

# Master Plan Part 3

Une énergie durable pour toute la planète





# Table des matières

<b>Executive Summary.....</b>	<b>3</b>
<b>L'économie énergétique actuelle est source de gaspillage .....</b>	<b>4</b>
<b>Le plan pour éliminer les combustibles fossiles.....</b>	<b>5</b>
1. Réalimenter le réseau existant avec des énergies renouvelables .....	5
2. Passage aux véhicules électriques.....	5
3. Passage aux pompes à chaleur dans le secteur résidentiel, les entreprises et l'industrie .....	7
4. Électrifier la livraison de chaleur à haute température et la production d'hydrogène.....	9
5. Avions et bateaux à carburant durable .....	12
6. Fabriquer l'économie de l'énergie durable .....	12
<b>Modélisation de l'économie énergétique entièrement durable .....</b>	<b>13</b>
<b>Technologies de stockage d'énergie évaluées .....</b>	<b>18</b>
<b>Technologies de production évaluées .....</b>	<b>19</b>
<b>Résultats du modèle .....</b>	<b>20</b>
Résultats du modèle américain uniquement - Répondre à la nouvelle demande d'électrification .....	20
Résultats du modèle mondial - Répondre à la nouvelle demande d'électrification.....	21
<b>Batteries pour le transport .....</b>	<b>22</b>
Véhicules.....	22
Navires et avions .....	23
<b>Résultats du modèle mondial - Batteries d'électrification et de transport .....</b>	<b>24</b>
<b>Investissements requis.....</b>	<b>26</b>
<b>Surfaces de terrain requis .....</b>	<b>30</b>
<b>Matériaux requis .....</b>	<b>31</b>
<b>Conclusion .....</b>	<b>37</b>
<b>Annexe 1 : Allocation de production et de stockage aux utilisations finales .....</b>	<b>38</b>
<b>Annexe 2 : Intensité énergétique .....</b>	<b>39</b>

Publié le 5 avril 2023

## Remerciement

Nous apprécions les nombreuses études antérieures qui ont fait avancer le sujet d'une économie énergétique durable, le travail de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, des laboratoires nationaux du Département de l'énergie des États-Unis et de la contribution de divers non -Conseillers affiliés Tesla.

## Contributeurs Tesla

Felix Maire  
Matthew Fox  
Mark Simons  
Turner Caldwell  
Alex Yoo  
Eliah Gilfenbaum  
Andrew Ulvestad

## Superviseurs Tesla

Drew Baglino  
Rohan Ma  
Vineet Mehta

# Executive Summary

Le 1er mars 2023, Tesla a présenté la troisième partie de son plan directeur, qui propose une voie pour parvenir à une économie énergétique mondiale durable grâce à l'électrification des utilisations finales et à la production et au stockage durables d'électricité. Ce document présente les hypothèses, les sources et les calculs qui sous-tendent cette proposition. Les commentaires et les discussions sont les bienvenus.

L'analyse comporte trois volets principaux :

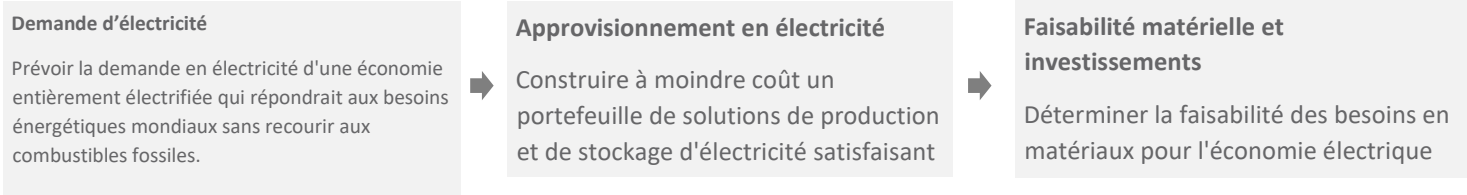


Figure 1: Process overview

Ce document constate qu'une économie énergétique durable est techniquement réalisable et nécessite moins d'investissements et d'extraction de matériaux que la poursuite de l'économie énergétique non durable d'aujourd'hui. Alors que de nombreuses études antérieures sont parvenues à une conclusion similaire, cette étude cherche à faire avancer la réflexion sur l'intensité matérielle, la capacité de production et l'investissement manufacturier nécessaires à une transition dans tous les secteurs énergétiques à travers le monde.



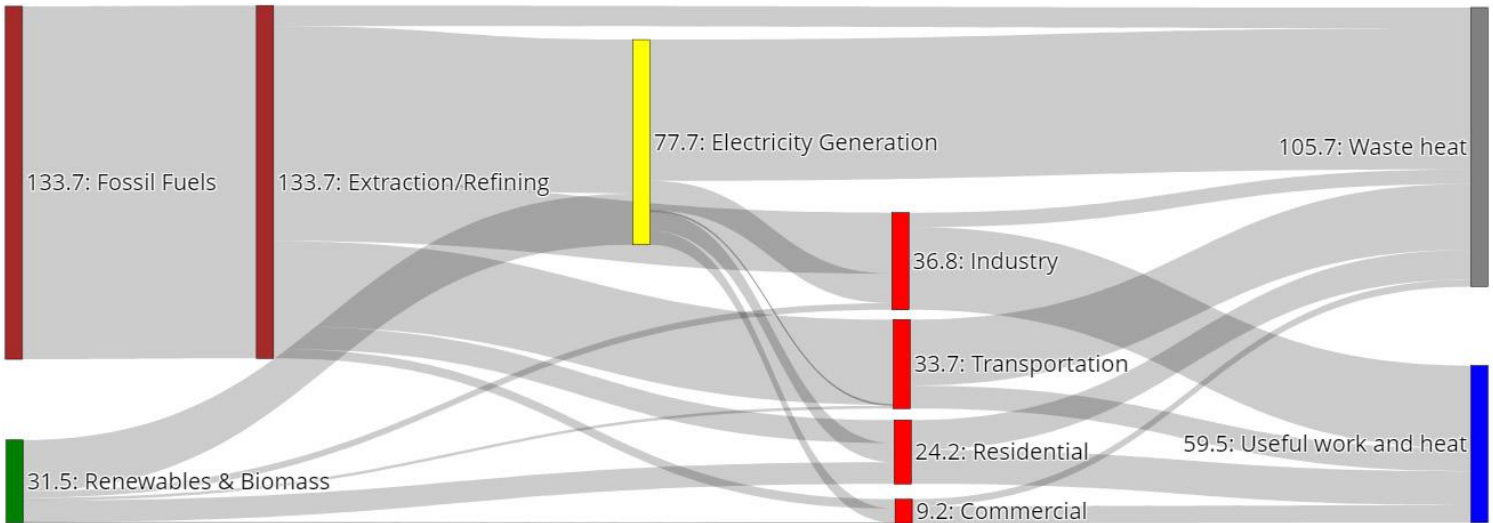
Figure 2 : Ressources estimées et investissements requis pour le Master Plan 3

# L'économie énergétique actuelle est source de gaspillage

Selon les bilans énergétiques mondiaux 2019 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la production mondiale d'énergie primaire est de 165 PWh/an<sup>1</sup>

<sup>a b</sup>, et la production totale de combustibles fossiles est de 134 PWh/an. 37 % (61PWh) sont consommés avant d'arriver au consommateur final. Cela comprend l'autoconsommation des industries des combustibles fossiles pendant l'extraction/le raffinage et les pertes de transformation pendant la production d'électricité. 27% supplémentaires (44PWh) sont perdus par des utilisations finales inefficaces telles que les véhicules à moteur à combustion interne et les chaudières à gaz naturel. Au total, seuls 36% (59 PWh) de la production d'énergie primaire produisent du travail ou de la chaleur utiles à l'économie. L'analyse du Lawrence Livermore National Lab montre des niveaux d'inefficacité similaires pour l'approvisionnement énergétique mondial et américain<sup>2 3</sup>.

