexibilité de la demande : une partie de la consommation peut être placée aux moments les plus favorables pour le système électrique

Consommation des usages flexibilisés (Recharge véhicules électriques, eau chaude sanitaire, électrolyse)
Semaine moyenne– scénario M23 2050 (configuration flexibilité médiane)

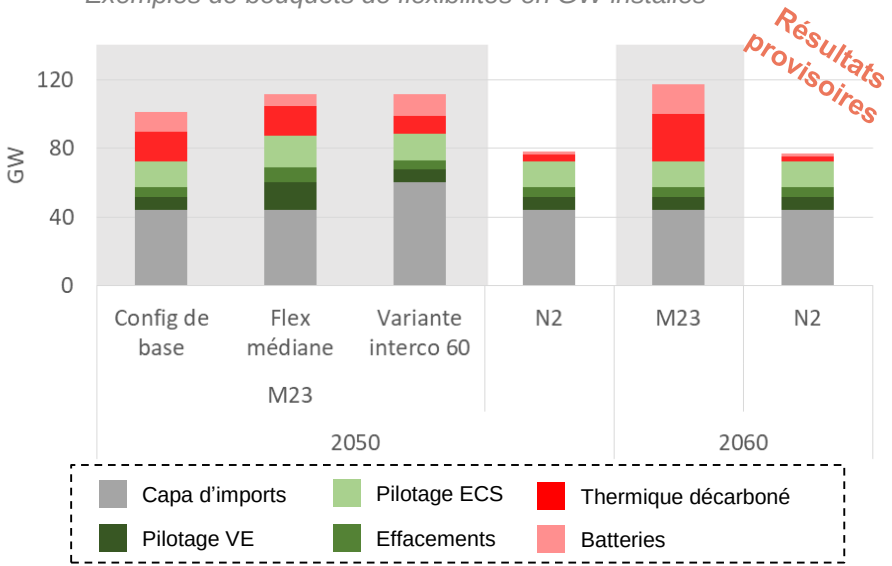


Batteries

Batteries : dans les scénarios à fort taux d'EnR, les batteries pourront jouer un rôle mais sont en concurrence avec d'autres solutions

- Les batteries stationnaires ont aujourd'hui essentiellement un espace économique lié à la fourniture de réserves, qui pourra augmenter légèrement à horizon 2050 mais restera limité par la taille des réserves
- Les batteries permettent en outre de gérer les effets de la variabilité journalière voire hebdomadaire de la consommation et de la production… mais elles sont en concurrence avec l'ensemble des leviers de flexibilité

Exemples de bouquets de flexibilités en GW installés



⇒ Un développement économiquement rationnel qui peut se situer dans une fourchette [0 - 20 GW / 0 - 80 GWh] dans un scénario type M23 en 2050

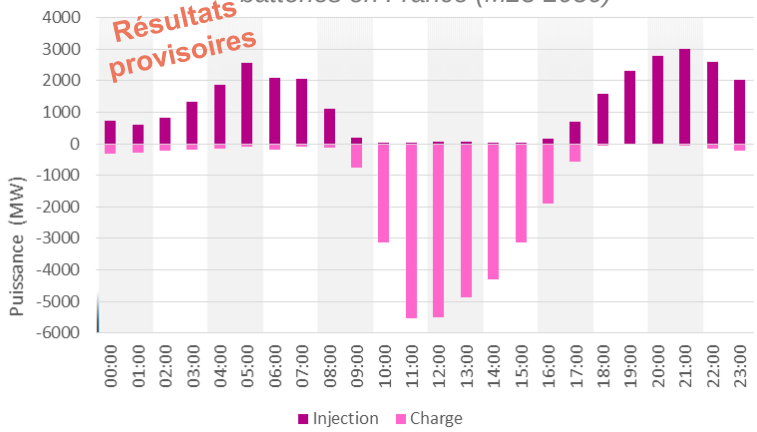
⇒ Un développement ambitieux des flexibilités sur la consommation conduirait à limiter fortement voire annuler le besoin de batteries stationnaires

⇒ Un développement important des interconnexions ne réduit pas leur espace

Batteries : une utilisation quotidienne pour gérer le cycle de production du photovoltaïque

- Les batteries **cyclent de manière journalière** pour suivre la production solaire
- Leur **utilisation est quotidienne** avec de l'ordre de 300 cycles (équivalent complet) fois par an
- Le dimensionnement économiquement pertinent se situe autour de **~4 heures de stock**

Puissance moyenne d'injection et de recharge des batteries en France (M23 2050)



Thermique décarboné

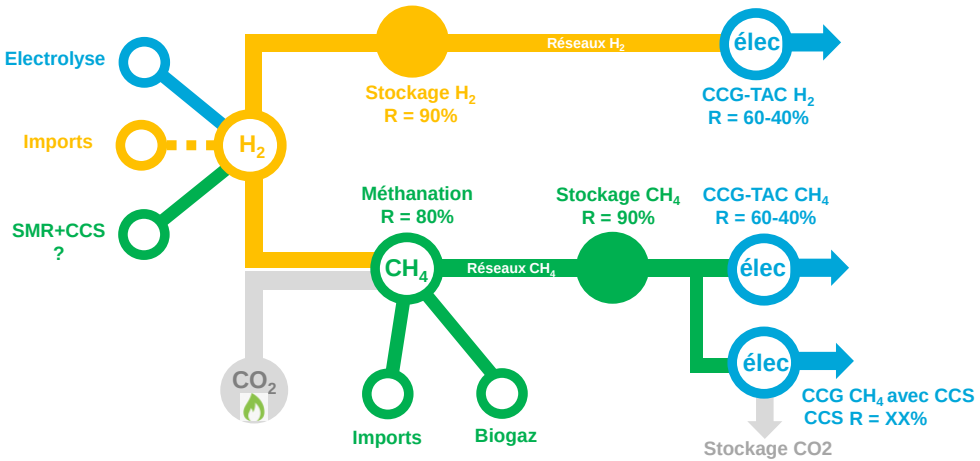
Thermique décarboné : plusieurs technologies disponibles

