

Présentation des résultats du *Sounding Board*

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018



I. OBJECTIFS, DEMARCHE ET MODE DE PRESENTATION DES RESULTATS.....	3
1) OBJECTIFS.....	3
a) <i>Contexte</i>	3
b) <i>Liste des thèses</i>	3
2) DEMARCHE	5
a) <i>Panel interrogé</i>	5
b) <i>Mode de présentation des résultats</i>	6
II. SYNTHESE DES RESULTATS	6
1) PRINCIPAUX MESSAGES	6
a) <i>Des consensus émergent des réponses des experts</i>	6
b) <i>D'autres points font au contraire débat</i>	7
2) SYNTHESE DES RESULTATS STATISTIQUES	7
III. PRESENTATION DES RESULTATS DETAILLES	8
1) DEMANDE D'ENERGIE FINALE	8
2) SYSTEME ELECTRIQUE	10
a) <i>Systèmes électriques décarbonés</i>	10
b) <i>Compétitivité des ENR</i>	11
c) <i>Stockage d'électricité</i>	13
d) <i>Market design</i>	14
e) <i>Signaux de prix et contrats de long terme</i>	15
3) RESEAUX ELECTRIQUES.....	16
a) <i>Impact opérateurs</i>	16
b) <i>Optimisation transport/production</i>	18
c) <i>Réseaux de transport</i>	19
d) <i>Equilibrage des réseaux</i>	20
e) <i>Coordination GRT/GRD</i>	21
f) <i>Microgrids / Impact réseaux</i>	22
4) SYSTEMES GAZIERS.....	23
5) HYDROGENE	24
6) CONSOMMATEURS / FOURNISSEURS	26
a) <i>Autoconsommation</i>	26
b) <i>Corporate PPA</i>	27
IV. ANNEXES	30
1) LISTE NOMINATIVE DU PANEL D'EXPERTS DU <i>SOUNDING BOARD</i>	30

I. Objectifs, démarche et mode de présentation des résultats

1) Objectifs

a) Contexte

Le secteur de l'énergie connaît des bouleversements majeurs, en Europe et dans le monde, sous l'effet de deux véritables révolutions. D'une part, la transition énergétique rebat les cartes en ce qui concerne le mix de production d'électricité. La nécessité de réduire les émissions de CO₂ conduit à limiter la part des énergies fossiles, tandis que les conséquences de l'accident de Fukushima pèsent sur les fondamentaux économiques de la production nucléaire. Parallèlement, les énergies renouvelables intermittentes, comme les technologies de stockage de l'énergie, voient leur coût de production diminuer de façon spectaculaire. D'autre part, la révolution numérique transforme le secteur de l'énergie dans toutes ses composantes. La multiplication des données disponibles, grâce notamment au déploiement des compteurs communicants, va de pair avec le développement exponentiel de la capacité de traitement de ces données. Les méthodes de gestion et de maintenance des réseaux, la connaissance du comportement et des attentes des consommateurs, la possibilité de piloter intelligemment les équipements, s'en trouvent profondément modifiées.

Ces évolutions majeures créent un futur particulièrement incertain et remettent en question le fonctionnement des marchés de l'énergie.

Dans ce contexte, l'objectif de cette étude a été d'analyser, en Europe et dans le monde, les mutations à l'œuvre dans le secteur de l'énergie pour mieux connaître et anticiper les évolutions prévisibles à moyen et long terme.

Une première phase de ce travail a notamment contribué à mettre en exergue une dizaine de « thèses » décrivant ce que pourrait être un futur énergétique de long terme. Plus de 80 personnalités qualifiées du secteur de l'énergie – françaises, européennes et mondiales – ont été sollicitées pour partager leur opinion personnelle sur la probabilité de réalisation de ces thèses, aux échéances 2030 et 2050.

b) Liste des thèses

Thème	Enoncé de la thèse
1. Demande d'énergie finale	Alors que la demande d'énergie finale à l'échelle mondiale augmentera, tirée par l'augmentation de la demande des pays en développement, elle diminuera fortement en Europe et en France, y compris pour le gaz naturel. En Europe et en France, la demande d'électricité diminuera ou au plus augmentera légèrement et ce malgré des transferts d'usages importants vers cette énergie.
2. Système électrique	a. [Systèmes décarbonés] A l'échelle mondiale, le développement des nouvelles capacités électriques sera très majoritairement renouvelable. Au sein des pays développés, des systèmes électriques très fortement décarbonés (>80%) émergeront à terme, au plus tard à l'horizon 2050.
	b. [Compétitivité des ENR] Ces systèmes électriques décarbonés seront compétitifs (par rapport au thermique fossile) dans les zones interconnectées comme a fortiori dans les ZNI.

	<p>c. [Stockage de l'électricité] Le stockage massif de l'électricité, notamment par le biais des batteries de véhicules électriques, jouera un rôle essentiel pour permettre le bon fonctionnement de systèmes électriques décarbonés avec une haute proportion d'énergies renouvelables intermittentes.</p> <p>d. [Market Design] Dans ce contexte, le prix de marché de gros ne sera pas utilisé comme référence pertinente pour le signal prix d'investissement (restant seulement pour l'optimisation du dispatching).</p> <p>e. [Signaux de prix et contrats de long terme] Le market design doit être adapté de façon à introduire ou réintroduire des signaux de prix ou des contrats de long terme.</p>
3. Réseaux électriques	<p>a. [Impact opérateurs] La transition énergétique aura un impact majeur sur les grands équilibres des réseaux électriques, engendrant à la fois un besoin significatif en réseaux et une baisse du taux d'utilisation de ceux-ci.</p> <p>b. [Optimisation transport / production] Le passage à une proportion élevée d'ENR représentera une refonte complète des systèmes et des réseaux électriques, nécessitant une réflexion d'ensemble pour optimiser les investissements dans les réseaux de transport et la production.</p> <p>c. [Réseaux de transport] La demande apparente vue des réseaux de transport diminuera fortement (du fait du développement de la production décentralisée), mais les besoins en interconnexions augmenteront pour exploiter le foisonnement climatique des ENR.</p> <p>d. [Équilibrage des réseaux] Les besoins de flexibilité augmenteront et seront majoritairement pourvus via des outils décentralisés (stockage, effacement, modulation de consommation, batteries de VE, production décentralisée) nécessitant l'agrégation d'un très grand nombre de points diffus ; les gestionnaires de réseau de distribution se transformeront en véritables opérateurs exploitants, responsables d'une gestion active du réseau et de l'organisation de marchés locaux de flexibilité.</p> <p>e. [Coordination GRT / GRD] La coordination entre GRT et GRD dans l'exploitation et l'optimisation des sources de flexibilité (question de l'optimisation globale / optimisation locale) deviendra un problème essentiel à traiter.</p> <p>f. [Microgrids / impact réseaux] Des microgrids permettant d'assurer localement l'approvisionnement des quartiers se développeront de façon rentable là où les conditions économiques et réglementaires le permettent. Sauf cas particulier (systèmes isolés, absence de réseau fiable), ils resteront connectés au réseau principal</p>
4. Systèmes gaziers	<p>En Europe, les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important sous l'effet de plusieurs facteurs : une substitution vers le gaz « vert », la croissance des usages mobilité, une contribution du gaz qui reste importante pour le passage de la pointe hivernale en complément de l'électricité décarbonée.</p>
5. Hydrogène	<p>A terme, une économie de l'hydrogène émergera dans les pays développés, apportant une réponse pertinente à des besoins spécifiques sur certains segments de la mobilité mais surtout à une décarbonation massive des systèmes électriques et gaziers.</p>
6. Consommateurs / Fournisseurs	<p>a. [Autoconsommation] Le consommateur particulier ou PME sera de plus en plus souvent auto-producteur, à hauteur de plusieurs millions dans chacun des principaux pays européens à moyen terme.</p>

	b. [Corporate PPA] Pour les grandes entreprises, la signature de contrats d'achat long-terme directs avec des producteurs d'énergie renouvelable sera développée à grande échelle dans tous les pays développés.
--	---

2) Démarche

a) Panel interrogé

Dans le cadre de ce *Sounding Board*, plus de 80 experts français et internationaux ont été invités à se prononcer sur 16 thèses décrivant ce que pourrait être un futur énergétique de long terme. Concrètement, trois réponses ont été sollicitées pour chacune des thèses :

- la probabilité d'occurrence de cette thèse à horizon 2030,
- la probabilité d'occurrence de cette thèse à horizon 2050,
- tout commentaire éventuel relatif à la réalisation de la thèse (conditions de réalisation, justification de la réponse apportée...).

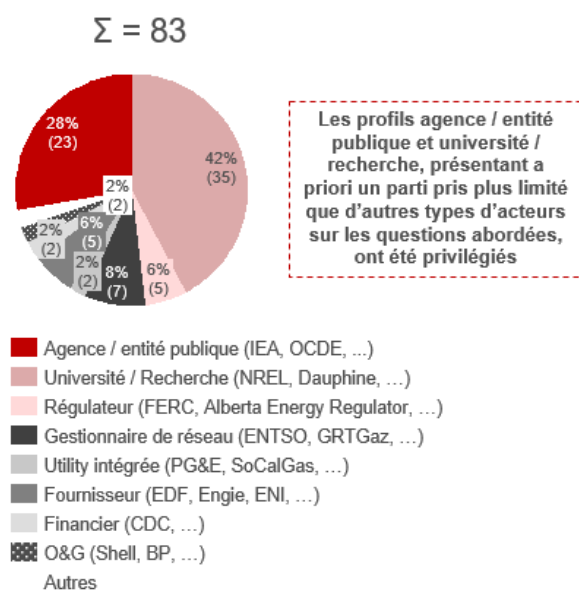
Chaque réponse apportée en termes de probabilité d'occurrence concerne la réalisation de l'ensemble de la thèse, telle qu'elle est proposée, et non une partie seulement.

Les résultats agrégés sont ensuite restitués en maintenant la confidentialité des réponses individuelles des experts : les thèses sont évaluées de façon statistique, et les *verbatim* des commentaires cités de manière anonyme.

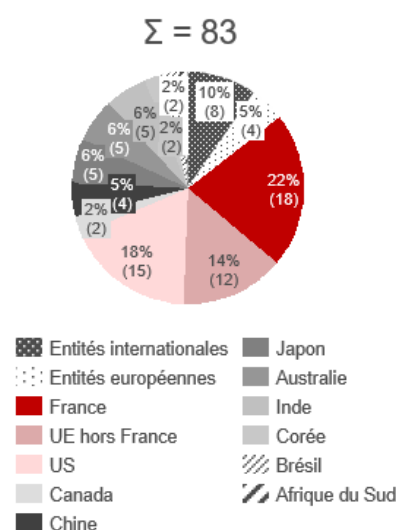
Les experts interrogés ont été sélectionnés afin de représenter l'ensemble des zones géographiques. Les répondants français représentent environ 20% du panel interrogé, de même que les répondants américains. Le reste du panel est réparti entre : 25% de répondants en cumulé sur la zone Asie-Pacifique, 15% d'européens hors France, 15% d'entités internationales ou européennes, et 5% d'autres pays.