## Économie énergétique actuelle (PWh/an)



<sup>a</sup> Les bilans énergétiques mondiaux de l'AIE pour 2021 et 2022 n'étaient pas terminés au moment de la réalisation de ce travail, et l'ensemble des données de 2020 montrait une diminution de la consommation d'énergie par rapport à 2019, qui était probablement liée à la pandémie et ne correspondait pas aux tendances de la consommation d'énergie.

<sup>b</sup> Exclut certaines fournitures de combustibles utilisées à des fins non énergétiques, telles que les combustibles fossiles utilisés dans la fabrication de matières plastiques.

# Le plan pour éliminer les combustibles fossiles

Dans une économie électrifiée avec une énergie produite de manière durable, la plupart des pertes en amont associées à l'extraction, au raffinage et à la combustion des combustibles pour créer de l'électricité sont éliminées, de même que les pertes en aval associées aux utilisations finales non électriques. Certains processus industriels nécessiteront un apport énergétique plus important (production d'hydrogène vert, par exemple), et certaines activités d'extraction et de raffinage devront augmenter (liées aux métaux pour les batteries, les panneaux solaires, les éoliennes, etc.)

Les six étapes suivantes montrent les actions nécessaires pour électrifier complètement l'économie et éliminer l'utilisation des combustibles fossiles. Ces six étapes détaillent les hypothèses de demande d'électricité pour une économie énergétique durable et conduisent à la courbe de demande d'électricité qui est modélisée.

La modélisation a été effectuée sur l'économie énergétique américaine en utilisant des données fiables disponibles auprès de l'Energy Information Administration (EIA) pour la période 2019-2022<sup>c</sup>, et les résultats ont été mis à l'échelle pour estimer les actions nécessaires pour l'économie mondiale en utilisant un facteur d'échelle 6x basé sur l'échelle de consommation d'énergie 2019 entre les États-Unis et le monde, selon les bilans énergétiques de l'AIE. Il s'agit d'une simplification importante qui pourrait être améliorée dans les analyses futures, étant donné que les demandes énergétiques mondiales sont différentes de celles des États-Unis dans leur composition et qu'elles devraient augmenter au fil du temps. Cette analyse a été menée sur les États-Unis en raison de la disponibilité de données horaires très fidèles.

Ce plan considère l'éolien terrestre/offshore, le solaire, le nucléaire existant et l'hydroélectricité comme des sources de production d'électricité durables, et considère la biomasse existante comme durable, bien qu'elle soit susceptible d'être progressivement abandonnée au fil du temps. En outre, ce plan n'aborde pas la question de la séquestration du dioxyde de carbone émis au cours du siècle dernier par la combustion de combustibles fossiles, au-delà de la capture directe de l'air nécessaire à la production de combustibles synthétiques ; toute mise en œuvre future de ces technologies entraînerait probablement une augmentation de la demande mondiale d'énergie.

## 1. Réalimenter le réseau existant avec des énergies renouvelables

La demande horaire d'électricité existante aux États-Unis est modélisée comme une demande de base inflexible tirée de l'EIA<sup>4</sup>. Quatre sous-régions américaines (Texas, Pacifique, Midwest, Est) sont modélisées pour tenir compte des variations régionales de la demande, de la disponibilité des ressources renouvelables, des conditions météorologiques et des contraintes de transmission du réseau. Cette demande électrique existante est la charge de référence qui doit être soutenue par une production et un stockage durables.

*Au niveau mondial, le secteur de l'électricité est alimenté par 65 PWh/an d'énergie primaire, dont 46 PWh/an de combustibles fossiles, mais seulement 26PWh/an d'électricité sont produits, en raison de l'inefficacité de la transformation des combustibles fossiles en électricité<sup>d</sup>. Si le réseau était alimenté par des énergies renouvelables, seuls 26PWh/an de production durable seraient nécessaires.*

## 2. Passage aux véhicules électriques

Les véhicules électriques sont environ quatre fois plus efficaces que les véhicules à moteur à combustion interne en raison de l'efficacité supérieure du groupe motopropulseur, de la capacité de freinage par récupération et de la conception optimisée de la plate-forme. Ce rapport est valable pour les véhicules de tourisme, les camionnettes et les semi-remorques de classe 8, comme le montre le tableau 1.

Classe de véhicule	Véhicule à moteur à combustion interne (moy.) <sup>5</sup>	Véhicules électriques	Rapport d'efficacité
Voiture particulière	24,2 MPG	115 MPGe (292 Wh.mi) <sup>e</sup>	4.8X
Camion léger / fourgon	17,5 MPG	75 MPGe (450 Wh.mi) <sup>f</sup>	4.3X
Semi-remorque	5,3 MPG (diesel)	22 MPGe (1.7 kWh.mi) <sup>6</sup>	4.2X

Table 1 : Efficacité des véhicules électriques vs. véhicules à moteur à combustion interne

<sup>c</sup> Les données de séries chronologiques horaires américaines utilisées comme entrées de modèle peuvent être téléchargées à l'adresse suivante : <https://www.eia.gov/opendata/browser/>.  
<sup>d</sup> Les 26 PWh/an comprennent 3,5 PWh/an de chaleur utile, principalement produite dans les centrales de cogénération, qui génèrent de la chaleur et de l'électricité.  
<sup>e</sup> Efficacité énergétique moyenne de la flotte mondiale de Tesla, y compris les modèles 3, Y, S et X.  
<sup>f</sup> Estimation interne de Tesla basée sur les connaissances de l'industrie.

À titre d'exemple, la consommation d'énergie de la Tesla Model 3 est de 131 MPGe contre 34 MPG<sup>6,7</sup> pour une Toyota Corolla, soit 3,9 fois moins, et le ratio augmente si l'on tient compte des pertes en amont telles que la consommation d'énergie liée à l'extraction et au raffinage du carburant (voir la figure 4).