Plusieurs solutions possibles pour l'approvisionnement en gaz décarboné pour la production d'électricité :

1) Biogaz produit en France - deux principales options :
   - Sans raccordement au réseau de gaz : utilisation locale peu flexible, essentiellement en cogénération
   - Transitant sur le réseau gaz puis réutilisé dans des CCG ou TAC : utilisation flexible possible

   La SNBC prévoit la possibilité d'une utilisation limitée de biogaz pour la production d'électricité (25 TWh_{PCS}), sans préciser le mode d'utilisation du biogaz

2) Hydrogène ou méthane de synthèse produit en France : à prendre en compte dans le dimensionnement du système électrique
3) Hydrogène et méthane décarbonés importés : non considérés à ce stade (hors cadrage SNBC)
4) Utilisation de gaz naturel avec CCS : non considérés à ce stade (hors cadrage SNBC)

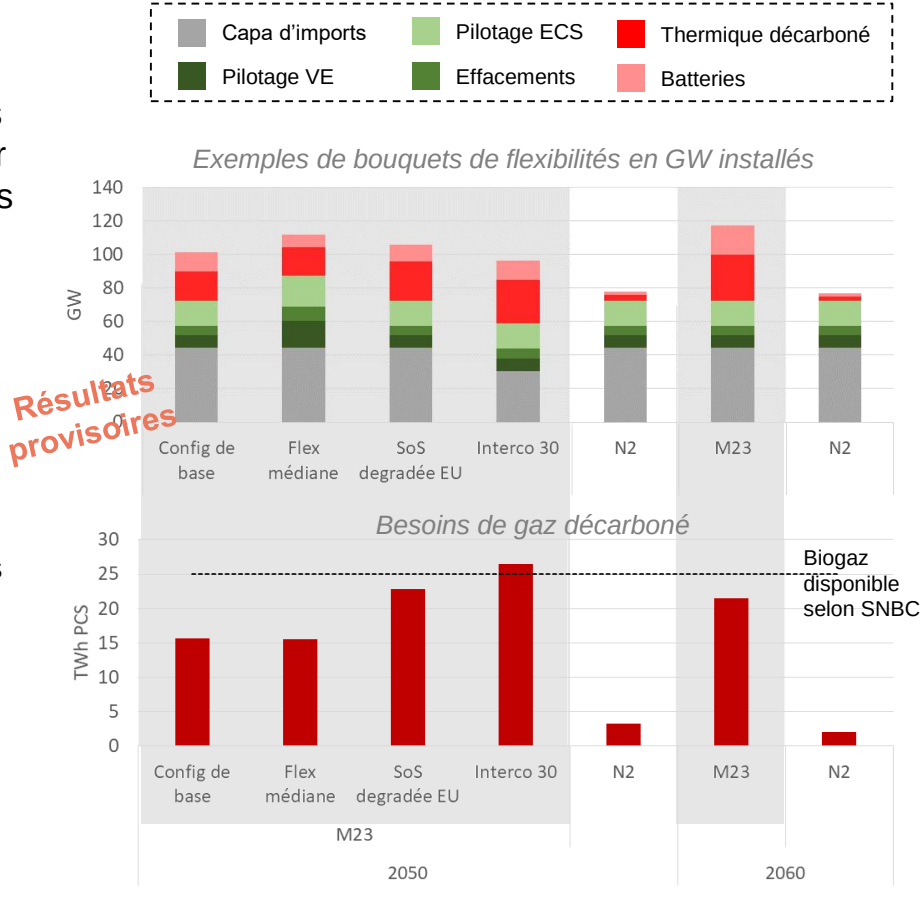


Thermique décarboné : dans les scénarios à fort taux d'EnR, un socle minimal de production thermique décarbonée est nécessaire

- Dans les scénarios à fort taux d'EnR, le développement (ou la conversion) de capacités thermiques décarbonées flexibles apparaît nécessaire, notamment pour contribuer à la flexibilités aux échéances longues (que les flexibilités sur la consommation et les batteries ne permettent pas)

- Dans le scénario **M23** :
  - **des besoins importants en capacité installée:** 15 à 30 GW en 2050 et de l'ordre de 10 GW supplémentaires en 2060
  - **une consommation de gaz qui peut être limitée :** 15 à 35 TWh_{PCS} en 2050 et de l'ordre de 10 TWh_{PCS} supplémentaires en 2060

- Dans le scénario **N2** :
  - **des besoins limités en capacité installée et en consommation de gaz**, en 2050 et 2060



« Bouquets de flexibilité »

Des analyses qui permettent d'affiner progressivement les « bouquets de flexibilité » possibles dans chaque scénario

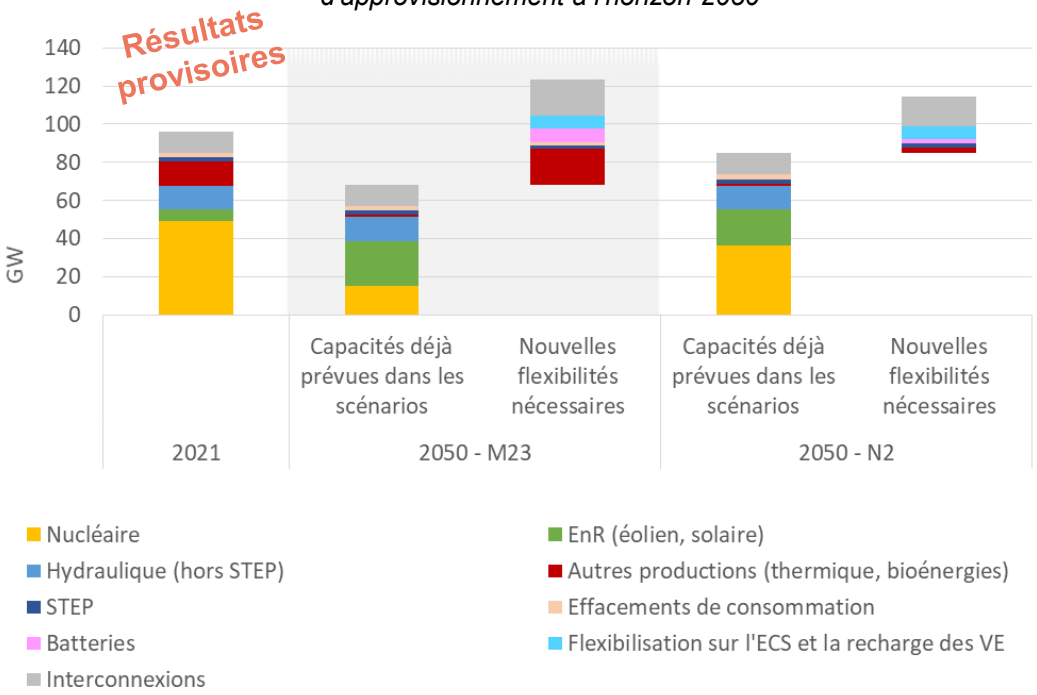
Les analyses permettent de **décrire des « bouquets de flexibilités »**