Une diversité importante d'acteurs du secteur est représentée, mais les profils académiques ou institutionnels, qui présentent a priori un parti pris plus limité au regard des enjeux abordés, ont été à dessein ciblés en priorité. Ils représentent environ 70% des répondants.

Répartition par type d'acteur des répondants



Répartition géographique des répondants



b) Mode de présentation des résultats

Les résultats du *Sounding Board* peuvent être synthétisés en regroupant les répondants toutes nationalités confondues en trois catégories, pour chaque thèse et chaque échéance :

- Les « convaincus », ayant opté pour les réponses « Probable » et « Certain »
- Les « Ne se prononcent pas », correspondant à la réponse centrale « Plausible »
- Les « Pas convaincus », ayant opté pour les réponses « Impossible » et « Peu plausible »

Les résultats suivant ce prisme sont tout d'abord présentés dans le paragraphe II, ainsi que les messages clés émergeant de l'analyse détaillée.

Le paragraphe III présente le détail de l'analyse des réponses du panel. Pour chaque thèse, les résultats statistiques sont fournis :

- pour l'ensemble du panel (toutes nationalités confondues), pour le panel européen uniquement, et pour le panel hors Europe,
- dans le détail des cinq options de probabilité sélectionnables par les experts (sans agréger « Certaine » et Probable » d'une part, et « Peu plausible » et « Impossible » d'autre part comme dans la synthèse).

Des analyses sont présentées, décrivant les consensus ou incertitudes émergeant des réponses, ainsi que les arguments mis en avant dans les commentaires pour justifier, préciser ou argumenter les choix des experts. Lorsque c'est approprié, des analyses complémentaires par zones géographiques – plus précises qu'à l'échelle Europe / hors Europe – sont également effectuées.

Enfin une sélection de *verbatim* est mise en exergue pour chaque thèse. Cette sélection est effectuée à partir des commentaires les plus approfondis et/ou les plus représentatifs des arguments avancés par le panel, que ces arguments soient en faveur de la thèse ou destinés à émettre des réserves ou souligner des conditions de réalisation.

II. Synthèse des résultats

1) Principaux messages

a) Des consensus émergent des réponses des experts

Une large majorité du panel interrogé est convaincue :

- du rôle majeur de l'électrification des transports et de la chaleur dans l'évolution de la demande finale, à la fois totale (en termes de baisse de la demande en produits pétroliers) et en électricité (en termes de compensation des efforts d'efficacité énergétique),
- de l'apparition à long terme (2050) de systèmes électriques décarbonés ENR à plus de 80%, et de la compétitivité de ces systèmes par rapport au thermique fossile y compris dans les zones interconnectées,
- de la nécessité dans ce contexte d'une refonte du market design pour introduire des signaux de long terme,
- du besoin à moyen et long terme d'une meilleure coordination entre GRT et GRD d'une part, et entre développement des moyens de production et des réseaux d'autre part, afin d'optimiser le développement des futurs systèmes électriques et l'exploitation des nouvelles sources de flexibilité,
- du besoin de développement des interconnexions pour l'intégration des ENR.

Le panel interrogé semble en revanche, dans sa majorité, peu convaincu y compris à long terme par l'essor d'une économie et d'un rôle significatif pour l'hydrogène dans le futur mix énergétique : cette thèse est la seule à recueillir une majorité d'avis négatifs à horizon 2030, et une majorité des répondants ne se prononcent pas (ce qui se traduit par une majorité d'avis « Plausibles ») à horizon 2050.

b) D'autres points font au contraire débat

Les opinions exprimées sont notamment partagées sur deux points importants :

- La baisse des consommations d'énergies de réseau (gaz et surtout électricité) en Europe : les avis divergent en particulier, dans le cas de l'électricité, sur les effets de compensation entre les efforts d'efficacité énergétique et l'électrification des usages.
- Le rôle à long terme du système gazier et de ses infrastructures au sein du mix énergétique : les avis positifs sont encore majoritaires à horizon 2050 sur le fait que les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important, mais des incertitudes émergent, avec un pourcentage de répondants non convaincus ou ne se prononçant pas qui atteint 45%, contre seulement 28% à horizon 2030.

2) Synthèse des résultats statistiques

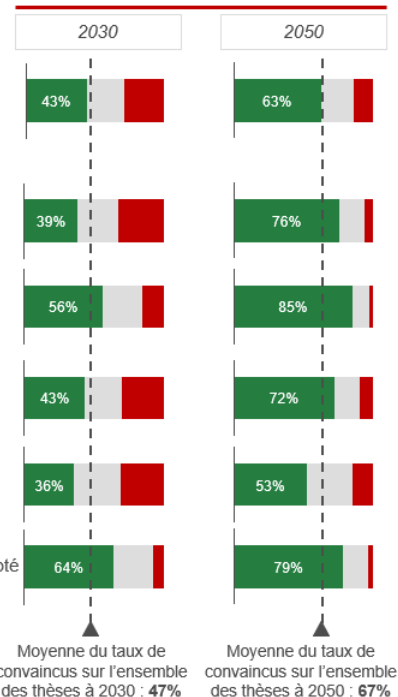
Légende :

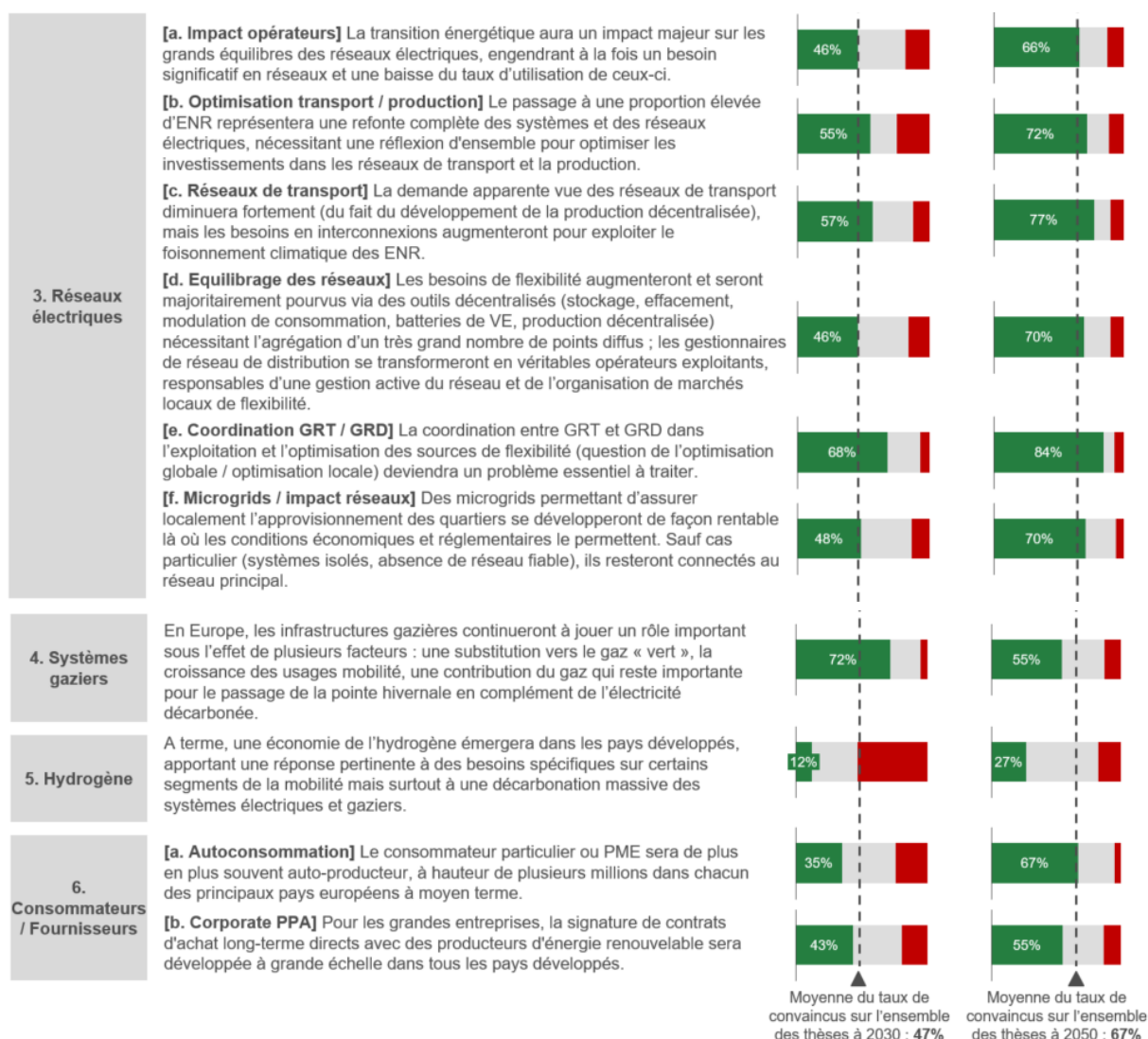
■ Convaincus ("Probable" & "Certain") ■ Ne se prononcent pas ("Plausible") ■ Pas convaincus ("Peu plausible" & "Impossible")

Rappel des thèses

1. Demande d'énergie finale	Alors que la demande d'énergie finale à l'échelle mondiale augmentera, tirée par l'augmentation de la demande des pays en développement, elle diminuera fortement en Europe et en France, y compris pour le gaz naturel. En Europe et en France, la demande d'électricité diminuera ou au plus augmentera légèrement et ce malgré des transferts d'usages importants vers cette énergie.
2. Système électrique	[a. Systèmes décarbonés] A l'échelle mondiale, le développement des nouvelles capacités électriques sera très majoritairement renouvelable. Au sein des pays développés , des systèmes électriques très fortement décarbonés (>80%) émergeront à terme, au plus tard à l'horizon 2050.
	[b. Compétitivité des ENR] Ces systèmes électriques décarbonés seront compétitifs (par rapport au thermique fossile) dans les zones interconnectées comme a fortiori dans les ZNI.
	[c. Stockage de l'électricité] Le stockage massif de l'électricité, notamment par le biais des batteries de véhicules électriques, jouera un rôle essentiel pour permettre le bon fonctionnement de systèmes électriques décarbonés avec une haute proportion d'énergies renouvelables intermittentes.
	[d. Market Design] Dans ce contexte, le prix de marché de gros ne sera pas utilisé comme référence pertinente pour le signal prix d'investissement (restant seulement pour l'optimisation du dispatching)
	[e. Signaux de prix et contrats de long terme] Le market design doit être adapté de façon à introduire ou réintroduire des signaux de prix ou des contrats de long terme.