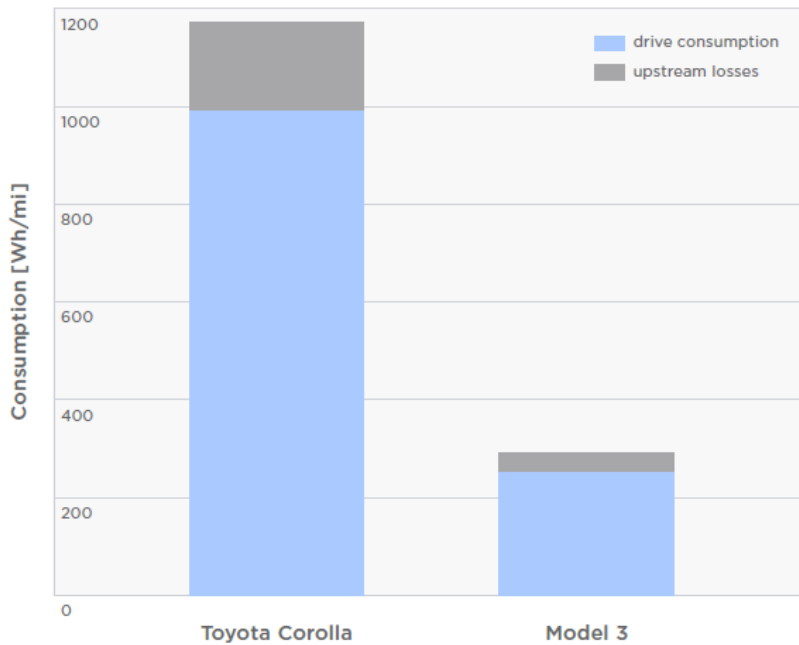


Figure 4: Comparaison entre Tesla Model 3 et Toyota Corolla

Pour établir la demande d'électricité d'un secteur des transports électrifié, la consommation mensuelle historique de pétrole dans le secteur des transports aux États-Unis, à l'exclusion de l'aviation et du transport maritime, pour chaque sous-région, est mise à l'échelle par le facteur d'efficacité des VE ci-dessus (4x)<sup>8</sup>. La répartition des profils de recharge heure par heure de l'ensemble de la flotte de véhicules Tesla, répartis entre demandes flexibles et inflexibles a été pris comme modèle de profil de charge pour un secteur des transports électrifié à 100%. La supercharge, la charge des véhicules commerciaux et les véhicules dont l'état de charge est inférieur à 50% sont considérés comme une demande inflexible. La recharge en courant alternatif à domicile et sur le lieu de travail est considérée comme une demande flexible et modélisée avec une contrainte de conservation d'énergie de 72 heures, modélisant le fait que la plupart des conducteurs ont la possibilité de recharger lorsque les ressources renouvelables sont abondantes. En moyenne, les conducteurs de Tesla rechargent une fois tous les 1,7 jours entre 60 % SOC et 90 % SOC, de sorte que les VE ont une autonomie suffisante par rapport au kilométrage journalier typique pour optimiser leur charge en fonction de la disponibilité de l'énergie renouvelable, à condition qu'il y ait une infrastructure de charge à la fois à la maison et sur le lieu de travail.

*L'électrification globale du secteur des transports élimine 28 PWh/an d'utilisation de combustibles fossiles et, en appliquant le facteur d'efficacité de 4x pour les VE, crée environ 7 PWh/an de demande électrique supplémentaire.*

*Global electrification of the transportation sector eliminates 28 PWh/year of fossil fuel use and, applying the 4x EV efficiency factor, creates ~7 PWh/year of additional electrical demand.*

### 3. Passage aux pompes à chaleur dans le secteur résidentiel, les entreprises et l'industrie

Les pompes à chaleur déplacent la chaleur d'une source à un puits par la compression/expansion d'un réfrigérant intermédiaire<sup>9</sup>. Avec une sélection appropriée de réfrigérants, la technologie des pompes à chaleur s'applique au chauffage des locaux, au chauffage de l'eau et au séchage du linge dans les bâtiments résidentiels et commerciaux, ainsi qu'à de nombreux processus industriels.

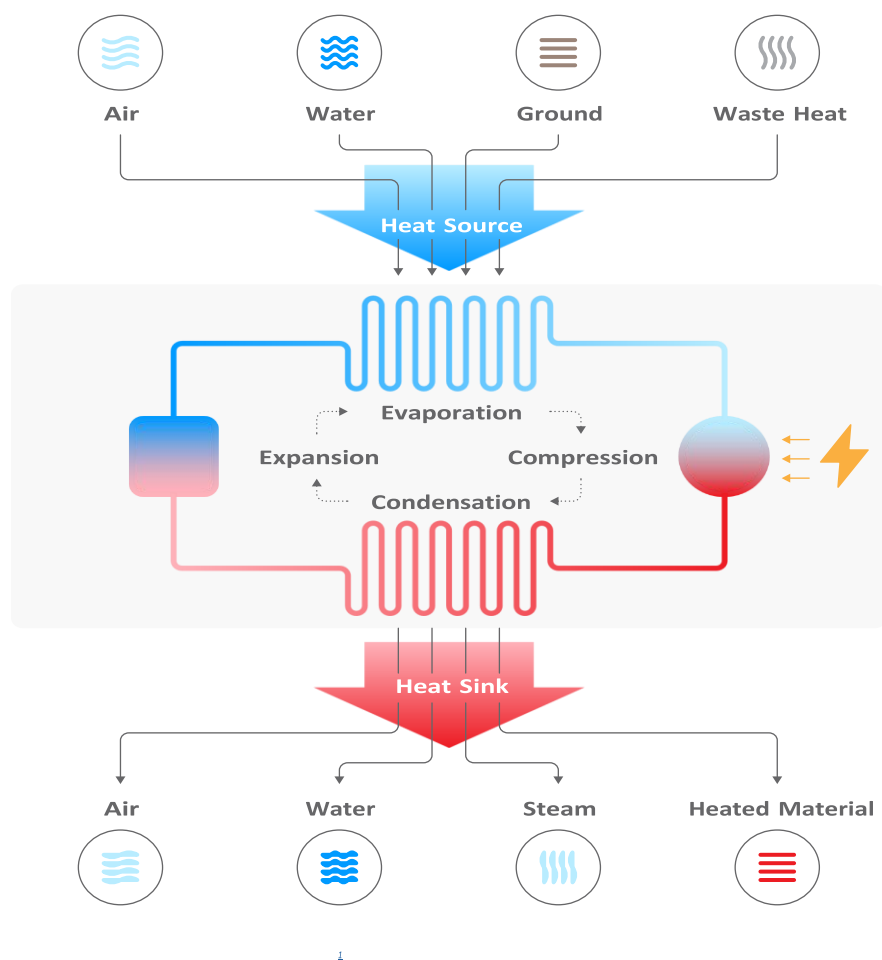


Figure 5 : fonctionnement d'une pompe à chaleur<sup>10</sup>

Les pompes à chaleur aérothermiques sont la technologie la plus appropriée pour moderniser les chaudières à gaz dans les maisons existantes, et peuvent fournir 2,8 unités de chaleur par unité d'énergie consommée sur la base d'un facteur de performance saisonnier de chauffage (HSPF) de 9,5 Btu/Wh, un taux d'efficacité typique pour les pompes à chaleur aujourd'hui<sup>11</sup>. Les chaudières à gaz produisent de la chaleur en brûlant du gaz naturel. Leur rendement annuel d'utilisation du combustible (AFUE) est d'environ 90%<sup>12</sup>. Par conséquent, les pompes à chaleur consomment environ 3 fois moins d'énergie que les chaudières à gaz (2,8/0,9).