La composition fine de ces bouquets est sensible à de nombreuses hypothèses (coûts, gisements, acceptabilité)

La configuration présentée intègre:

- Un principe de **rationalité économique**;
- Une **approche prudente** sur le développement des flexibilités de consommation et un rythme de développement des interconnexions en retrait par rapport à l'optimum « brut »

Contribution capacitaire des différents leviers contribuant à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2050

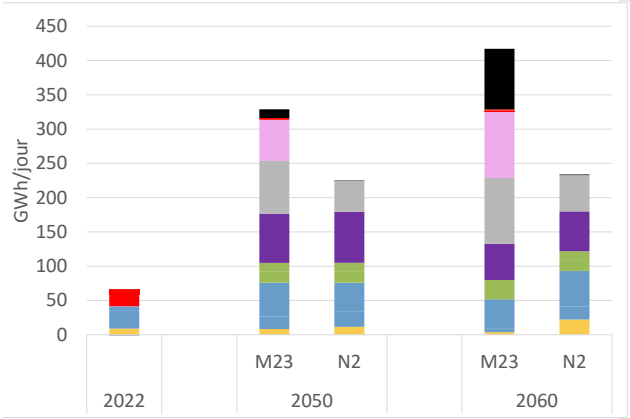


Des contributions contrastées des différents leviers sur les horizons temporels

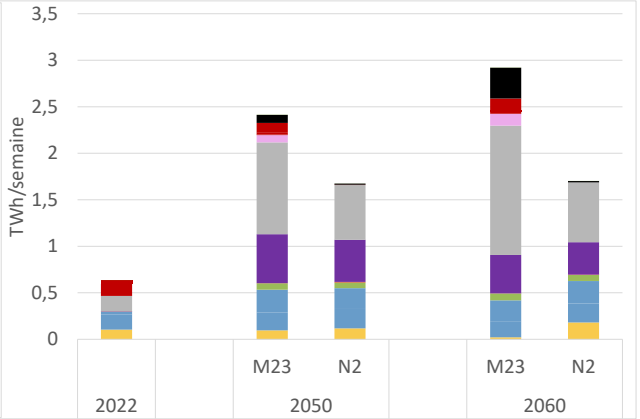
- En fonction de leurs caractéristiques, les leviers couvrent une partie plus ou moins importante des besoins de modulation aux différents horizons temporels

Nucléaire
Hydraulique
Flexibilité de consommation (hors power-to-gas)
Power-to-gas
Solde import/export
Thermique
Batteries
Énergie écrêtée

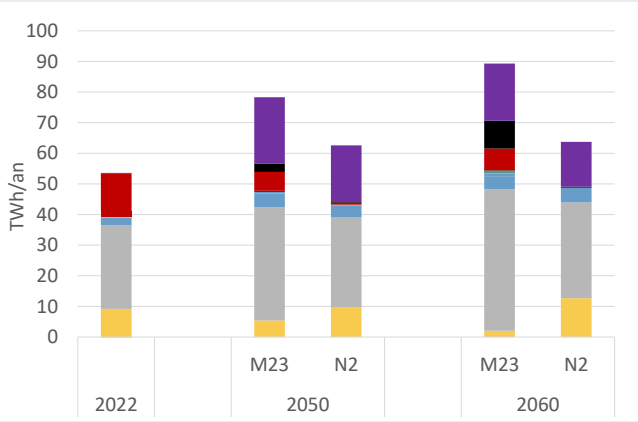
Modulation journalière



Modulation hebdomadaire



Modulation annuelle



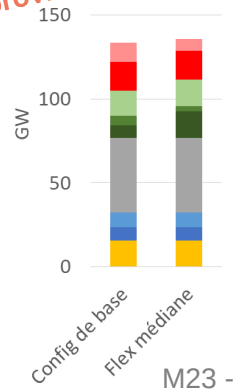
Différentes configurations possibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement

- Plusieurs **bouquets de flexibilités contrastés possibles** dans les scénarios M23 et N2
- L'analyse permet d'identifier les services apportés par les différentes flexibilités avec deux niveaux de concurrence sur des échelles de temps distinctes

Nucléaire
Hydraulique (hors STEP)
STEP
Capa d'imports
Pilotage VE
Effacements
Pilotage ECS
Thermique décarboné
Batteries