Résultats agrégés



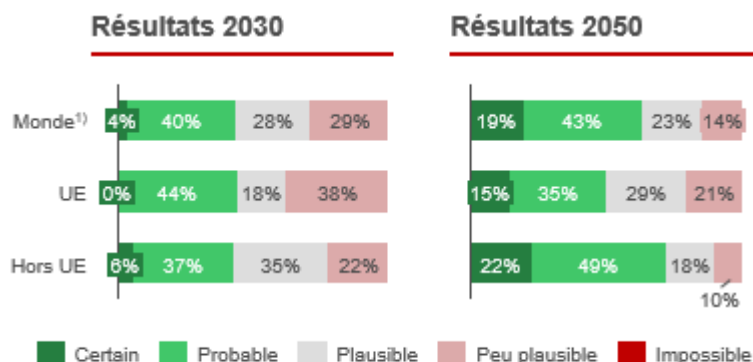


III. Présentation des résultats détaillés

1) Demande d'énergie finale

Rappel de la thèse :

Alors que la demande d'énergie finale à l'échelle mondiale augmentera, tirée par l'augmentation de la demande des pays en développement, elle diminuera fortement en Europe et en France, y compris pour le gaz naturel. En Europe et en France, la demande d'électricité diminuera ou au plus augmentera légèrement et ce malgré des transferts d'usages importants vers cette énergie.



1) « Monde » désigne l'ensemble du panel, toutes nationalités confondues

- **Le panel interrogé émet des avis partagés sur cette thèse à horizon 2030**, avec moins de 50% d'avis positifs et près d'un tiers d'avis négatifs. **Les doutes évoqués dans les commentaires concernent en premier lieu l'impact réel des politiques d'efficacité énergétique** européennes. Certains estiment que « les scénarios normatifs ont tendance à surestimer la capacité des politiques à induire de fortes hausses de l'efficacité énergétique », et que « la plupart des pays et l'Union Européenne ont historiquement échoué à mettre en place des politiques d'efficacité énergétique efficaces ». Ils peinent donc à envisager une diminution forte de la demande totale à cette échéance. D'autres en revanche estiment cette thèse probable à horizon 2030, grâce à « la combinaison des efforts accrus d'efficacité énergétique, d'une population stable, et d'un découplage de la demande énergétique et de la croissance économique ».
- **A horizon 2050, les avis positifs sont majoritaires, à hauteur de 60%, mais restent encore minoritaires parmi les répondants européens alors qu'ils atteignent 73% hors Europe. Les réserves mises en avant par le panel portent en particulier sur la décroissance ou stagnation de la demande en électricité en Europe :**
 - Il y a un consensus sur la baisse de la demande finale totale à cette échéance, mais le panel souligne que l'électrification des transports et de la chaleur est clé pour la réalisation de cette tendance sur la demande totale (car indispensable à la baisse de la demande en produits pétroliers), et que ces transferts d'usage vont tirer vers le haut la demande en électricité.
 - Par ailleurs le panel européen émet des doutes plus prononcés que le reste du monde sur l'impact des efforts d'efficacité énergétique.
 - La combinaison de ces effets conduit une partie du panel européen à penser que – dans le cas de la demande électrique – les « efforts d'efficacité énergétique seront compensés à plus long terme par une forte électrification des usages (VE, PAC), du fait de la faible empreinte carbone de la production électrique et de la chute du coût des ENR ». Les commentaires semblent par ailleurs indiquer que si l'électrification des transports est identifiée par l'ensemble du panel comme une tendance clé pour l'évolution de la demande totale et de la demande en électricité, l'électrification de la chaleur est en revanche une préoccupation majoritairement européenne.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- *“The unsustainability of many of today's wasteful uses of energy – e.g. inefficient buildings, private autos, long-distance shipping, industrial agriculture and food waste – will become increasingly obvious and pressures to remedy them will become more compelling”*

- « Le transfert d'usage vers l'électricité ne compensera pas la baisse de la demande liée à l'efficacité énergétique. La baisse de la demande concernerait donc également l'électricité. Une forte pénétration des véhicules électriques à l'horizon 2050 pourrait infléchir et faire recroître la demande entre 2030 et 2050, mais cette dernière resterait en dessous de son niveau actuel. »

➤ **Réserves exprimées :**

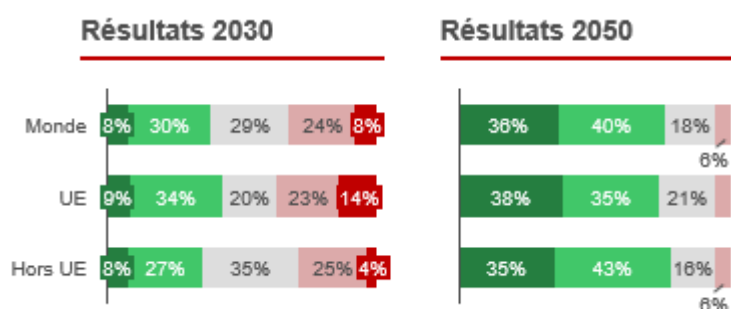
- “Normative scenarios tend to overrate the ability of policy makers to effectively induce strong increases in energy productivity. Important concerns are e.g. rebound effects and distributional issues limiting policymakers room for action.”
- “Total final demand will decrease. Demand of electricity will maybe not decrease because of electrification of space heating and transport”.
- “Concerning power demand: as the decarbonization of power is substantially easier than the decarbonization of other energy carriers, I think it likely that we see accelerating electrification, with resulting increases in electricity use.”
- « La demande risque à court terme d'être tirée vers le bas du fait des moyens significatifs mis en œuvre dans le domaine de l'efficacité énergétique. Ces efforts seront néanmoins compensés à plus long terme par une forte électrification des usages (Véhicules Electriques, Pompe à chaleur), du fait de la faible empreinte carbone de la production électrique et de la chute du coût des ENR. »

2) Système électrique

a) Systèmes électriques décarbonés

Rappel de la thèse :

A l'échelle mondiale, le développement des nouvelles capacités électriques sera très majoritairement renouvelable. Au sein des pays développés, des systèmes électriques très fortement décarbonés (>80%) émergeront à terme.



- **A horizon 2030 les avis sont encore partagés sur cette thèse**, avec 40-45% d'avis positifs en fonction des zones géographiques mais aussi plus d'un tiers d'avis négatifs et un pourcentage d'avis « Impossible » atteignant plus de 10% en Europe. L'atteinte de systèmes électriques à plus de 80% décarbonés à cette échéance assez proche paraît en effet difficilement réalisable aux yeux d'une partie du panel, ce qui explique la majorité des réserves exprimées, et en particulier les avis « Impossible ». Les commentaires mettent bien en avant le coût des ENR qui a « chuté de manière considérable et est maintenant très compétitif », mais également l'intermittence de ces moyens de production et leur intégration coûteuse au réseau lorsqu'elles atteignent des taux très élevés de pénétration. Par ailleurs « les solutions politiques

prises en œuvre ne donnent pas encore de certitudes sur le fait que de nouvelles capacités fossiles ne seront pas construites et mises sur le réseau à horizon 2030 », en particulier dans les pays en développement qui pourraient continuer à en construire de manière massive pour répondre à l'augmentation de leur demande. A court et moyen terme, une partie du panel met donc en doute le fait que les nouvelles capacités soient « très majoritairement renouvelables » dans les pays en développement.

- **A l'horizon 2050 en revanche un large consensus émerge en faveur de la thèse, avec environ 75% d'avis positifs.** L'importance de la baisse des coûts des solutions de stockage (notamment saisonnier) est mise en avant dans les commentaires comme nécessaire pour atteindre des pourcentages de production décarbonée de l'ordre de 80% sans une part élevée du nucléaire, ainsi que l'importance des prix du CO2. Les rôles potentiels des technologies de CCS et du nouveau nucléaire sont également soulignés dans un nombre plus marginal de commentaires.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *“As prices for renewable energy sources continue to decline worldwide, this category of generation will become the dominant form of new resources. Additionally, much progress has been made on the integration of variable renewable generation into the grid, both at the transmission and distribution grid levels. Further advances and price declines in energy storage technologies will accelerate this trend over the next 10 to 12 years.”*
- *“The only significant countervailing force to this trend is the political power of the fossil fuel industry. Other factors - the economics, the technology, the increasing frequency and severity of extreme weather events and the needs of people most affected by greenhouse gas impacts - will create an accelerating trend toward renewable power generation.”*
- *“The time period to 2030 is too short for a deep energy transformation that is required to shift towards deep decarbonization with more than 80% of carbon-free energy production even if penetration of renewable energy penetrates with higher rates compared to what we have seen so far. However, with more ambitious energy and climate policies this is likely to be achieved by 2050.”*
- *“Storage of power from low carbon systems is a key to achieving a percentage over 80.”*

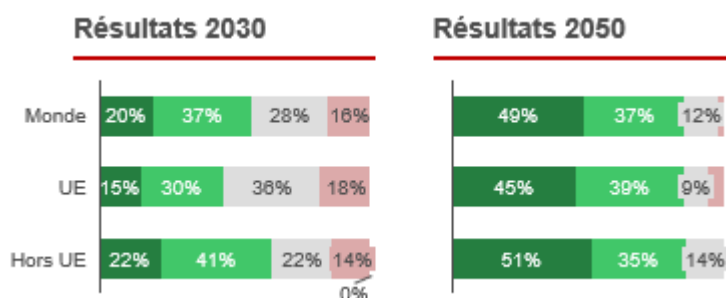
➤ **Réserves exprimées :**

- *“These scenarios are technically very plausible, but the political realization is currently not yet there to give us certainty that fossil will not be built and locked in. Especially in the 2030 timeframe.”*

b) Compétitivité des ENR

Rappel de la thèse :

Ces systèmes électriques décarbonés seront compétitifs (par rapport au thermique fossile) dans les zones interconnectées comme a fortiori dans les ZNI.



- **Cette thèse génère dès 2030 une majorité d'avis positifs**, certains commentaires soulignant que « la parité réseau est déjà atteinte dans certaines zones ». Cependant **des incertitudes persistent, notamment parmi les répondants européens qui n'atteignent que ~45% d'avis positifs contre plus de 60% hors Europe**. Cet écart entre les européens et non européens est attribuable au fait que les systèmes interconnectés européens sont très efficaces, ce qui rend plus difficile d'envisager des systèmes très fortement ENR compétitifs à échéance aussi courte. Les répondants européens relèvent que même si les LCOE des renouvelables sont ou vont devenir à court terme compétitifs par rapport aux énergies fossiles, « le service complet délivré » par les moyens de production renouvelables est très différent, et qu'à horizon 2030 la compétitivité d'un système électrique très majoritairement ENR n'est pas évidente. Cela est particulièrement vrai en l'absence de taxation carbone élevée et dans les pays où les ressources naturelles en gaz sont abondantes.
- **Le consensus en faveur de la thèse est en revanche très marqué à horizon 2050, de manière homogène en Europe et dans le reste du monde**, avec des taux de certitude élevés (>40%). Des conditions sont évoquées, comme une « valeur [élevée] de l'externalité CO2 dans les marchés », la poursuite de la baisse des coûts des ENR et la chute des coûts du stockage. Il est également souligné qu'atteindre un système 100% ENR est plus difficile qu'un système 80% ENR, et certains commentaires estiment que dans un système 80% ENR il restera probablement – même à 2050 – des capacités fossiles minoritaires qui ne tourneront que rarement, en guise de « back-up » et éventuellement pour fournir des services systèmes.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- « Ils seront d'autant plus compétitifs si des décisions politiques sur la taxation des émissions de CO2 viennent accompagner cette transition. »
- “They would be cost competitive now, except for the fact that we've not been able to quantify in a compelling way some of the main benefits of low-carbon and the costs of high-carbon energy systems. For example, resilience is mentioned often in the power sector but thus far we don't have a good definition or a way to quantify its value. If low-carbon doesn't "pencil out" it's mainly because we don't have the right pencil.”
- “They are already competitive, and as the penetration of renewables exceeds 50% in the next decade or so, even the need for additional energy storage and network strengthening will still see renewables as being more competitive.”