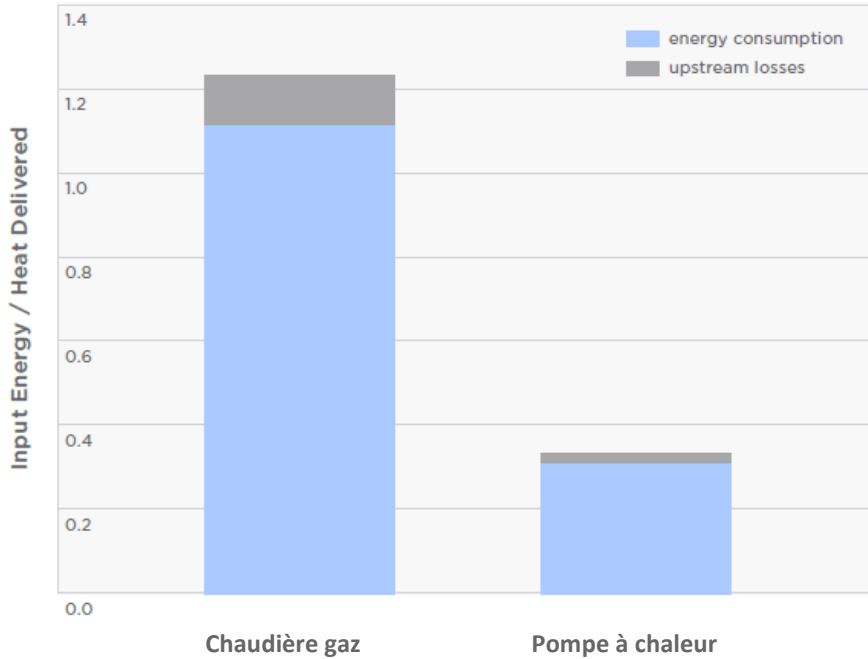


Figure 6: Amélioration de l'efficacité du chauffage des locaux avec une pompe à chaleur par rapport à une chaudière à gaz

### Secteurs résidentiel et commercial

L'EIA fournit l'historique de la consommation mensuelle de gaz naturel aux États-Unis pour les secteurs résidentiel et commercial dans chaque sous-région. Le facteur d'efficacité des pompes à chaleur de 3x réduit la demande d'énergie si tous les appareils à gaz sont électrifiés. Le facteur de charge horaire de la demande d'électricité de base a été appliqué pour estimer la variation horaire de la demande d'électricité des pompes à chaleur, en attribuant effectivement la demande de chauffage aux heures où les maisons sont activement chauffées ou refroidies. En été, la demande résidentielle/commerciale atteint son maximum en milieu d'après-midi lorsque les charges de refroidissement sont les plus élevées ; en hiver, la demande suit la fameuse "courbe en canard" qui atteint son maximum le matin et le soir.

L'électrification globale des appareils résidentiels et commerciaux à l'aide de pompes à chaleur élimine 18 PWh/an de combustibles fossiles et crée 6 PWh/an de demande électrique supplémentaire.

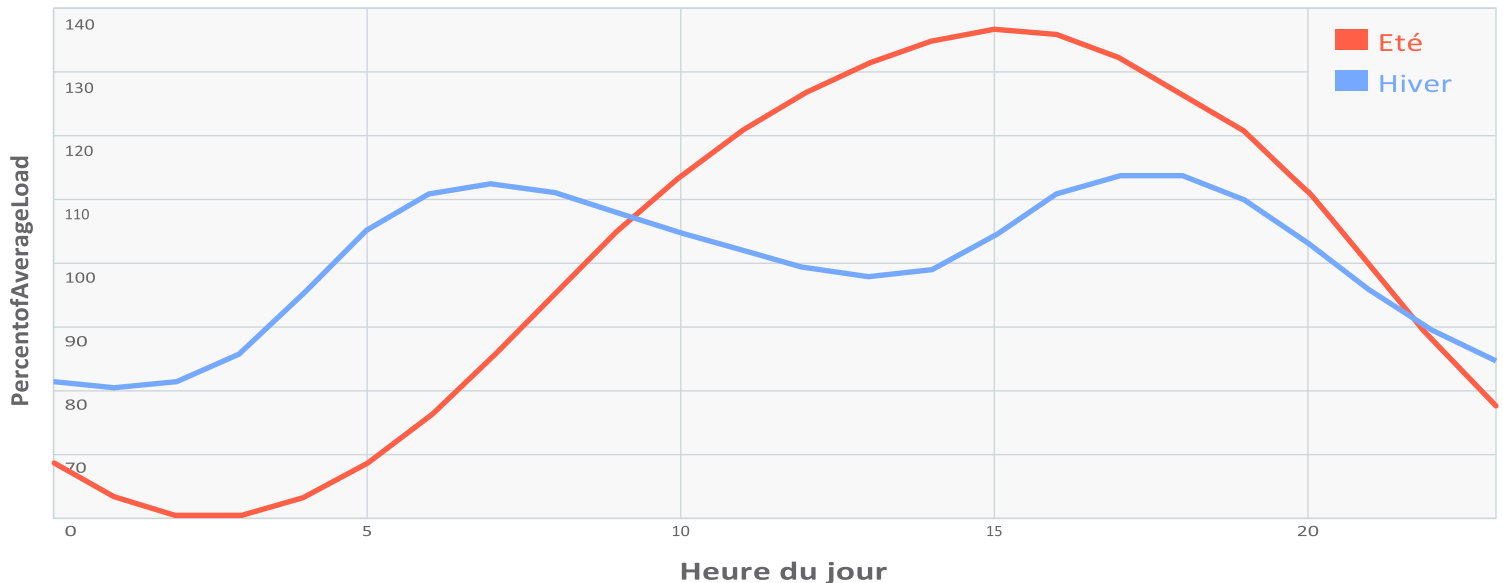


Figure 7: Facteur de charge du chauffage et de la climatisation résidentiels et commerciaux en fonction de l'heure de la journée



## Secteur industriel

Les processus industriels jusqu'à ~200°C, tels que les industries alimentaires, du papier, du textile et du bois peuvent également bénéficier des gains d'efficacité offerts par les pompes à chaleur<sup>13</sup>, bien que l'efficacité des pompes à chaleur diminue avec des différentiels de température plus élevés. L'intégration de la pompe à chaleur est nuancée et les efficacités exactes dépendent fortement de la température de la source de chaleur à partir de laquelle le système puise (l'augmentation de la température est essentielle pour déterminer le facteur d'efficacité de la pompe à chaleur), car de telles hypothèses simplifiées pour un COP réalisable par plage de température sont utilisées :

Temperature/Application	COP
0-60°C Pompe à chaleur	4.0
60-100°C Pompe à chaleur	3.0
100-200°C Pompe à chaleur	1.5

Table 2 : Améliorations supposées de l'efficacité de la pompe à chaleur en fonction de la température

Sur la base de la composition thermique de la chaleur industrielle selon l'IEA et de l'efficacité supposée de la pompe à chaleur par température dans le tableau 2, le facteur d'efficacité pondéré de la pompe à chaleur industrielle modélisé est de 2,2<sup>14,15,16</sup>.