Horizon journalier / hebdo

Résultats provisoires



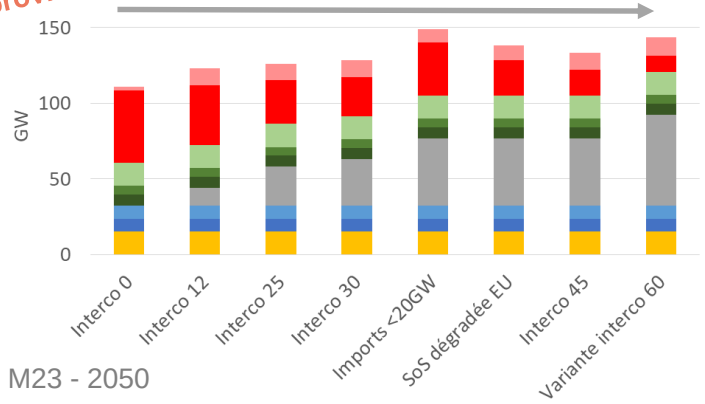
M23 - 2050

Les **flexibilités de la consommation** et **les batteries** sont substituables

Horizon hebdomadaire / annuel

Résultats provisoires

Soutien européen croissant



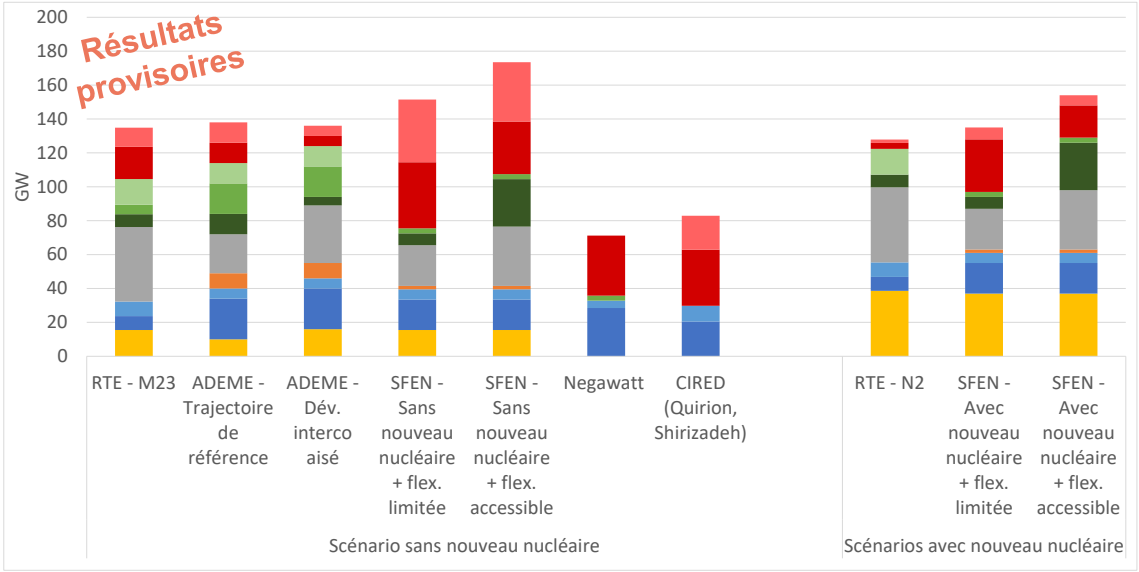
M23 - 2050

La **contribution de l'Europe** à la France (interconnexions, moyens thermiques en Europe, …) et les **moyens thermiques en France** sont substituables

Des besoins de flexibilité pour garantir l'équilibre offre-demande qui se situent dans la fourchette de ceux identifiés dans d'autres études

- Les besoins de capacités flexibles pour la sécurité d'approvisionnement dans des scénarios à forte part EnR **diffèrent nettement selon les études**
- Dans les scénarios sans nouveau nucléaire : un **socle de thermique décarboné** identifié dans toutes les études
- Dans les scénarios avec nouveau nucléaire, un besoin de thermique décarboné qui dépend du niveau d'interconnexion

Puissance installée de production commandable et leviers de flexibilités (y.c. capacités d'import) dans différentes études et les configurations étudiées de M23 et N2 2050



Questions / Réponses



4

Bilans énergétiques et fonctionnement des différents moyens

(premiers résultats provisoires)

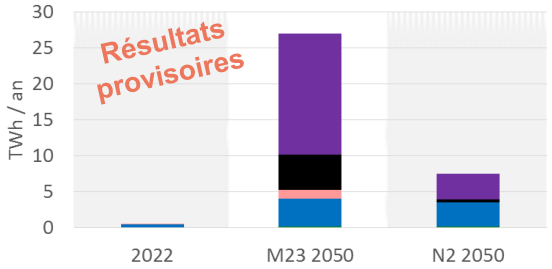
L'analyse détaillée du fonctionnement des scénarios se poursuit et s'affine progressivement avec les simulations

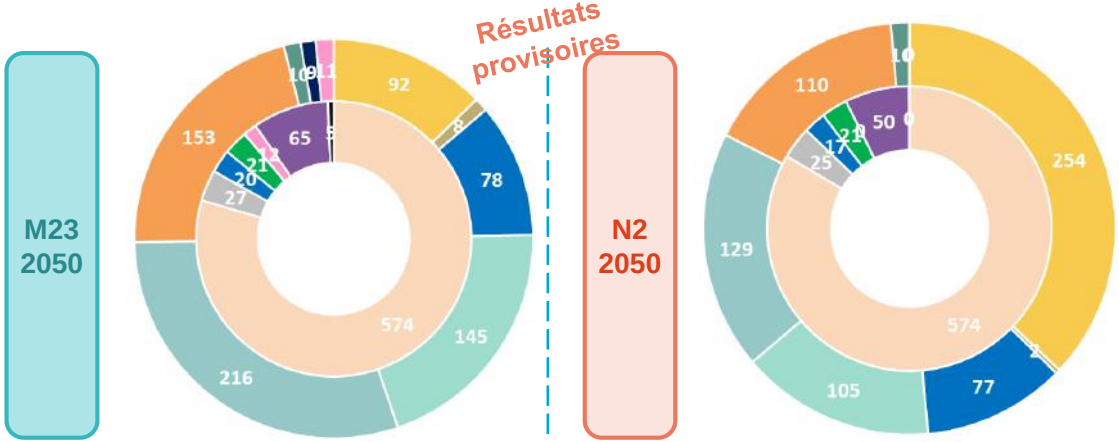
- Le scénario M23 est marqué par des **pertes de productible électrique** légèrement plus importantes que dans le scénario N2 (du fait des conversions pour les différentes formes de stockage et écrêtements de production EnR)