➤ Réserves exprimées :

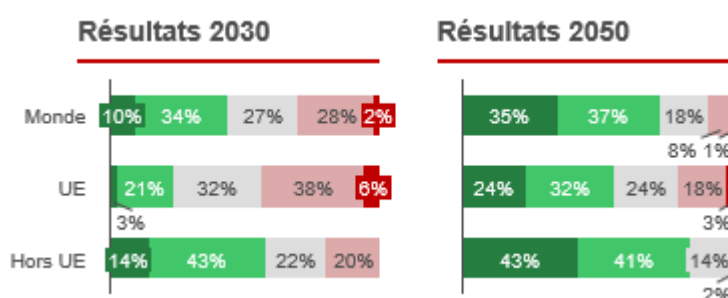
- “The answer for 2030 will depend on the cost of battery storage and systems for maintaining reliability on a grid with high penetrations of non-dispatchable renewables. Clearly a solvable problem, hence its plausibility.”
- “The answer depends on the structure of the system, but renewable energies do not provide a constant supply of energy, and can vary with conditions. Solar for example will not provide much energy during night-time. The improvement of battery technologies will be much more

important for non-interconnected areas where the geographic sparseness makes for example recharging of electric car batteries more difficult owing simply to few recharging stations being available. However, these problems are known and many efforts are underway to manage the load in such situations. I anticipate by 2050 the core issues will have been resolved.”

c) Stockage d'électricité

Rappel de la thèse :

Le stockage massif de l'électricité, notamment par le biais des batteries de véhicules électriques, jouera un rôle essentiel pour permettre le bon fonctionnement de systèmes électriques décarbonés avec une haute proportion d'énergies renouvelables intermittentes.



- **Les réserves vis-à-vis de cette thèse sont sensibles à horizon 2030, en particulier parmi les répondants européens ; les avis positifs sont néanmoins globalement majoritaires hors Europe.** Les progrès technologiques réalisés et la baisse des coûts du stockage sont reconnus, mais certains répondants européens soulignent que les ENR intermittentes n'atteindront probablement pas, à horizon 2030, des taux de pénétration suffisants pour que le stockage à grande échelle soit nécessaire et joue un rôle essentiel dans le fonctionnement du système électrique.
- **A horizon 2050, un consensus se dégage, particulièrement marqué hors Europe où plus de 80% des répondants qualifient de « probable » ou « certaine » la réalisation de cette thèse à long terme.** Le panel s'accorde sur le fait que le stockage jouera un rôle « essentiel » dans un système fortement décarboné et ENR.
- **La batterie est plébiscitée comme la technologie de stockage qui aura le rôle le plus important**, même si plusieurs répondants soulignent qu'elle devra être complétée par d'autres technologies. Des doutes sont exprimés sur le fait que les batteries des VE soient nécessairement le principal vecteur de stockage, notamment par rapport au stockage stationnaire (de grande taille, au niveau du réseau, ou résidentiel). Certains commentaires soulignent la « difficulté à synchroniser la demande pour l'usage transport avec celle pour l'équilibrage du réseau », et certains pensent que le parc de VE servira uniquement à offrir une flexibilité de la demande, mais que le V2G ne se déploiera pas de manière massive, d'autres solutions de stockage se révélant plus compétitives.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *“Energy storage technology is already playing an important role in integrating high penetrations of renewable energy in areas like California and Hawaii, and this trend will continue.”*

- “By around 2030, solid-state batteries will be available at reasonable costs, which will revolutionize EV batteries. Other types of advanced batteries will also become the norm by 2050.”

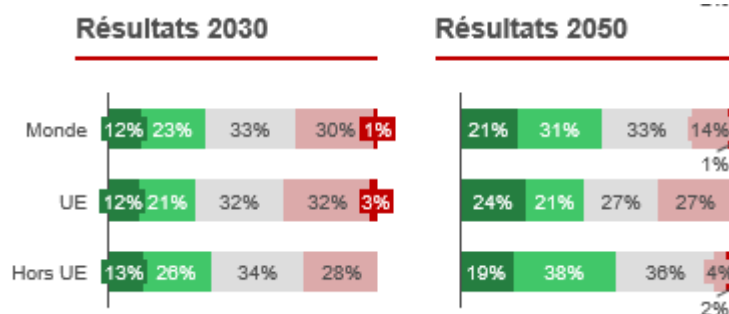
➤ **Réserves exprimées :**

- *While the growth in EVs is driving significant reduction in battery prices, their use for grid support may be more limited. Stand-alone batteries, deployed behind the meter to provide customer benefits, are more likely to provide reliable grid services, including renewable integration.”*
- « La flexibilité de la demande offerte par le pilotage intelligent de la charge des VE : dans ce cas, je dirais que oui, son déploiement massif est très probable. En revanche, je ne crois pas au déploiement massif du V2G. Enfin, le stockage stationnaire devrait être compétitif par rapport aux moyens de flexibilité thermiques à partir de 2030. »
- “I would not limit this to electricity storage only. The use of thermal storage for buildings, for example, will greatly improve space conditioning of the buildings themselves while smoothing the impacts of variable renewables on the distribution and transmission systems.”
- « Le Vehicle To Grid ne me paraît pas à l'échelle des besoins d'un système >80 ou 90 % d'ENR, mais il pourra jouer son rôle pour "consommer la nuit". Je ne vois pas comment en revanche on pourra se passer d'un développement massif du P2G (soit pour H2 soit pour syngaz) »

d) Market design

Rappel de la thèse :

Dans ce contexte, le prix de marché de gros ne sera pas utilisé comme référence pertinente pour le signal prix d'investissement (restant seulement pour l'optimisation du dispatching).



- **Le panel émet sur cette thèse des avis partagés à horizon 2030**, en et hors Europe, avec moins de 40% d'avis positifs. A cette échéance, certains répondants **soulignent l'absence d'alternative viable** et pensent que le prix de marché de gros « continuera à guider la constitution des portefeuilles » et à influencer les investissements dans les capacités de production autres que l'éolien et le solaire.
- **Les avis positifs sont plus nombreux à horizon 2050 mais encore faiblement majoritaires, reflétant des réticences sur une thèse mettant en cause le rôle du prix de marché de gros en tant que référence pour le signal prix d'investissement.** De nombreux commentaires considèrent que sa pertinence dans sa configuration actuelle sera remise en question : les ENR étant caractérisées par « une forte intensité capitalistique et un faible coût d'exploitation, les prix de marché de gros ne seront plus pertinents comme signal prix d'investissement ». Cependant les avis sont partagés sur ce sujet, et plus encore sur les alternatives possibles. Les

mécanismes de capacité et de valorisation de la flexibilité sont notamment cités comme signal d'investissement pour les technologies ayant une valeur capacitaire. L'adoption éventuelle par les pouvoirs publics d'autres mécanismes de soutien aux investissements, pour assurer le bon fonctionnement du marché et la sécurité d'approvisionnement, pourrait également contribuer à réduire le rôle des prix de marché.

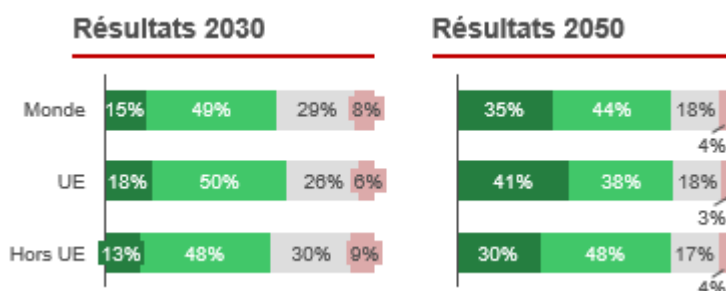
Extraits des commentaires :

- **Verbatim en faveur de la thèse :**
- « La tarification sera revue pour permettre de financer les coûts fixes dans un système où les coûts variables du mix électrique seront très faibles. La logique au coût marginal permettra le dispatching des centrales mais pas la rémunération des centrales ; on a déjà un marché de capacité et il faudra améliorer le système »
- “The shift from energy as commodity to markets for energy services aligns with the shift to zero-marginal-cost power generation. End-users will increasingly customize their energy sources and uses with on-site equipment, making the grid the residual supply rather than the primary supply. Spot energy market revenues will continue to shrink. For the TSO, real-time balancing will be about procuring responsive services (e.g., frequency response and synthetic inertia) rather than spot energy transactions.”
- “I expect that policymakers are too afraid of malfunctioning markets and wrong investor expectations to continue relying on an energy-only market for determining investments. The public reaction to a major blackout would be so negative that I think it likely policymakers will implement additional measures to ensure that the stability of power system is ensured, thus adding additional incentives to provoke investments and making the wholesale price less important for investment decisions”
- **Réserves exprimées :**
- « Il serait nécessaire que d'autres signaux que le prix de gros servent pour justifier les investissements. Mais cela sera difficile de faire évoluer substantiellement le market design à l'horizon 2030. La taxation du CO2 pourrait être un paramètre essentiel. »
- “I believe the markets will not dismiss the role of the wholesale market price in their investment decisions, and that it will accordingly play a role in price formation. However that role does have the potential to be quite different from the role it plays today. It is possible that it could become irrelevant in the future, but more likely that it becomes less relevant and complemented with other sources of price information that take more priority.”

e) Signaux de prix et contrats de long terme

Rappel de la thèse :

Le market design doit être adapté de façon à introduire ou réintroduire des signaux de prix ou des contrats de long terme.