L'EIA fournit l'utilisation mensuelle historique des combustibles fossiles pour le secteur industriel de chaque sous-région<sup>8</sup>. Toutes les utilisations industrielles de combustibles fossiles, à l'exclusion des combustibles fossiles intégrés dans les produits (caoutchouc, lubrifiants, autres) sont supposées être utilisées pour la chaleur des processus industriels. Selon l'AIE, 45 % de la chaleur des processus industriels est inférieure à 200°C et, lorsqu'elle est électrifiée avec des pompes à chaleur, elle nécessite 2,2 fois moins d'énergie d'entrée<sup>16</sup>. La demande électrique ajoutée de la pompe à chaleur industrielle a été modélisée comme une demande horaire fixe et inflexible.

*L'électrification globale de la chaleur des procédés industriels <200° C avec des pompes à chaleur élimine 12 PWh/an de combustibles fossiles et crée 5 PWh/an de demande électrique supplémentaire.*

## 4. Électrifier la livraison de chaleur à haute température et la production d'hydrogène

### Électrifier les processus industriels à haute température

Les processus industriels qui nécessitent des températures élevées (> 200 °C) représentent les 55 % restants de l'utilisation de combustibles fossiles et nécessitent une attention particulière. Cela comprend la production d'acier, de produits chimiques, d'engrais et de ciment, entre autres.

Ces processus industriels à haute température peuvent être servis directement par un chauffage par résistance électrique, des fours à arc électrique ou tamponnés par un stockage thermique pour tirer parti d'une énergie renouvelable à faible coût lorsqu'elle est disponible en excès. Le stockage thermique sur site peut être utile pour accélérer de manière rentable l'électrification industrielle (par exemple, en utilisant directement les supports de stockage thermique et les éléments chauffants radiatifs)<sup>17,18</sup>.

Identifier les supports de stockage thermique optimaux par température/application

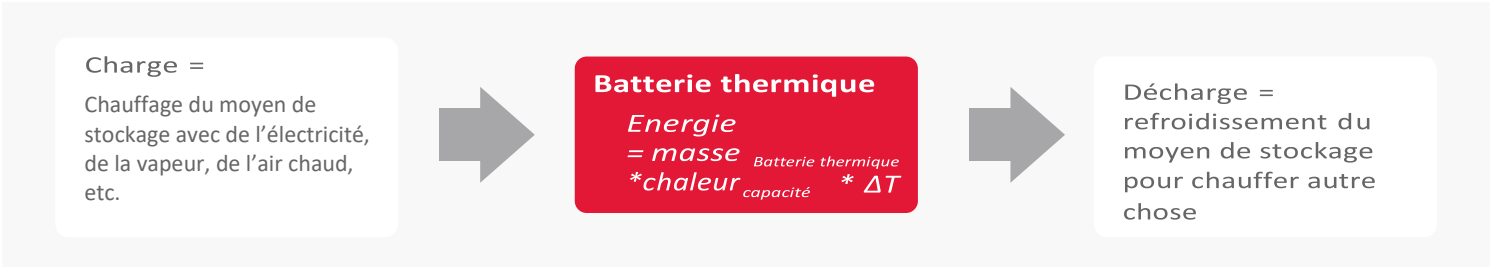


Figure 8: Schéma général du stockage thermique

Fourniture de chaleur pour les processus industriels à haute température

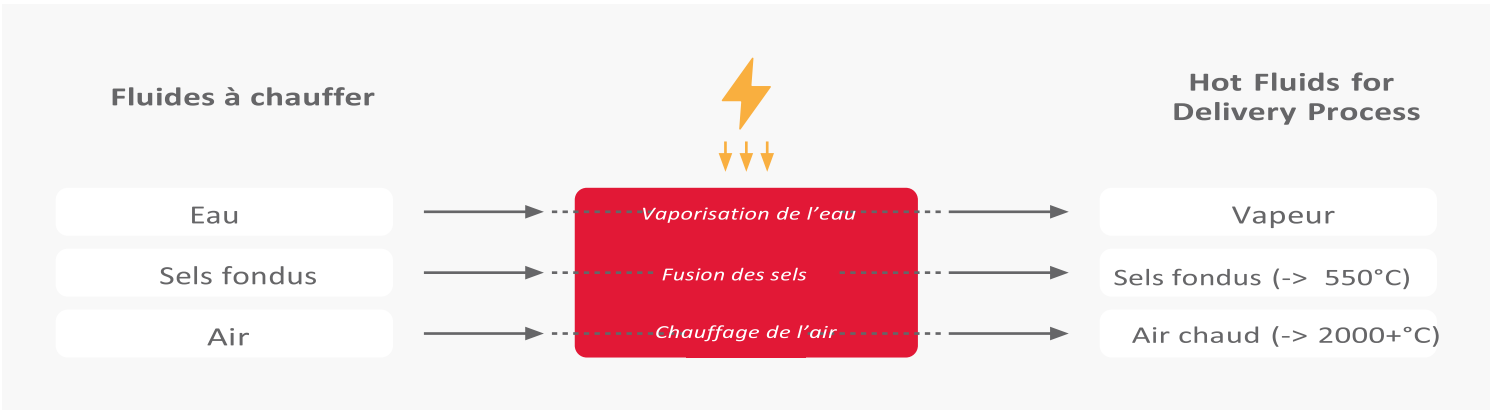


Figure 9A: Stockage thermique - Fourniture de chaleur au processus industriels par l'intermédiaire de fluides caloporteurs



Figure 9B : Stockage thermique – Fourniture chaleur au processus industriel par chaleur radiante directe

Le chauffage par résistance électrique et les fours à arc électrique ont une efficacité similaire à celle du chauffage des hauts fourneaux et nécessitent donc une quantité similaire d'énergie primaire renouvelable. Ces procédés à haute température sont modélisés comme une demande fixe et inflexible.

Le stockage thermique est modélisé comme un tampon énergétique pour la chaleur industrielle à haute température dans le secteur industriel, avec un rendement thermique aller-retour de 95 %. Dans les régions où la capacité solaire installée est élevée, le stockage thermique aura tendance à se charger en milieu de journée et à se décharger pendant la nuit pour répondre aux besoins thermiques industriels continus, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. La figure 9 présente les vecteurs de chaleur possibles et montre que plusieurs matériaux sont susceptibles de fournir de la chaleur industrielle >1500C.

L'électrification globale de la chaleur industrielle >200°C élimine 9 PWh/an de combustibles fossiles et crée 9 PWh/an de demande électrique supplémentaire, dans l'hypothèse d'une efficacité égale de la livraison de chaleur.