→ Au total, de l'ordre de 10 à 20 de TWh de production « perdue» dans M23 en 2050, contre seulement quelques TWh dans N2

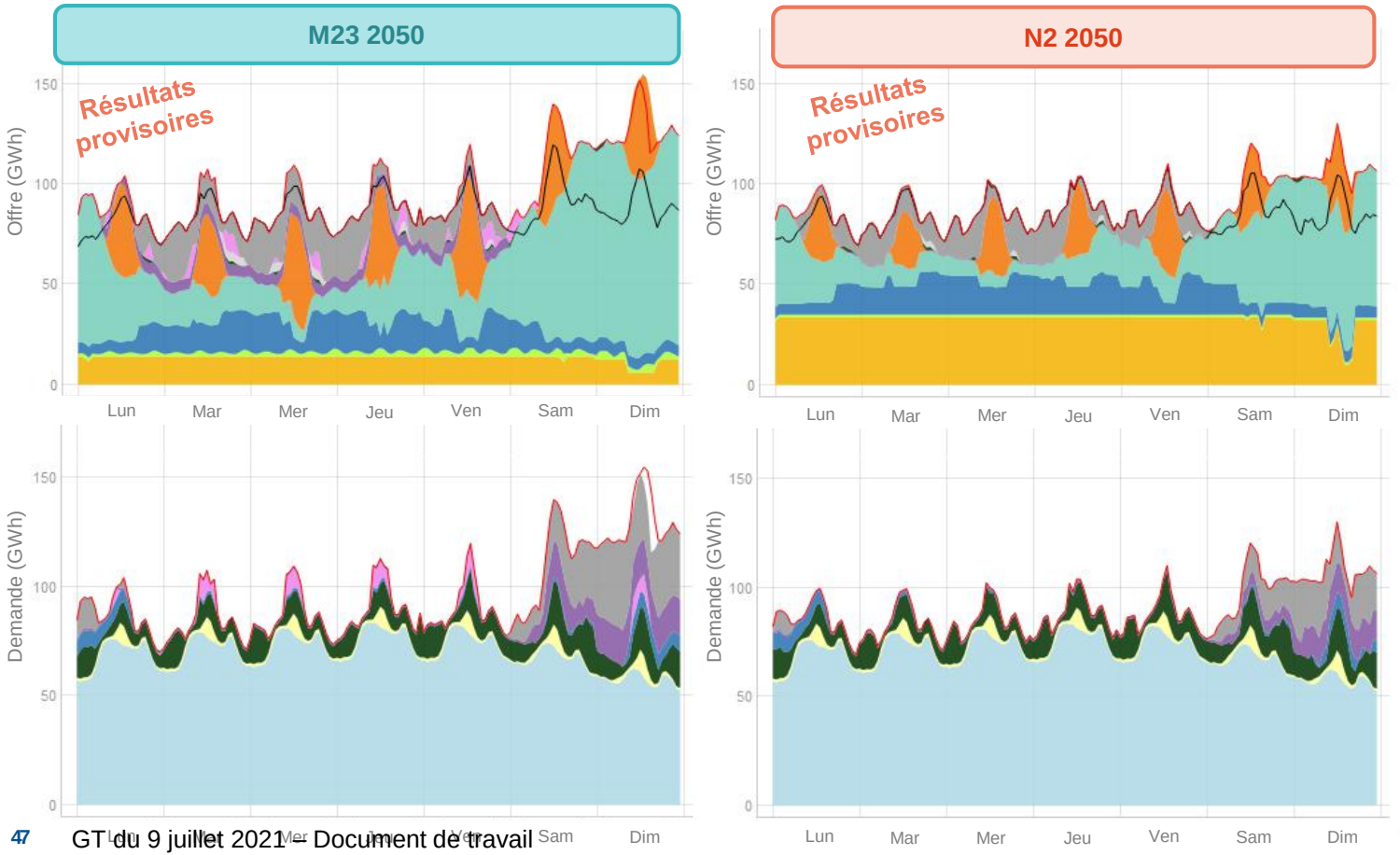
- Les niveaux de développement des EnR sont progressivement ajustés pour tenir compte de ces enseignements

Pertes de production (en moyenne) dans les rendements de transformation et écrêtements





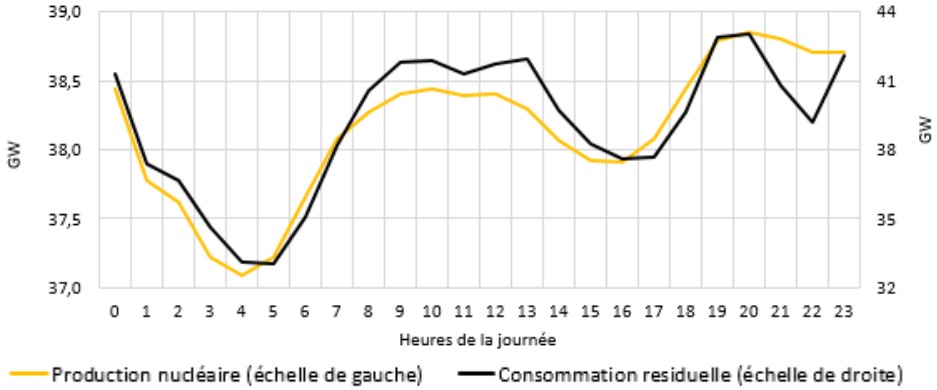
Exemples de fonctionnement sur une semaine tendue d'hiver