- **Des avis positifs sont majoritairement exprimés en faveur de cette thèse, dès l'horizon 2030 et a fortiori à l'horizon 2050. A long terme le consensus est même très marqué, avec près de 80% d'opinions positives. Les commentaires convergent sur la nécessité d'un « redesign » pour « donner de la visibilité rapidement aux investisseurs » sans intervention excessive des gouvernements ou planification centralisée.**
- **Un consensus ne ressort cependant pas des commentaires sur la solution à mettre en place.** Divers éléments de solutions sont évoqués, qui incluent :
 - les marchés de capacité,
 - la généralisation des contrats de long terme pour complément de rémunération,
 - les PPA (Power Purchase Agreements) de long terme,
 - les prix nodaux ou autre forme de signaux prix locaux,
 - le développement de la liquidité des produits de marché à long terme.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *“Difficult to see how the power system can create appropriate incentives for investment and operation of flexibility options without stronger locational signals. Nodal pricing seems to be important element of this.”*
- *« Des systèmes du type "contracts for differences" peuvent se généraliser notamment »*

➤ **Réserves exprimées :**

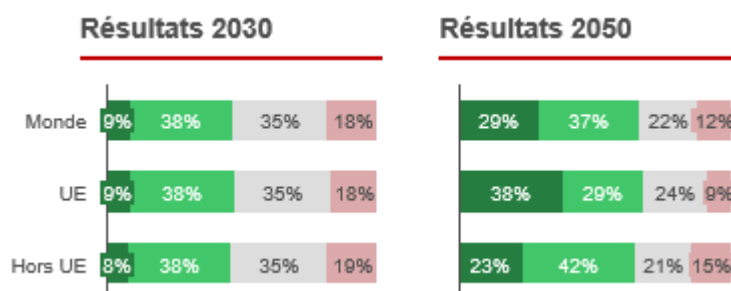
- *« Si de tels contrats de long terme sont mis en place, une analyse coût bénéfice du point de vue de la collectivité et pour l'ensemble du système électrique incluant ces nouveaux moyens de production soutenus, devra être réalisée, en prenant en compte la dimension temporelle (i.e. la rentabilité, du point de vue de la collectivité) de cet investissement sur toute sa durée de vie, en prenant en compte les baisses/évolutions de coût futur des autres moyens de productions concurrents. Le marché de capacité offre déjà un premier niveau de signaux prix de plus long terme que le seul marché spot. Les appels d'offres sont également d'ores et déjà une forme de contrat de long terme. »*
- *“It is not clear that an alternative structure of power supply alters the importance of transparent pricing mechanisms, or the value of ensuring long-term supply contracts. It is possible that a poorly designed very-low carbon power generation system may have more difficulty in meeting peak load demand, and that this could encourage consumers to want to negotiate priority access, but such contracts already exist. Similar comments hold in relation to the length of contracts. Large-scale power users already have scope in cases to negotiate the length of terms of contracts. So it is not obvious what would 'need' to change. However, that aside, there is always value in regular appraisal of market mechanisms, to help avoid misuse of contracts.”*

3) Réseaux électriques

a) Impact opérateurs

Rappel de la thèse :

La transition énergétique aura un impact majeur sur les grands équilibres des réseaux électriques, engendrant à la fois un besoin significatif en réseaux et une baisse du taux d'utilisation de ceux-ci.



- **A l'horizon 2030, cette thèse n'emporte l'adhésion que de moins de la moitié des répondants et plus d'un tiers des répondants ne se prononcent pas.** L'analyse des commentaires révèle des divergences d'appréciation selon l'origine géographique des répondants et l'observation de leur propre système électrique. Une part importante des répondants, et en particulier dans les pays européens les plus avancés dans leur transition énergétique, convergent sur un besoin croissant en infrastructures de transport, mais peinent à envisager une baisse du taux d'utilisation de ceux-ci à court terme : « Avec le déploiement accéléré de l'éolien et du solaire, [...] l'extension des réseaux de transport devient de plus en plus importante », et « les réseaux de transport THT seront de plus en plus utilisés et auront de plus en plus de valeur ». Les répondants américains, et en particulier californiens, insistent plutôt sur la « baisse des taux d'utilisation en lien avec l'autoconsommation/production, la décentralisation et les microgrids »
- **L'assentiment est en revanche plus marqué à l'horizon 2050 avec ~65% d'avis positifs ; cette tendance est plus marquée en Europe, où un impact plus important de l'autoconsommation sur les taux d'utilisation des réseaux est attendu à cette échéance.** Certains commentaires soulèvent le rôle du stockage qui pourrait limiter les besoins en infrastructures réseaux : « le stockage distribué permettra au contraire, particulièrement dans les pays qui se modernisent, de rejeter le modèle actuel de réseau fort et très dense ».

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- *"With increasing deployment of wind and solar, large-area pooling and therefore transmission grid expansion becomes more important."*
- *« Les ENR compétitives sur le marché restent en grande majorité disponibles dans des zones éloignées des grands centres de consommation, ce qui nécessite l'extension des réseaux. Même si des instruments de pilotage de la demande vont se déployer, ils ne conduiront pas, dans leur majorité, à une totale autonomie énergétique dans chaque zone d'équilibrage sans recours aux interconnexions. »*
- *« Le réseau de distribution sera le plus impacté et devra devenir "very smart". Un déploiement massif de PV en environnement urbanisé va certainement impliquer une baisse de son utilisation telle qu'elle est aujourd'hui. Le développement de l'auto-consommation collective va engendrer un autre type d'utilisation. Le réseau de transport changera peut-être de configuration mais sera le garant du transit de production extrêmement localisée (éolien, énergies marines, etc.) et des échanges avec nos voisins. Le besoin significatif en réseau dépendra des pays. »*

➤ Réserves exprimées :

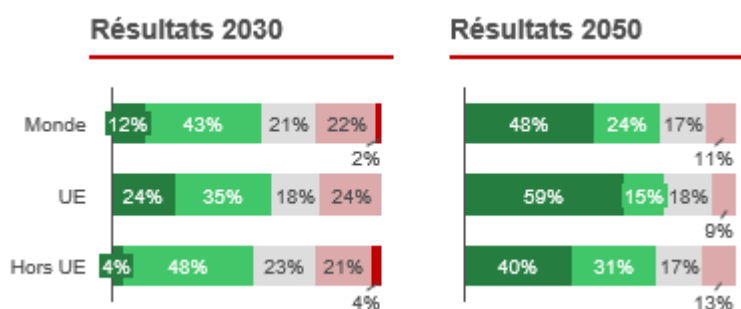
- *"I agree, there will be a significant impact on the grid as a result of more renewable resources, particularly due to distributed (decentralized) energy resources. In the short-term, there may be a need for new transmission to access areas with an abundance of renewable wind, solar, or geothermal resources. However, as distributed resources become more prevalent, there*

will be less need for transmission infrastructure. On the distribution network, energy storage will enable better management of the grid, allowing for more efficient utilization of the grid and reducing the need for capital upgrades. The grid will see more bi-directional flow with greater penetrations of distributed solar, and innovations such as transactive energy.”

b) Optimisation transport/production

Rappel de la thèse :

Le passage à une proportion élevée d'ENR représentera une refonte complète des systèmes et des réseaux électriques, nécessitant une réflexion d'ensemble pour optimiser les investissements dans les réseaux de transport et la production.



- Cette thèse rencontre ~55% d'avis positif dès l'horizon 2030 au niveau mondial**, la majorité du panel estimant que « l'exploitation des réseaux nécessitera probablement une optimisation prenant en compte l'ensemble du système plutôt qu'une approche *Top-Down* à partir des moyens de production comme cela est fait actuellement ». Quelques réserves sont cependant encore formulées. La thèse envisage en effet « une refonte complète des systèmes et des réseaux électriques », et un tel changement paraît exagéré à relativement court terme (~10 ans) pour beaucoup de répondants. Tous attendent une réflexion sur le thème de l'optimisation des investissements entre les réseaux de transport et la production, mais la refonte des réseaux se fera sur « une échelle temporelle probablement plus longue que ne le souhaiteraient les politiques, en raison d'investissements importants à engager pendant une période de faible croissance économique ».
- A horizon 2050 un véritable consensus émerge, en particulier au sein du panel européen qui affiche un degré de certitude proche de 60% pour la réalisation de cette thèse.** Le pourcentage élevé de certitude parmi le panel européen peut être attribué au fait que certains pays européens sont parmi les premiers à atteindre des taux de pénétration élevés des ENR intermittentes, et à faire face à des coûts importants liés aux phénomènes de congestion et au développement de nouvelles capacités d'acheminement entre les centres de production ENR et les centres de consommation. Certains vont jusqu'à considérer qu'il faut « véritablement arriver à une optimisation globale en tenant compte de toutes les composantes du système (production pilotable ou pas, stockage sous toutes ses formes, développement des réseaux et interconnexions, gestion de la demande) et à différentes mailles (locale, régionale, nationale et internationale) ». D'autres sont plus mesurés et pensent que l'optimisation devra se faire à plusieurs niveaux, au niveau global mais aussi au niveau des systèmes de distribution locaux, avec une coordination transport – distribution.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- “While the grid will still balance centralized renewables with distributed energy resources in 2050, the operation of the grid is more likely to require optimizing from either end rather than top-down from the generation assets as is done today.”

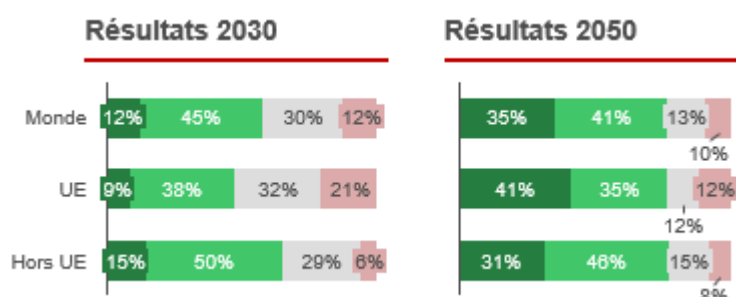
➤ Réserves exprimées :

- “My hesitation here is the observed tendency to under-estimate the potential of local, community-based power systems on the part of parties who like to build big infrastructure. An “entire redesign” should take a grid architecture approach, integrating system architecture with network control theory, with specific emphasis on coordination of T-D (or TSO-DSO) interface operations. Such an approach would reveal the immense value of a “layered” architecture whereby optimization of energy production, storage and use can occur at multiple levels from the individual end-use meter up through micro-grids of various scales.”

c) Réseaux de transport

Rappel de la thèse :

La demande apparente vue des réseaux de transport diminuera fortement (du fait du développement de la production décentralisée), mais les besoins en interconnexions augmenteront pour exploiter le foisonnement climatique des ENR.



- **A horizon 2030, les avis sont déjà majoritairement favorables à cette thèse au niveau mondial mais n’atteignent pas encore 50% au niveau européen.** Les commentaires révèlent qu’à cet horizon, le **consensus est établi sur l’augmentation des besoins en interconnexions**, les répondants estimant que « le développement d’interconnexions sur des zones géographiques plus larges, pour gérer la variabilité de la production renouvelable, sera particulièrement important dans les 10 à 20 années à venir ». Quelques réserves – qui expliquent la minorité d’avis positifs en Europe – sont en revanche formulées à cette échéance sur la diminution forte de la demande apparente vue des réseaux de transport, en particulier parmi les répondants des pays connaissant déjà un fort taux de pénétration des renouvelables comme l’Allemagne ou le Danemark, qui estiment qu’il est « difficile d’anticiper une forte réduction de l’utilisation des réseaux de transport ».
- **A horizon 2050, un consensus émerge avec plus de 75% d’avis positifs sur l’ensemble du panel**, les commentaires soulignant que « des accords au niveau européen seront inéluctables ». Quelques commentaires mentionnent cependant le développement du stockage et l’apparition des microgrids, qui pourraient remettre en cause les besoins en interconnexions.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- « Des accords au niveau européen seront inéluctables. »
- “The need for interconnection will increase. But the wider deployment of cost-effective stationary batteries will help optimize the regional operation.”