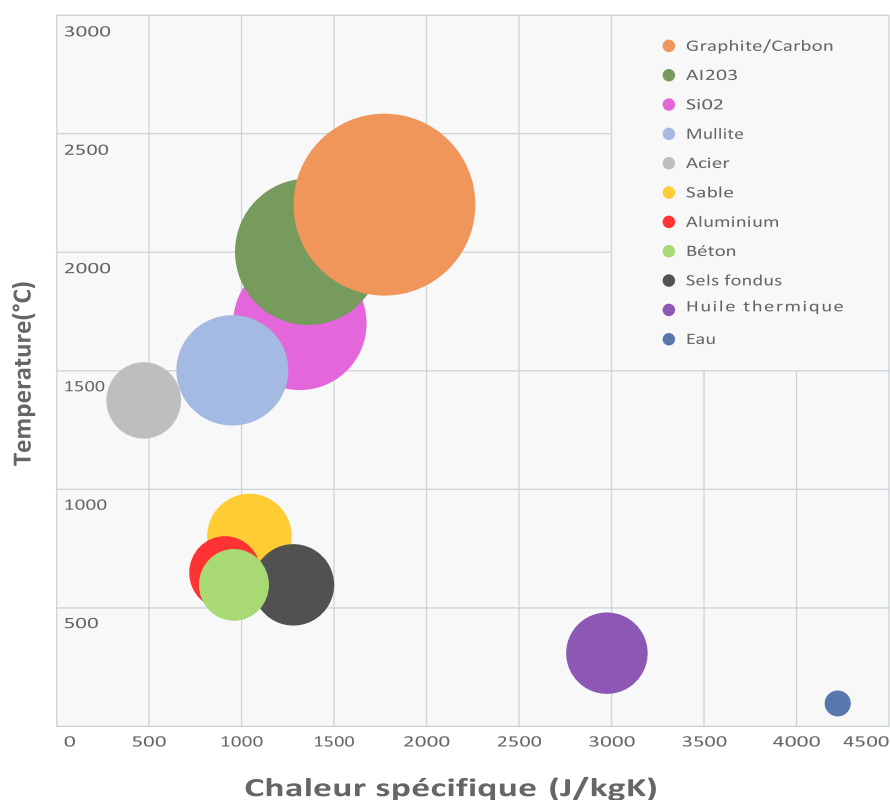


Figure 10: Stockage thermique – Support de stockage

Note: le diamètre des cercles représente la chaleur spécifique dans la plage d'utilisation.

### Produire durablement de l'hydrogène pour l'acier et les engrais

Aujourd'hui, l'hydrogène est produit à partir de charbon, de pétrole et de gaz naturel et est utilisé dans le raffinage des combustibles fossiles (notamment le diesel) et dans diverses applications industrielles (y compris la production d'acier et d'engrais).

L'hydrogène vert peut être produit par électrolyse de l'eau (haute intensité énergétique, aucun produit contenant du carbone consommé/produit) ou par pyrolyse du méthane (intensité énergétique plus faible, produit un sous-produit solide de noir de carbone qui pourrait être converti en produits utiles à base de carbone)<sup>8</sup>.

Pour estimer prudemment la demande d'électricité en hydrogène vert, l'hypothèse est la suivante :

- Aucun hydrogène ne sera nécessaire pour le raffinage des combustibles fossiles à l'avenir
- La production d'acier sera convertie au procédé de réduction directe du fer, nécessitant de l'hydrogène comme intrant. La demande en hydrogène pour réduire le minerai de fer (supposé être Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) est basée sur la réaction de réduction suivante :

Reduction par H<sub>2</sub>

- $\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{H}_2 = 3\text{FeO} + \text{H}_2\text{O}$
- $\text{FeO} + \text{H}_2 = \text{Fe} + \text{H}_2\text{O}$
- Toute la production d'hydrogène proviendra de l'électrolyse

<sup>8</sup> La production d'acier durable peut également être réalisée par électrolyse d'oxydes fondus, qui nécessite de la chaleur et de l'électricité, mais ne nécessite pas d'hydrogène comme agent réducteur, et peut être moins énergivore, mais cet avantage dépasse le cadre de l'analyse<sup>19</sup>.

Ces hypothèses simplifiées pour la demande industrielle se traduisent par une demande mondiale de 150 Mt/an d'hydrogène vert, et l'approvisionnement à partir de l'électrolyse nécessite environ 7,2 PWh/an d'électricité produite de manière durable<sup>h,20,21</sup>.

La demande électrique pour la production d'hydrogène est modélisée comme une charge flexible avec des contraintes de production annuelles, avec un potentiel de stockage d'hydrogène modélisé sous la forme d'installations souterraines de stockage de gaz (comme le gaz naturel est stocké aujourd'hui) avec des contraintes de ressources maximales. Les installations souterraines de stockage de gaz utilisées aujourd'hui pour le stockage du gaz naturel peuvent être modernisées pour le stockage de l'hydrogène ; le stockage d'hydrogène modélisé aux États-Unis nécessite environ 30 % des installations de stockage de gaz souterraines existantes aux États-Unis<sup>22,23</sup>. Note : certaines installations de stockage, telles que les cavernes de sel, ne sont pas uniformément dispersées géographiquement, ce qui peut présenter des défis, et il peut y avoir de meilleures solutions de stockage alternatives.

*L'hydrogène vert durable à l'échelle mondiale élimine 6 PWh/an d'utilisation d'énergie fossile et 2 PWh/an d'utilisation non énergétique<sup>i,24</sup>. Les énergies fossiles sont remplacées par 7 PWh/an de demande électrique supplémentaire.*

## 5. Avions et bateaux à carburant durable

Le transport maritime continental et intercontinental peut être électrifié en optimisant la vitesse de conception et les itinéraires pour permettre des batteries plus petites avec des arrêts de charge plus fréquents sur de longs itinéraires. Selon l'AIE, le transport maritime consomme 3,2 PWh/an dans le monde. En appliquant un avantage d'efficacité d'électrification estimé à 1,5 fois, une flotte maritime mondiale entièrement électrifiée consommera 2,1 PWh/an d'électricité<sup>25</sup>.

Les vols à courte distance peuvent également être électrifiés grâce à une conception d'avion et une trajectoire de vol optimisées aux densités d'énergie de la batterie d'aujourd'hui<sup>26</sup>. Les vols plus longs, estimés à 80 % de la consommation d'énergie des voyages en avion (85 milliards de gallons / an de kérosène dans le monde), peuvent être alimentés par des carburants synthétiques générés à partir d'un excès d'électricité renouvelable en exploitant le processus Fischer-Tropsch, qui utilise un mélange de monoxyde de carbone (CO) et de l'hydrogène (H<sub>2</sub>) pour synthétiser une grande variété d'hydrocarbures liquides, et a été démontré comme une voie viable pour la synthèse du carburateur synthétique<sup>27</sup>. Cela nécessite 5PWh/an d'électricité supplémentaire, avec :

- H<sub>2</sub> généré par électrolyse<sup>xxi</sup>
- CO<sub>2</sub> capté par captage direct dans l'air<sup>28,29</sup>
- CO produit par électrolyse du CO<sub>2</sub>

Le carbone et l'hydrogène pour les carburants synthétiques peuvent également provenir de la biomasse. Des méthodes plus efficaces et plus rentables pour la production de carburant synthétique pourraient devenir disponibles avec le temps, et des batteries à densité d'énergie plus élevée permettront d'électrifier les avions à plus longue distance, réduisant ainsi le besoin de carburants synthétiques.