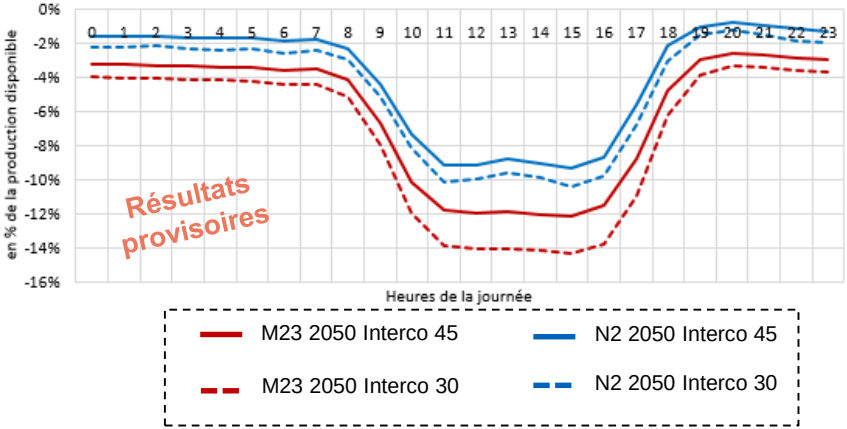
La modulation « fatale » du nucléaire est conditionnée par le développement des EnR

- A horizon 2050, les périodes de modulation « fatale » du nucléaire (i.e. faute de débouché) se situent en milieu de journée, lorsque la production solaire est abondante
- Les batteries et les conso flexibles permettent de limiter l'ampleur de cette modulation
- La part de production disponible modulée à la baisse augmente avec le taux d'EnR. A horizon 2050, la modulation est plus importante dans M23 que dans N2 (+ 2% de productible modulé)
- Le développement des interconnexions réduit la modulation fatale (environ 1% entre les configurations « interco 30» et « interco 45»)

Profils moyens journaliers observés en 2020 (source éco2mix)



Profils moyens journaliers de production nucléaire simulés en 2050



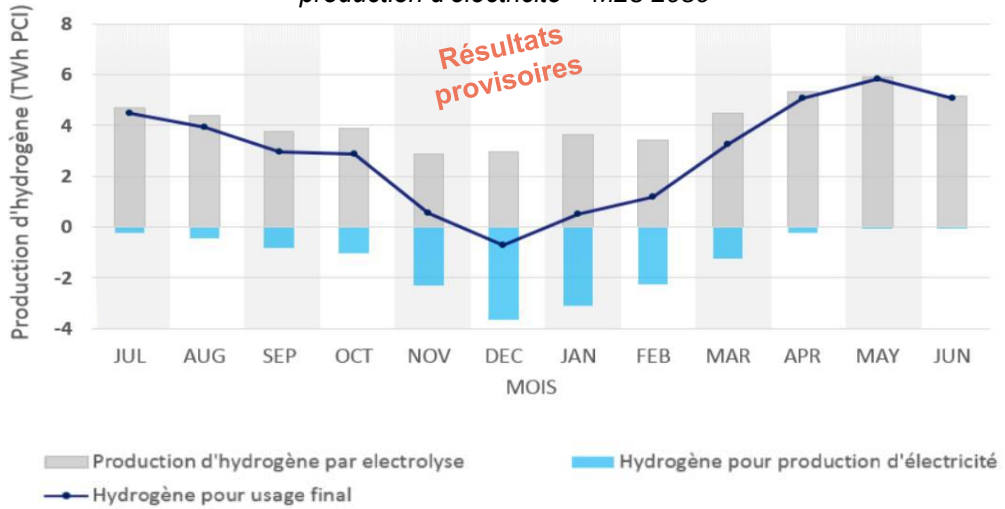
Des enjeux potentiels sur le stockage de l'hydrogène

- L'utilisation des électrolyseurs lors des périodes de production EnR et nucléaire disponible conduit à une production d'hydrogène saisonnalisée et très variable selon les semaines et les années
- Si les moyens thermiques fonctionnent à l'hydrogène, la variabilité de la production nette d'hydrogène pour usage final est accentuée

→ La gestion de cette variabilité induit des besoins de stockage d'hydrogène et d'infrastructures de réseau

→ A défaut, une partie des électrolyseurs pourraient être amenés à fonctionner « en bande » pour alimenter les usages ayant un besoin continu d'hydrogène

Production et consommation mensuelles moyennes d'hydrogène pour la production d'électricité – M23 2050