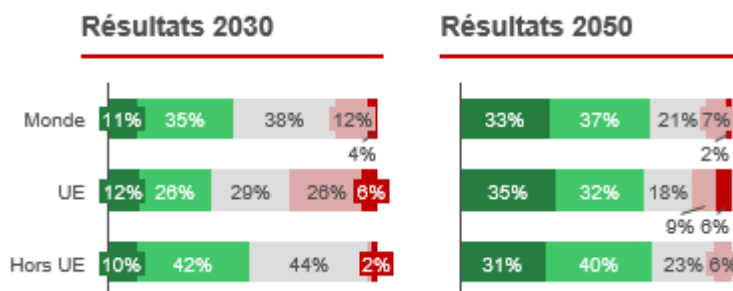
➤ Réserves exprimées :

- “With electrification of multiple elements of demand and the broader spatial variation of production patterns it is difficult to anticipate large reduction of transmission use.”
- “Wider geographic interconnection to manage variability of renewable production will probably be most important in the next 1-2 decades, but could decline substantially after that with the rise of micro-grids, storage of various types and scales, and the increased capabilities of inverter-based facilities to provide instantaneous grid services.”
- “This will depend on Europe's use of combined cycle natural gas generators. If these plants are near retiring coal plants, the need for additional interconnections could decrease. If Europe pursues an “80% carbon-free” policy (no new natural gas), then there will likely be a need for more interconnections.”

d) Equilibrage des réseaux

Rappel de la thèse :

Les besoins de flexibilité augmenteront et seront majoritairement pourvus via des outils décentralisés (stockage, effacement, modulation de consommation, batteries de VE, production décentralisée) nécessitant l'agrégation d'un très grand nombre de points diffus ; les gestionnaires de réseau de distribution se transformeront en véritables opérateurs exploitants, responsables d'une gestion active du réseau et de l'organisation de marchés locaux de flexibilité.



- **Les avis sont partagés sur la probabilité de réalisation de cette thèse à horizon 2030.** Ces doutes sont essentiellement liés à l'ampleur du changement envisagé dans la thèse : à cette échéance, l'analyse des commentaires montre qu'il paraît plus plausible d'envisager un mix d'outils de flexibilité centralisés et décentralisés, et qu'il est **peu probable que les outils décentralisés soient en mesure d'assurer la majorité de l'augmentation des besoins en flexibilité.**
- **A horizon 2050, une majorité d'avis positifs en faveur de la thèse est exprimée.** Le fait que les outils locaux pourront en majorité pourvoir à l'augmentation des besoins de flexibilité fait consensus de manière assez nette, mais **de nombreux commentaires (provenant de profils variés d'acteurs) émettent des réserves sur le rôle des gestionnaires de réseau de distribution en la matière** : « ce n'est pas parce que le potentiel des ENR et de la flexibilité sera de plus en plus local qu'il faut confier au GRD l'organisation de ces marchés (même s'il

faudra tenir compte des éventuelles contraintes locales) », et ces marchés locaux pourraient devenir des espaces « compétitifs ».

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- *“I see this as a feasible and highly desirable scenario, to have high-functioning DSOs as part of a layered grid architecture.”*
- *“This is beginning to happen in California, where there are high penetrations of renewable and distributed energy resources.”*

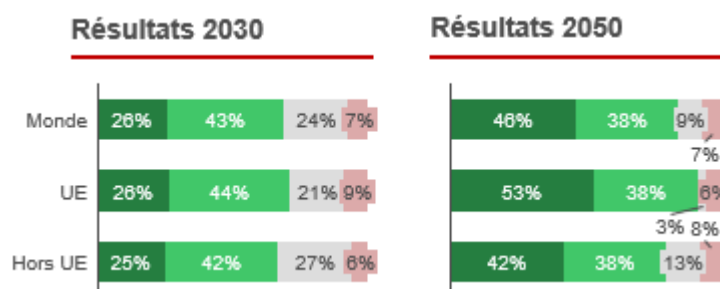
➤ Réserves exprimées :

- *« D'accord sur la gestion active des réseaux. L'organisation de marchés locaux de flexibilité risque de leur échapper s'ils ne regardent de manière très sérieuse les aspects "digitalisation de l'énergie" qui ouvrent un marché pour d'autres types d'opérateurs tels que les GAFA. »*
- *“The realization will depend, however, on the willingness of the DSOs to grow into much bigger roles than they have today, and the willingness of the TSOs and regulators to let go of the desire for a fully-centralized energy market and system balancing function. It would mean, for example, that the TSO does not need to have visibility and control of assets on the distribution system, but instead deals only with the DSO at each T-D interface point. This would enhance qualities like resilience and cyber-security, but may be a major departure from current thinking by the TSOs.”*
- *“I'm not certain that this will result in the distribution network operator becoming responsible for actively managing the grid, or coordinating and facilitating aggregators participation in flexible capacity markets at the wholesale level.”*
- *« Il y aura un travail d'agrégation à faire. Il n'est pas certain que ce soit le rôle des opérateurs de distribution pour les aspects économiques. »*
- *“I believe this will be a competitive space, and there may be more players than just the distribution system operators.”*

e) Coordination GRT/GRD

Rappel de la thèse :

La coordination entre GRT et GRD dans l'exploitation et l'optimisation des sources de flexibilité (question de l'optimisation globale / optimisation locale) deviendra un problème essentiel à traiter.



- **Cette thèse fait consensus dès l'horizon 2030, et le consensus est très marqué à horizon 2050 avec plus de 80% d'avis positifs et plus de 90% dans le contexte européen.** Le panel souligne que la coordination entre GRT et GRD est « absolument nécessaire afin de maintenir une gestion efficace pour le consommateur ».

- Les commentaires évoquent pour certains une évolution vers une « intégration des réseaux » ou l'apparition d'acteurs intégrés qui seraient « gestionnaires d'équilibrage des réseaux national et local communs » aux GRD et GRT.
- Quelques commentaires, en nombre limité, évoquent le rôle potentiel de l'automatisation et des techniques d'Intelligence Artificielle dans la gestion des sources de flexibilité à long terme (2050 et au-delà).

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- « Cette coordination est absolument nécessaire afin de maintenir une gestion efficace pour le consommateur. »
- “This is an urgent topic for everyone who thinks about the future power grid with high degrees of decentralization and renewable generation. The layered grid architecture is probably a less familiar concept than global optimization, which most in the industry see as the natural evolution of today's wholesale markets. But as numbers and varieties of DER increase, the benefits of the layered architecture and the vulnerabilities of the centralized will become more apparent and quantifiable.”
- “The issues of cooperation are likely to create room for strategic interaction and transaction costs that could generate inefficiencies. There will be more actors involved within the overall system, and this alone will require increased coordination effort.”

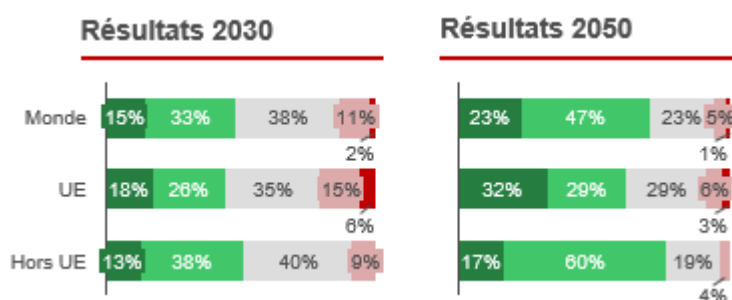
➤ **Réserves exprimées :**

- “Automation will make the distinction between these two entities unclear”

f) Microgrids / Impact réseaux

Rappel de la thèse :

Des microgrids permettant d'assurer localement l'approvisionnement des quartiers se développeront de façon rentable là où les conditions économiques et réglementaires le permettent. Sauf cas particulier (systèmes isolés, absence de réseau fiable), ils resteront connectés au réseau principal.



- **Le panel fait état d'incertitudes sur le sujet du développement des microgrids à horizon 2030, avec des avis positifs allant de ~45% en Europe jusqu'à ~50% dans le reste du monde, dont 55% dans la zone Asie-Pacifique.** Les commentaires convergent sur le fait que les pays en développement, ou ceux où la qualité de réseau est moindre, seront à horizon 2030 les cibles privilégiées pour les microgrids.
- **A horizon 2050, les avis sont majoritairement positifs en faveur de cette thèse, quelle que soit la zone géographique considérée.** Le consensus est marqué hors Europe, et en particulier dans la zone Asie-Pacifique où ~80% des répondants estiment que la réalisation de cette thèse est probable ou certaine à horizon 2050. La mention « là où les conditions économiques et réglementaires le permettent » de la thèse est relevée comme

essentielle, et représente une « incertitude clé » dans le développement des microgrids, notamment dans les grands systèmes interconnectés. Dans ces systèmes, le panel estime majoritairement que « la nécessaire solidarité entre territoires et régions ainsi que la garantie de continuité d'alimentation seront des incitations fortes à rester connecté au réseau », et que « tant que les coûts de connexion sont raisonnables, [les microgrids] n'existeront probablement pas en isolation complète dans les pays développés comme la France ». Il est souligné qu'il relève « de la responsabilité des régulateurs et DSO de faire en sorte que les microgrids aient intérêt à rester connectés », et qu'il faudra « revoir la tarification d'accès » au réseau.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *"If the economic / pricing signals are correct then a sensible design allowing for this is likely to be in everyone's interest."*
- *« La nécessaire solidarité entre territoires et régions ainsi que la garantie de continuité d'alimentations seront des incitations fortes à rester connecté au réseau. »*
- *"The optionality around maintaining the connection to the network is clear for the owner. So long as connection costs are reasonable, they will likely not exist in isolation in developed countries like France."*
- *"where the economic and regulatory conditions enable it" is the key"*

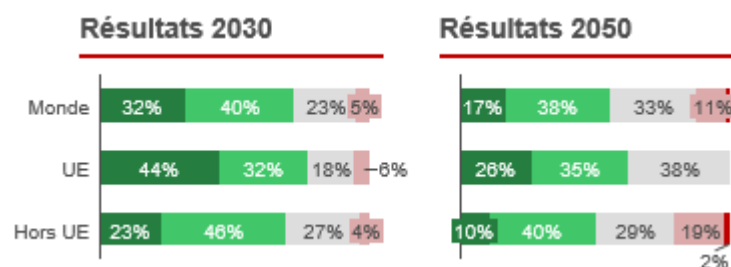
➤ **Réserves exprimées :**

- *"A couple of qualifications. First is that regulators and policy makers need to pay serious attention to the resilience value of MGs able to function in island mode, given the likely increase in the frequency and severity of extreme weather events, as well as their resistance to propagation of network disruptions. It should not be just the economically well-off areas that have MGs, but it should be a matter of public policy to expand this capability to all communities. Second, ideally MGs will operate in connected mode most of the time, and use island mode only when conditions require it. But each MG operator (even down to the level of the individual end user or "smart building") will make that decision based on the value and cost of staying connected. This is where it's up to the regulators and the DSOs to make the case for the value of staying connected, which will need to involve opportunities for MGs to earn energy revenues from providing grid services."*
- *"It's hard to imagine that the cost and reliability advantages of central power will be eclipsed by micro-grids in places that are already well-served by traditional grids. I see a bigger role for micro-grids in underdeveloped countries and other places with remote, isolated load centers that are not economic to extend conventional transmission service to."*

4) Systèmes gaziers

Rappel de la thèse :

En Europe, les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important sous l'effet de plusieurs facteurs : une substitution vers le gaz « vert », la croissance des usages mobilité, une contribution du gaz qui reste importante pour le passage de la pointe hivernale en complément de l'électricité décarbonée.