La demande électrique pour la production de carburant synthétique a été modélisée comme une demande flexible avec une contrainte énergétique annuelle. Le stockage de carburant synthétique est possible avec les technologies de stockage de carburant conventionnelles, un rapport de volume de 1:1 est supposé. La demande d'électricité pour le transport maritime a été modélisée comme une demande horaire constante.

*Le carburant et l'électricité synthétiques durables mondiaux pour les bateaux et les avions éliminent 7PWh/an de combustibles fossiles et créent 7PWh/an de demande électrique mondiale supplémentaire.*

## 6. Fabriquer l'économie de l'énergie durable

De l'électricité supplémentaire est nécessaire pour construire l'infrastructure de production et de stockage - panneaux solaires, éoliennes et batteries - nécessaire à l'économie énergétique durable. Cette demande d'électricité a été modélisée comme une demande horaire incrémentale, inflexible et plate dans le secteur industriel. Plus de détails peuvent être trouvés dans l'annexe : Construire l'économie de l'énergie durable - Intensité énergétique.

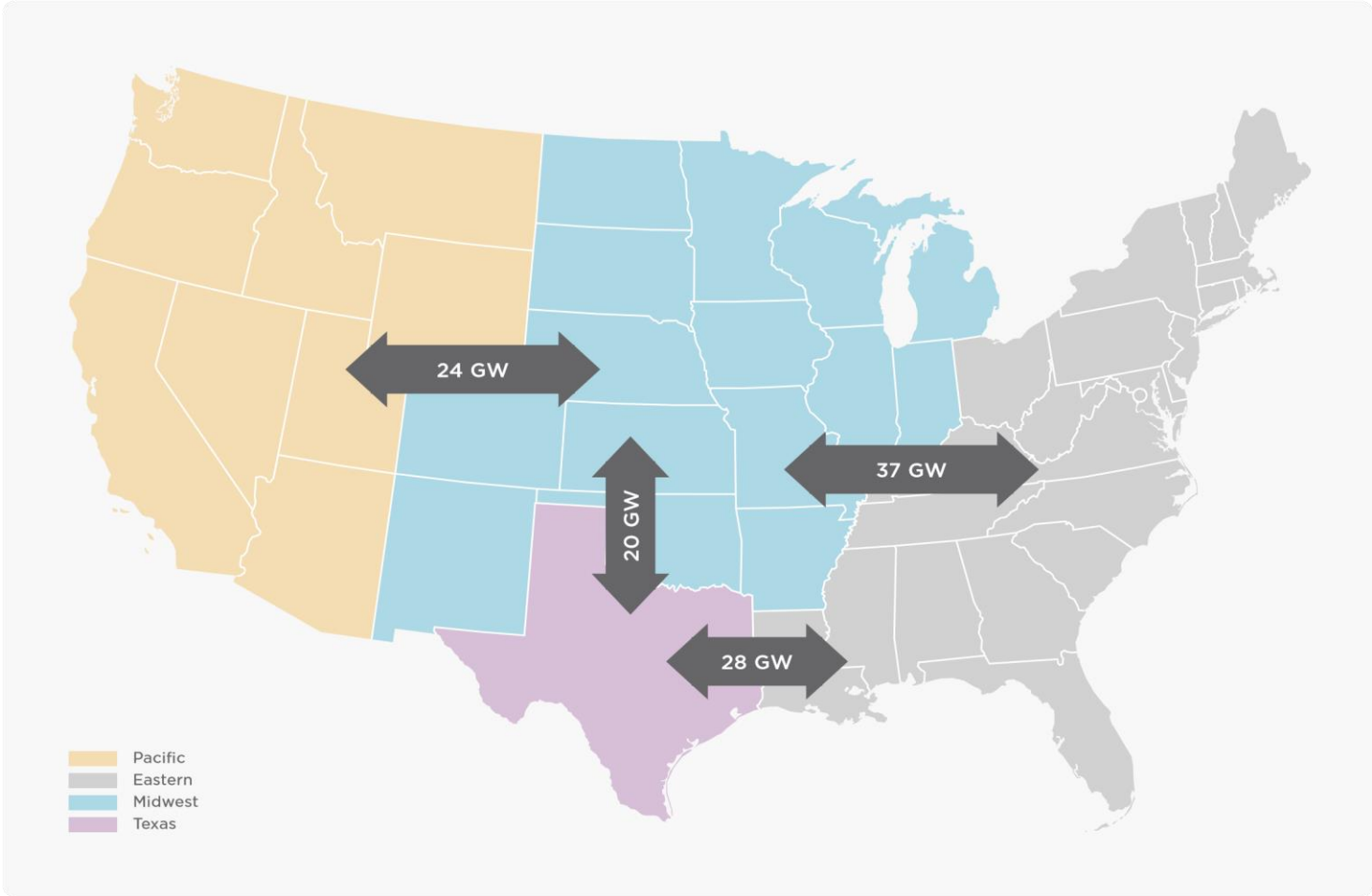
<sup>h</sup> Ajustement de la demande actuelle d'hydrogène, en supprimant la demande liée au raffinage du pétrole, car cela ne sera pas nécessaire. En supposant que tout l'hydrogène produit à partir du charbon et le gaz naturel est aujourd'hui remplacé. Ensuite, l'énergie nécessaire pour produire l'hydrogène à partir du charbon et du gaz naturel, par rapport à l'électrolyse, est calculée.

<sup>i</sup> Selon l'AIE, 85% de la consommation non énergétique de gaz naturel est consommée par la production d'engrais et de méthanol

# Modélisation de l'économie énergétique entièrement durable

Ces 6 étapes créent une demande électrique américaine à satisfaire avec une production et un stockage durables. Pour ce faire, l'infrastructure de production et de stockage est établie à l'aide d'un modèle intégré d'expansion de capacité et de dispatch basé sur un coût horaire optimal<sup>j</sup>. Le modèle est divisé entre quatre sous-régions des États-Unis avec des contraintes de transmission modélisées entre les régions. Ce modèle a été simulé sur quatre années météorologiques (2019-2022) pour capturer une gamme de conditions météorologiques<sup>k</sup>. Les limites d'interconnexions régionales sont estimées sur la base des capacités de ligne actuelles sur les principales voies de transmission publiées par les entités régionales du North American Electricity Reliability Council (NERC) (SERC<sup>30</sup>, WECC<sup>31</sup>, ERCOT<sup>32</sup>). La figure 11 montre la demande énergétique de l'économie entièrement électrifiée pour l'ensemble des États-Unis.