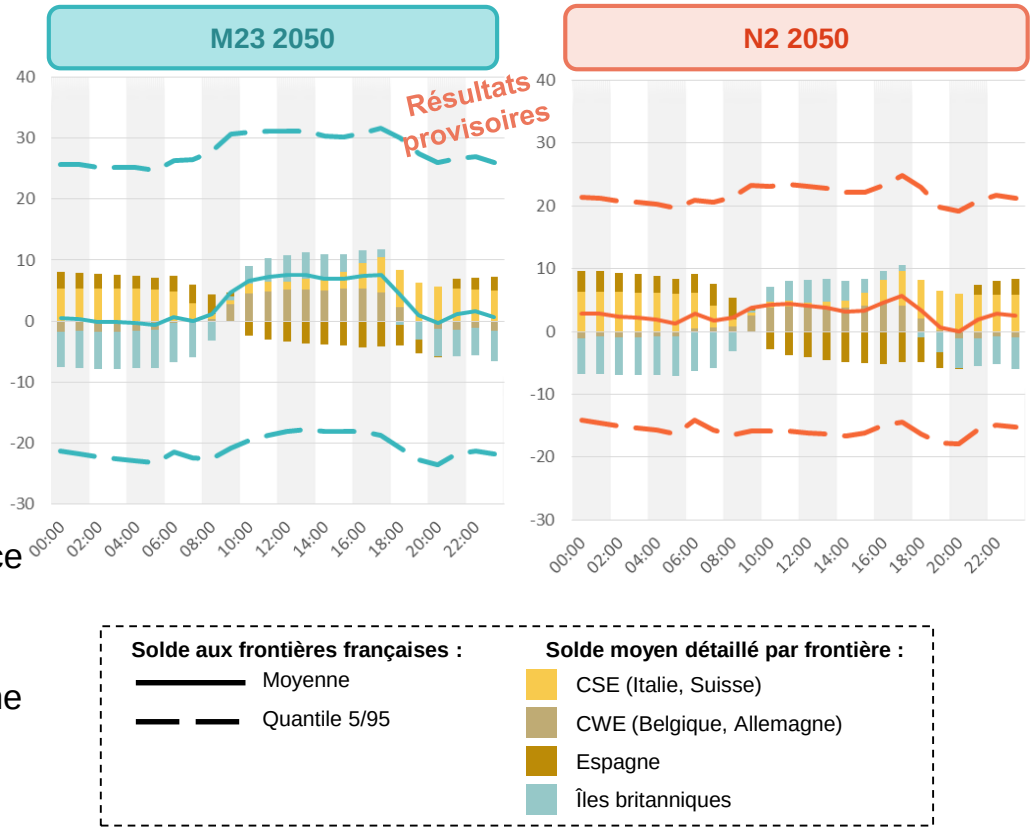


Les échanges entre la France et ses voisins seront plus variables, au sein d'une journée mais également d'une journée à l'autre

- **Des échanges aux interconnexions beaucoup plus variables :**
  - Une forte variabilité entre les journées, semaines, etc… qui est la conséquence de l'effet de foisonnement des aléas (notamment éolien) en Europe
  - Un profil type journalier d'échange qui évolue légèrement et compense en partie la variation naturelle de la production PV
- **Des flux traversant importants :**

  Liés à la situation géographique de la France et les différence de structure des parcs de production en Europe :
  - Europe du Nord : forte production éolienne
  - Europe du Sud : forte production PV

Solde exportateur horaire de la France (GW)





4

Sécurité d’approvisionnement

La conjonction de périodes froides et sans vent, en particulier à l'échelle européenne, deviendra le premier facteur de risque

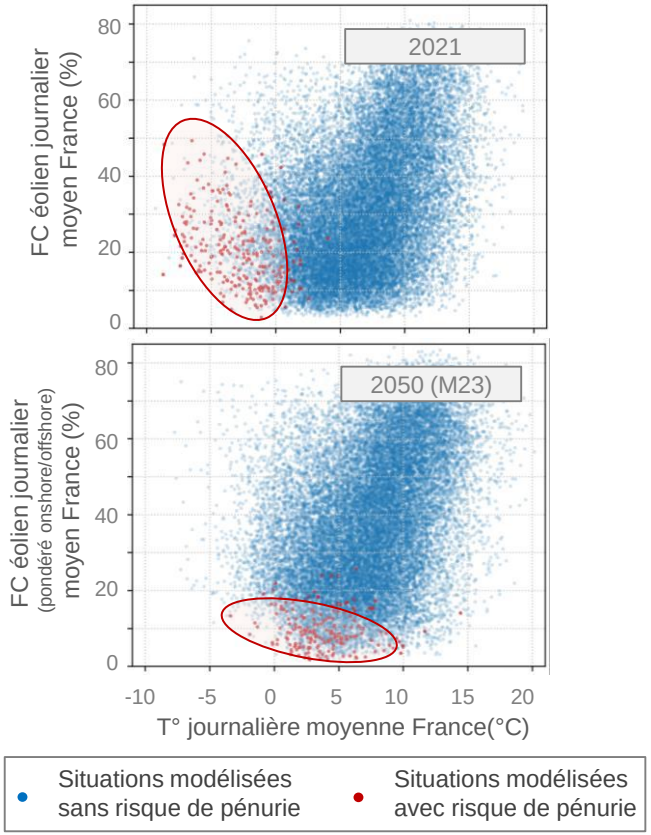
Les **risques pour l'équilibre offre-demande évoluent**, et sont principalement :

- aujourd'hui, les vagues de froid intenses;
- en 2050 : les épisodes avec peu de vent et froids. En particulier , l'ampleur des risques augmente lorsque ces aléas météorologiques sont conjoints avec le reste de l'Europe.

Plusieurs motifs, notamment :

- **Augmentation de la part des EnR** (en particulier de l'éolien);
- **Interdépendance accrue** des systèmes électriques européens;
- Dans une moindre mesure, **baisse de la thermosensibilité hivernale** de la consommation (env. -10% d'ici 2050) et le **réchauffement des températures**, y compris en hiver

Distribution des risques selon la température et l'éolien en France en hiver

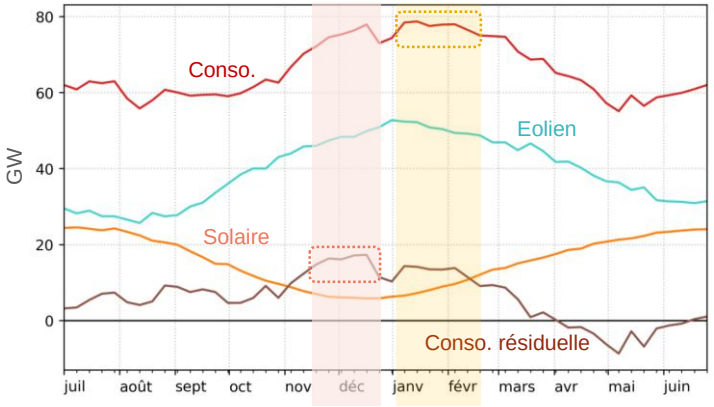


La majorité des risques se déplacent en fin d'automne ou début d'hiver

La majorité des **risques pour l'équilibre offre-demande**, aujourd'hui concentrés sur le cœur et la fin d'hiver (à + de 90%), **se déplacent vers la fin d'automne/début d'hiver**, sous plusieurs effets:

- d'une part, les mix à 2050 disposent de parts conséquentes d'EnR dont la production est inférieure en automne/début d'hiver qu'en fin d'hiver ;
- d'autre part, le risque de pics de consommation, aujourd'hui majoritairement concentré sur janvier/février, se réduit en 2050 sous l'effet de la baisse de thermosensibilité et du réchauffement des T°.