- **Le panel exprime un consensus assez fort à 2030, confiant à cette échéance sur le rôle du système gazier** comme « facteur important de flexibilité », « crucial pour la transition vers un système bas carbone ».
- **Des incertitudes émergent en revanche à horizon 2050.** Si les avis sont encore en majorité positifs, cette majorité est plus réduite, à peine plus de 50% au niveau mondial, dénotant des avis partagés notamment sur le potentiel de verdissement du gaz, qualifié de « vrai challenge industriel ». Un des arguments clés avancés par les experts européens répondant positivement à cette thèse est la possibilité d'atteindre un « gaz 100% vert » à horizon 2050, ce qui permettra au gaz de continuer à jouer un rôle important dans le cadre des objectifs de réduction des émissions de CO₂. Le rôle des infrastructures gazières comme « zone de stockage à l'excédent de production renouvelable via les technologies *Power to Gas* » est également souligné. Mais d'autres répondants européens comme américains envisagent un déclin du gaz, dans un contexte où les volumes de biogaz seront « insuffisants pour les infrastructures actuelles », et où cette énergie deviendra incompatible avec le respect des objectifs de réduction des émissions de CO₂.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- *"In the near-term, gas will continue to play a vital role for the reasons stated."*
- *« Les infrastructures gazières permettront, de plus, d'offrir une zone de stockage à l'excédent de production renouvelable via les technologies "power to gaz". »*
- *« Ces infrastructures seront clés pour le stockage saisonnier »*
- *« Dans la mesure où le gaz sera de plus en plus vert, il continuera à jouer un rôle important »*

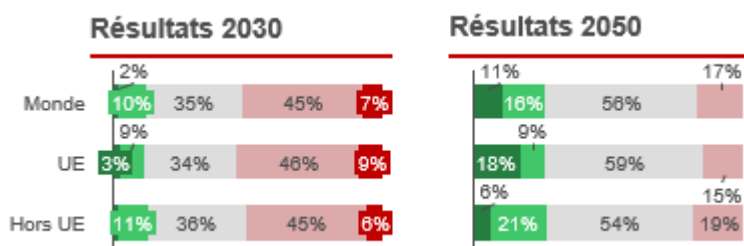
➤ Réserves exprimées :

- *"However, geopolitical instability, energy security concerns and declining prices for renewable energy and energy storage will make fuel substitution more feasible. Ongoing, and by 2050, potentially accelerating concerns about the impacts of climate change will drive the transition away from gas, which produces significant GHG emissions in the production and shipment process."*
- *« Pour atteindre les cibles d'émissions de GES, il faudra cesser d'utiliser le gaz naturel. Quant au biogaz, sa production sera insuffisante pour les infrastructures actuelles. »*

5) Hydrogène

Rappel de la thèse :

A terme, une économie de l'hydrogène émergera dans les pays développés, apportant une réponse pertinente à des besoins spécifiques sur certains segments de la mobilité mais surtout à une décarbonation massive des systèmes électriques et gaziers.



- **Une nette majorité d'avis négatifs est exprimée sur cette thèse à l'horizon 2030**, avec plus de 50% de « Peu plausible » et « Impossible » à cette échéance. **Les répondants estimant que la réalisation de cette thèse est impossible sont relativement nombreux**, en particulier au regard des autres thèses pour lesquelles cette option n'est que rarement utilisée. Les coûts des solutions hydrogène sont évoqués comme « prohibitifs », limitant son développement à court et moyen terme.
- **L'incertitude prend à l'horizon 2050 le pas sur les avis négatifs, mais les avis positifs restent largement minoritaires** : dans toutes les zones géographiques, plus de 50% des répondants considèrent la thèse comme « Plausible », et les avis positifs augmentent mais ne dépassent pas 30% du panel. Bien que les répondants soulignent le rôle potentiellement important de l'hydrogène dans une transition vers un système énergétique décarboné, la question de la compétitivité (coûts de production et d'infrastructures) persiste à long terme, même si l'hydrogène pourrait s'avérer « complémentaire » des infrastructures gazières existantes, facilitant son adoption. Les décisions d'investissement dans la décennie à venir seront significatives pour le développement à long terme des technologies à hydrogène.
- On peut noter qu'en Europe les avis positifs sont légèrement plus nombreux qu'ailleurs, et surtout que parmi les ~30% d'avis positifs, on trouve près de deux tiers de répondants certains de la réalisation de cette thèse. **Il s'agit donc d'un sujet clivant à l'échelle européenne, les avis « certains » étant deux fois plus nombreux que les avis « probables », tout en étant nettement minoritaires devant les « plausibles ».**
- L'analyse des commentaires peut par ailleurs apporter une différenciation par secteur. Si une économie de l'hydrogène électrolytique pour l'industrie est jugée dans certains commentaires comme « probable », l'émergence de la pile à hydrogène pour la mobilité « dépend étroitement de la compétition avec les batteries », et le résultat de cette compétition est incertain. Enfin la méthanation de l'hydrogène est considérée comme un « pari industriel » envisageable à l'horizon 2050 et au-delà.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- « Nous n'avons pas la solution toute faite avec les ENR électriques pour substituer toute l'énergie, même avec des programmes d'efficacité drastiques. Il faut miser sur l'H2 qui pourrait composer 20% du mix en 2050 (il faudra en partie importer, soit de l'H2 venant du fossile avec CCS, soit de l'H2 d'électrolyse de pays à très bas coûts d'ENR) »

➤ Réserves exprimées :

- « La question requiert une réponse différenciée par secteur : une économie de l'hydrogène électrolytique pour l'industrie est très probable et sans doute rapide (<2030). Une économie de l'hydrogène électrolytique pour la mobilité dépend étroitement de la compétition avec les batteries. Son résultat est incertain. Aujourd'hui les batteries sont en tête. Une économie de l'hydrogène pour la méthanation (fabrication de méthane à partir d'hydrogène et de CO2) est un pari industriel, accessible uniquement à horizon lointain (2050). »

- “It will take time for hydrogen to emerge as a significant resource for transportation and decarbonization of the grid. While promising, it continues to be “10-years down the road,” as was promised in the mid-1990s. Unless significant technology improvements, resulting from significant government and private sector funding, the price will continue to be too high for the near to mid-term future.”
- “The eventual significance of hydrogen energy by 2050 will depend to a great extent on public policy and investment decisions in the next 10-15 years.”
- “Hydrogen could emerge, but likely will be limited in scope and scale. The energy economics of making it are simply too costly, with other cheaper alternatives available for all but the most critical applications depending on social preference (e.g., jet fuel substitute?). Too much alternative infrastructure needs to be built out to make it available as a common substitute.”

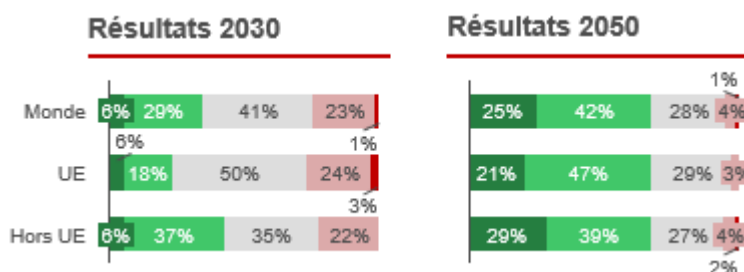
6) Consommateurs / Fournisseurs

a) Autoconsommation

Rappel de la thèse :

Le consommateur particulier ou PME sera de plus en plus souvent auto-producteur, à hauteur de plusieurs millions dans chacun des principaux pays européens à moyen terme.

(Le consommateur pourra se procurer de l'électricité sur des plateformes « peer-to-peer » (par exemple de type blockchain), lui permettant de sélectionner à son gré l'énergie provenant d'actifs de production identifiés et localisés (logique de circuits courts) et/ou de vendre sa propre production excédentaire.)



- **Le panel est très partagé sur cette thèse à horizon 2030.** Les doutes portent sur le fait que des volumes tels que ceux mentionnés dans la thèse (plusieurs millions dans chaque grand pays européen) soient atteignables à cette échéance. On peut cependant noter que – malgré ces volumes – peu de répondants jugent la thèse « impossible » à cette échéance.
- **A 2050, le panel est beaucoup plus confiant dans la probabilité de réalisation de cette thèse, avec près de ~70% d'avis positifs.** Le développement de l'autoconsommation à cette échéance fait globalement consensus, toutefois les commentaires soulignent que l'ampleur de ce développement « dépend très étroitement de l'appétence sociale et des coûts » : la compétitivité des solutions solaire PV/stockage pour les particuliers sera déterminante, et l'atteinte de volumes importants supposera « des processus relativement simples à appréhender et de grands efforts de pédagogie » dans le cas de la France.
- Par ailleurs **la généralisation des plateformes P2P, qui permettraient au consommateur de sélectionner l'énergie provenant d'actifs de production identifiés et localisés ou de vendre sa propre production excédentaire, génère des incertitudes assez importantes du**

panel, même à long terme. Certains commentaires soulèvent la question du modèle associé, par exemple la présence possible d'autres acteurs (de type GAFA ou acteurs existants du secteur de l'énergie) jouant le rôle d'agrégateur ou d'intermédiaire à une échelle locale, et soulignent que « les transactions P2P seront complexes et coûteuses », offrant une valeur supplémentaire négligeable par rapport à des transactions intermédiées.

Extraits des commentaires :

➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- *"It is highly likely that, by 2030, "for residential customers and SMEs, the number of self-producers will increase, to reach several millions in all the main European countries.""*
- *« C'est technologiquement possible. Cela dépend très étroitement de l'appétence sociétale et des coûts. »*

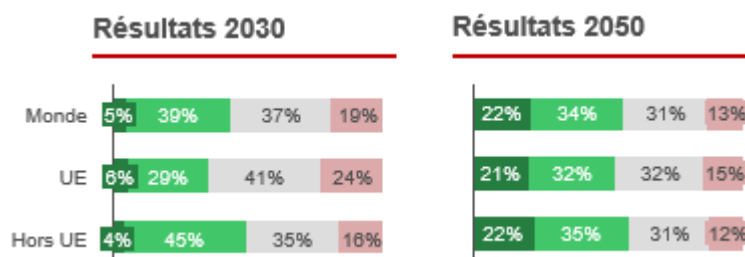
➤ **Réserves exprimées :**

- *"Regarding the statement "the consumer will be able to supply its power via « peer-to-peer » platforms (using for example blockchain technologies), enabling to select identified and localized assets for its energy supply and/or sell its own production surplus": this is unlikely by 2030; by 2050, this is plausible."*
- *« Mon avis personnel est que les clients souhaiteront le plus souvent disposer "d'un prestataire qui s'occupe de tout ". Ce sont ces "prestataires" qui mettront en œuvre les techniques permettant d'optimiser coût et disponibilité de la fourniture, le tout restant très transparent pour le client final. Seuls les gros clients industriels auront intérêt à se fournir seul sans utiliser ce type de "prestataire". »*
- *"I mostly agree with these statements but have reservations about "peer-to-peer" and blockchain. I've had many conversations with proponents of both and have yet to hear a compelling value proposition for either. Having delved into the complexities of DSO-TSO operations with high DER, I think peer-to-peer energy transactions will be complex and costly to implement while offering negligible value over simpler transactions between end-users/self-producers and the community-based energy agency. Blockchain technology seems to be quite an energy hog, the subject of much techno-hype, and it's not clear how blockchain helps to ensure grid feasibility of delivering bilateral transactions. What makes more sense to me is local markets for energy and grid services operated by the DSO, and I don't see what blockchain has to offer in this arena."*
- *« Ces modèles vont exister - mais seront intermédiés par des plateformes puissantes, de type Google ou Amazon. »*