Puissance moyenne journalière de production EnR et de consommation dans le scénario M23 à 2050



Nov/Déc: Plus forts pics de consommation résiduelle

Jan/Fév : Plus forts pics de consommation

S'agissant de l'été, plusieurs effets interviennent :

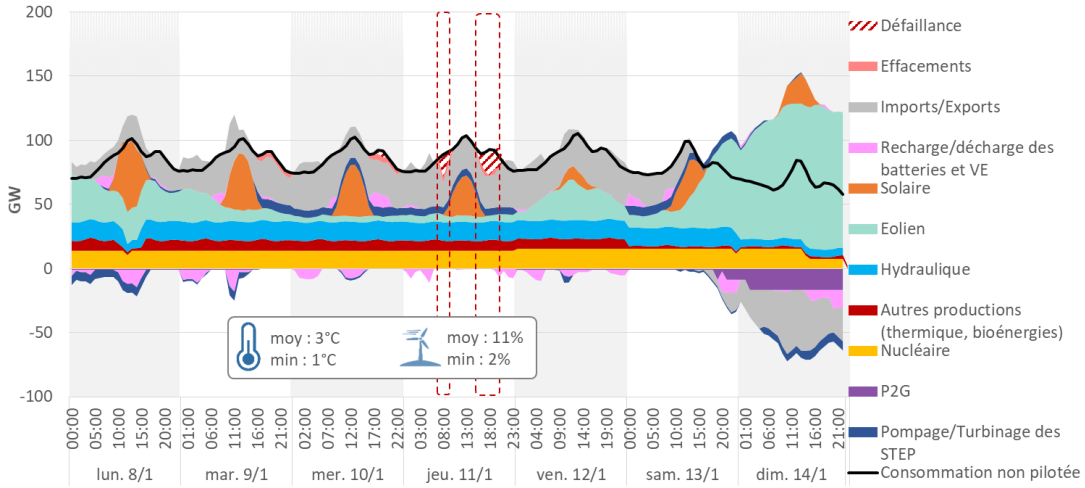
- défavorables : doublement de la thermosensibilité estivale, et risques accrus de canicule et de sécheresse ;
- favorables : la survenue de fortes chaleurs est corrélée à une très forte production solaire permettant d'alimenter la consommation et d'optimiser le fonctionnement des flexibilités, et part du nucléaire (sensible aux fortes chaleurs) en baisse

Les analyses qualifieront la résilience du système face aux « stress tests »

L'étude intègrera plusieurs analyses de type « stress tests», parfois conjugués:

- les vagues de froid
- les canicules
- les épisodes de vent très faible
- les sécheresses prolongées

par exemple pour M23 en 2050



Le niveau cible de sécurité d'approvisionnement au cœur de la construction des scénarios

Les épisodes de déficit de production étant beaucoup plus marqués en 2050, l'étude intègre déjà un **dimensionnement des mix** pour l'ensemble des scénarios **différent de celui actuel** (critère des « 3 heures »), afin de maintenir une même espérance d'« énergie non distribuée » (~10GWh, i.e. ~1h de défaillance)

Les scénarios finaux respecteront a minima cette première approche

D'autres pistes de dimensionnement pourraient aussi être investiguées, par exemple basées sur :

- Une indépendance énergétique renforcée ;
- Une résilience accrue aux situations dites « stress tests» ;
- La caractérisation des secteurs de consommation soumis aux risques de coupures lors d'épisodes de tension, etc.



4

Conclusions et suites

Principaux enseignements à date

Enseignements communs aux scénarios

- Les besoins de flexibilité sont en forte hausse (mais à des niveaux différents)
- Le foisonnement des aléas est important en Europe (notamment sur la production éolienne)
- Un développement soutenu des interconnexions est économiquement pertinent et réduit le besoin de construire des moyens pilotables en France
- La mutualisation des moyens de back-up apportée par le développement des interconnexions conduit à une interdépendance accrue entre les systèmes électriques nationaux
- Les échanges quotidiens aux interconnexions deviennent beaucoup plus variables et dépendants des conditions climatiques. Des flux traversants liés aux différences de mix entre le nord et le sud de l'Europe
- Le renforcement du critère de sécurité d'approvisionnement est nécessaire pour éviter une dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement effectif des consommateurs finaux
- La nature des situations à risque pour le système électrique évolue :
    - Les situations à risque sont systématiquement des situations de vent faible
    - Les périodes de risque se déplacent : plus tôt dans l'hiver et moins au milieu de journée

Principaux enseignements à date

Enseignements spécifiques à N2

- Des besoins de flexibilités significatifs…
- … mais qui peuvent être couverts essentiellement par développement important des interconnexions et des flexibilités de consommation peut suffire à couvrir ce besoin : pas de besoin massif pour des batteries et du thermique décarboné (ni en 2050 et 2060)

Enseignements spécifiques à M23

- Des besoins de flexibilités plus important que dans N2 : le développement des interconnexions et les flexibilités de consommation ne suffisent pas pour assurer la sécurité d'approvisionnement
- Un espace économique pour les batteries existe mais est restreint du fait de la concurrence avec les flexibilités de consommation
- Un développement de capacités thermiques décarbonées est nécessaire , pour des puissances importantes mais pour une consommation annuelle de gaz décarboné qui peut être limitée en moyenne
- L'ampleur du besoin dépend fortement des configurations en Europe et du niveau des développement des interconnexions

Suite des travaux et prochaines étapes

- L'ensemble des supports (présentation et document de cadrage) seront mis à disposition sur le site de la concertation:
  https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau



- Les retours sur les éléments présentés sont les bienvenus

  Point de contact : via l'adresse mail rte-concerte-bp@rte-france.com

- Les simulations et analyses se poursuivent sur l'ensemble des scénarios et des variantes considérés. Une nouvelle réunion de présentation des résultats sur l'équilibre offre-demande sera organisée en octobre

concerte.fr
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE

- **Calendrier des prochaines réunions pour les autres GT**

Mardi 13 juillet (9h-11h30) : réunion du GT6 (Environnement) pour un point d'étape sur les analyses environnementales avec des précisions sur les analyses de cycle de vie et des premiers résultats

Septembre : réunions à programmer