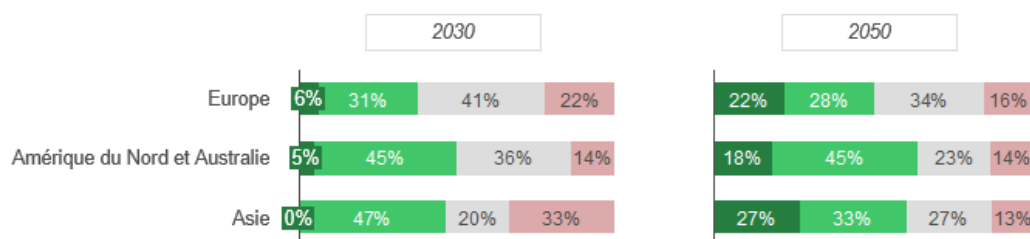
b) Corporate PPA

Rappel de la thèse :

Pour les grandes entreprises, la signature de contrats d'achat à long terme directs avec des producteurs d'énergie renouvelable sera développée à grande échelle dans tous les pays développés.



- Des incertitudes sont exprimées à horizon 2030 sur la réalisation de cette thèse, ainsi qu'à 2050, échéance à laquelle les avis positifs sont plus nombreux mais dépassent à peine 50% au niveau mondial. Cela cache une certaine disparité géographique dans les opinions exprimées : dans les pays dans lesquels les **corporate PPA** sont déjà une pratique courante aujourd'hui, comme les Etats-Unis et l'Australie, les répondants sont plus confiants, avec 50% d'avis positifs parmi les répondants nord-américains et australiens dès 2030, et un peu plus de 60% à horizon 2050. Le consensus n'est cependant pas particulièrement marqué même dans ces pays, ne dépassant pas les deux tiers des répondants.



- Au-delà de l'effet d'image lié à la fourniture d'énergie renouvelable, les avantages mis en avant par les avis positifs sont la visibilité et la sécurité financière associées aux PPA pour les entreprises, dans un contexte de digitalisation qui tire vers le haut leurs consommations d'électricité, ainsi que la création d'un « environnement de confiance pour les investissements dans les nouveaux moyens de production ».
- Mais un certain nombre d'obstacles au développement « à grande échelle » des PPA sont également cités, dont :
 - le contexte réglementaire, qui n'est pas partout favorable,
 - le fait que les grandes entreprises ont besoin d'une garantie d'approvisionnement, et que « la production ENR devra être associée à des solutions de flexibilité de consommation ou de stockage afin de garantir la livraison de quantités stables dans le cadre de la signature de contrats d'achat long terme avec de grands consommateurs »,
 - le fait que dans un contexte de baisse anticipée des coûts des ENR, les entreprises pourraient ne pas souhaiter s'engager sur un tarif de long terme.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- « La sécurité d'approvisionnement et le besoin de visibilité à moyen-long terme sont de puissants moteurs pour rechercher ces contrats de long terme. »
- “Long-term PPAs would create a confident investment environment in new energy supply and would reduce the cost of finance for new low carbon infrastructure.”
- “With digitization rapidly growing in most industries this will be a must for most large companies.”

➤ Réserves exprimées :

- *“If you define such agreements to include distributed energy resource providers and aggregators, I agree. If you limit this definition to only large-scale renewable producers located on the bulk grid, I think this will be much more limited in practice.”*
- *“Likely to certain: RE producers will be combined into carbon-free portfolios, which can then be managed at the wholesale level. Direct PPAs will almost certainly become too cumbersome; the portfolio approach will provide flexibility and less risk.”*
- *“Options of procuring renewable energy economically will be expanded and long-term agreements will not be reasonable.”*

IV. Annexes

1) Liste nominative du panel d'experts du *Sounding Board*

Pays	Catégorie	Entité	Nom
Afrique du Sud	Université / recherche	University of Cape Town, Energy Research Center	Harald Winkler
Allemagne	Université / recherche	Fraunhofer Institue	Georg Rosenfeld
Allemagne	Gestionnaire de réseau	Open Grid Europe	Daniel Muthmann
Allemagne	Université / recherche	Université de Cologne	Marc Oliver Bettzüge
Allemagne	Agence / entité publique	German Energy Agency (DENA)	Oliver Frank
Allemagne	Université / recherche	German Institute for Economic Research (DIW)	Karsten Neuhoff
Allemagne	Université / recherche	Potsdam Institute for Climate Impact Research	Robert Pietzcker
Australie	Université / recherche	Melbourne Energy Institute, University of Melbourne	Susannah Powell
Australie	Université / recherche	EEMG (energy economics and management group), School of Economics University of Queensland	John Foster
Australie	Université / recherche	Australian National University - Energy Change Institute	Ken Baldwin
Australie	Université / recherche	Australian National University - Energy Change Institute	Andrew Blakers
Australie	Université / recherche	Institute for Energy Economics and Financial Analysis	Tim Buckley
Brésil	Université / recherche	Institut de l'énergie et de l'environnement - Universidade de Sao Paulo	Colombo Tassinari
Brésil	Université / recherche	Institute of Economics (IE) de l'UFRJ	Helder Queiroz Pinto Junior
Canada	Université / recherche	Institut de l'énergie Trottier	Normand Mousseau
Canada	Régulateur	Alberta Energy Regulator	Mark Taylor
Chine	Université / recherche	Université de Tsinghua	Tianyu Qi
Chine	Université / recherche	Rocky Mountain Institue (RMI)	Jon Creyts
Chine	Université / recherche	The Hong Kong Polytechnic University	David Broadstock
Chine	Gestionnaire de réseau	State Grid Corporation of China	Xianzhang Lei
Corée	Université / recherche	Korea Energy Economics Institute	Yongduk Pak
Corée	Université / recherche	Korea Polytechnic University	Seung-Jin Kang
Danemark	Agence / entité publique	Danish Energy Agency	Peter Bach
Entités européennes	Gestionnaire de réseau	ENTSO-E	Laurent Schmitt

Entités européennes	Gestionnaire de réseau	ENTSO-G	Jan Ingwersen
Entités européennes	Agence / entité publique	Commission européenne	Tom Howes
Entités européennes	Agence / entité publique	European Climate Foundation	Rebecca Collyer
Entités Internationales	Agence / entité publique	IEA	Apostolos Petropoulos
Entités Internationales	Agence / entité publique	International Renewable Energy Agency (IRENA)	Dolf Gielen
Entités Internationales	Agence / entité publique	United Nations Environment Program	Mark Radka
Entités Internationales	Agence / entité publique	United Nations Framework Convention for Climate Change	Katia Simeonova
Entités Internationales	O&G	BP	Paul Appleby
Entités Internationales	O&G	Shell	Wim Thomas
Entités Internationales	Agence / entité publique	OECD	Rob Dellink
Entités Internationales	Université / recherche	Economic Research Institute for ASEAN and East Asia	Anbumozhi Venkatachalam
France	Université / recherche	Dauphine - Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières	Patrice GEOFFRON
France	Université / recherche	Dauphine - Chaire Economie du Climat	Christian de Perthuis
France	Université / recherche	Dauphine - Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières	Sophie MERITET
France	Université / recherche	Université de Montpellier	Jacques Percebois
France	Financier	Macquarie Infrastructure and Real Assets	Stephane Brimont
France	Fournisseur	EDF	Bernard Salha
France	Agence / entité publique	ADEME	David Marchal
France	Fournisseur	Engie	Thierry Lepercq
France	Financier	CDC	Gautier Chatelus
France	Gestionnaire de réseau	GRTgaz	Olivier Aubert
France	Fournisseur	Direct Energie	Fabien Choné
France	Université / recherche	MineParistech	MAYER Didier
France	Agence / entité publique	AFHYPAC	Philippe Boucly
France	Fournisseur	Ex EDF	Philippe Torrion
France	Fournisseur	ENI	NAIMA IDIR
France	Agence / entité publique	Luciole	Natacha Hakwik
France	Gestionnaire de réseau	GRDF	Jean Lemaistre
France	Agence / entité publique	SER	Jean-Louis Bal
Inde	Université / recherche	Department of Energy Science & Engineering, IIT Bombay	Rangan Banerjee

Inde	Agence / entité publique	National Institution for Transforming India	Anil Jain
Inde	Agence / entité publique	Department of science and technology, Indian Government	Vineet Saini
Inde	Autres	Prayas Energy Group	Ashwin Gambhir
Inde	Agence / entité publique	National Institution for Transforming India	Manoj Kumar Upadhyay
Italie	Université / recherche	Universita Bocconi	Luigi de Paoli
Italie	Agence / entité publique	Association italienne des économistes de l'énergie	Vittorio d'Ermo
Japon	Agence / entité publique	IEEJ (Institute of Energy Economics)	Ken Koyama
Japon	Régulateur	Electricity and Gas Market Surveillance Commission	Tatsuya Shinkawa
Japon	Université / recherche	Nagoya University of Commerce and Business Graduate School	Tatsuo Masuda
Japon	Agence / entité publique	Renewable energy institute	Masaya Ishida
Japon	Agence / entité publique	Japan Renewable Energy Foundation	Tomas Kåberger
Norvège	Université / recherche	Nordic Energy Research	Hans Jørgen Koch
UK	Agence / entité publique	Department for Business, Energy and Industrial Strategy, United Kingdom	James Steel
UK	Université / recherche	University of Cambridge	David Newbery
US	Université / recherche	Stanford Precourt Institute for Energy	Dan Arvizu
US	Régulateur	CPUC	Scott Murtishaw
US	Utility intégrée	PG&E	Todd Strauss
US	Utility intégrée	SoCalGas	George Minter
US	Université / recherche	DoE / Argonne National Laboratory	Gunter Conzelmann
US	Régulateur	FERC	Carl Pechman
US	Gestionnaire de réseau	Ex - CAISO	Lorenzo Kristov
US	Autres	Stem	Jim Baak
US	Université / recherche	Joint Institute for Strategic Energy Analysis (partie du NREL)	Doug Arent
US	Agence / entité publique	EIA	Christopher Namovicz
US	Université / recherche	NREL (National Renewable Energy Laboratory)	Jaquelin Cochran
US	Agence / entité publique	Center for Strategic and International Studies, United States	Guy Caruso
US	Université / recherche	Howard H. Baker Jr. Center for Public Policy	Lorna Greening
US	Régulateur	NARUC	Greg White
US	Université / recherche	NREL (National Renewable Energy Laboratory)	David Hurlbut