## Régions modélisées et interconnexion des réseaux

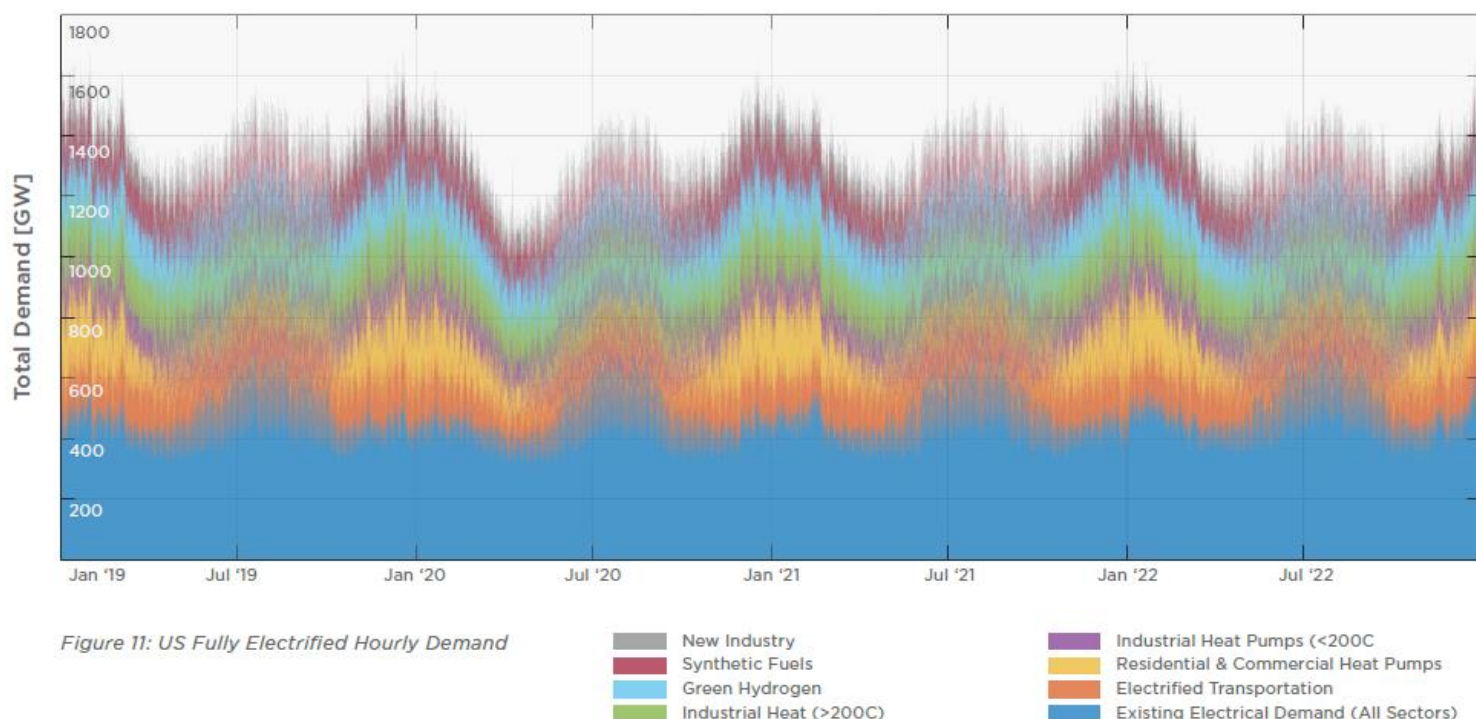


Carte 1 : Régions modélisées et interconnexion des réseaux

<sup>j</sup> Les modèles d'optimisation convexes qui peuvent déterminer l'expansion optimale de la capacité et la répartition des ressources sont largement utilisés dans l'industrie. Par exemple, par les services publics ou les opérateurs de système pour planifier leurs systèmes (par exemple, les investissements de production et de réseau nécessaires pour répondre à leur charge prévue), ou pour évaluer l'impact de politiques énergétiques spécifiques sur le système énergétique. Ce modèle construit le portefeuille de production et de stockage le moins coûteux pour répondre à la demande à chaque heure de la période de quatre ans analysée et répartit ce portefeuille toutes les heures pour répondre à la demande. Les décisions d'extension de capacité et d'expédition sont optimisées en une seule étape, ce qui garantit que le portefeuille est optimal sur la période analysée, que la valeur de stockage est pleinement reflétée et que l'impact de la variabilité climatique est modélisé. D'autres analyses modélisent généralement l'expansion de la capacité et la répartition du portefeuille en deux étapes distinctes. Les décisions d'expansion de la capacité sont prises en premier (par exemple, quelle quantité de production et de stockage est estimée être le portefeuille le moins coûteux sur l'horizon temporel), suivies d'une modélisation séparée de la distribution du portefeuille (par exemple, quelle quantité de production et de stockage doit être distribuée dans chaque heure pour répondre à la demande avec des réserves de fonctionnement suffisantes). L'approche en deux étapes produit des résultats pseudo-optimaux, mais permet des modèles plus intensifs en calcul à chaque étape.

<sup>k</sup> Le modèle est contraint de respecter une marge de réserve d'exploitation de 15 % toutes les heures pour garantir que ce portefeuille de production et de stockage est robuste à une gamme de conditions météorologiques et de système au-delà de celles explicitement modélisées.





Les ressources éoliennes et solaires de chaque région sont modélisées avec leur facteur de capacité horaire respectif (c'est-à-dire la quantité d'électricité produite par heure par MW de capacité installée), son coût d'interconnexion et la capacité maximale disponible pour le modèle à construire. Les facteurs de capacité horaire éolienne et solaire spécifiques à chaque région ont été estimés à l'aide de la production éolienne/solaire historique tirée de l'EIA dans chaque région, capturant ainsi les différences de potentiel de ressources dues aux conditions météorologiques régionales<sup>l,m</sup>. Les facteurs de capacité ont été mis à l'échelle pour représenter les tendances prospectives basées sur la récente étude Princeton Net-Zero America<sup>33</sup> La figure 11 montre le facteur de capacité horaire pour l'éolien et le solaire par rapport au temps pour l'ensemble des États-Unis. Le tableau 3 montre le facteur de capacité moyen et la demande pour chaque région des États-Unis.

<sup>l</sup> L'EIA ne rapporte pas la production éolienne offshore pour la période analysée compte tenu de la capacité installée éolienne offshore existante limitée. Le profil de production éolienne offshore a été estimé en mettant à l'échelle le profil historique de production éolienne terrestre au facteur de capacité éolienne offshore estimé par l'étude Princeton Net-Zero America.

<sup>m</sup> Chaque région est modélisée avec deux ressources éoliennes terrestres et deux ressources solaires avec un facteur de capacité, un coût d'interconnexion et un potentiel maximal différents. Cela tient compte du fait que les sites les plus économiques sont généralement construits en premier et que les projets ultérieurs ont généralement des facteurs de capacité inférieurs et/ou des coûts d'interconnexion plus élevés, car ils peuvent être plus éloignés des centres de demande nécessitant plus de transmission ou dans des emplacements avec des terrains à coût plus élevé.

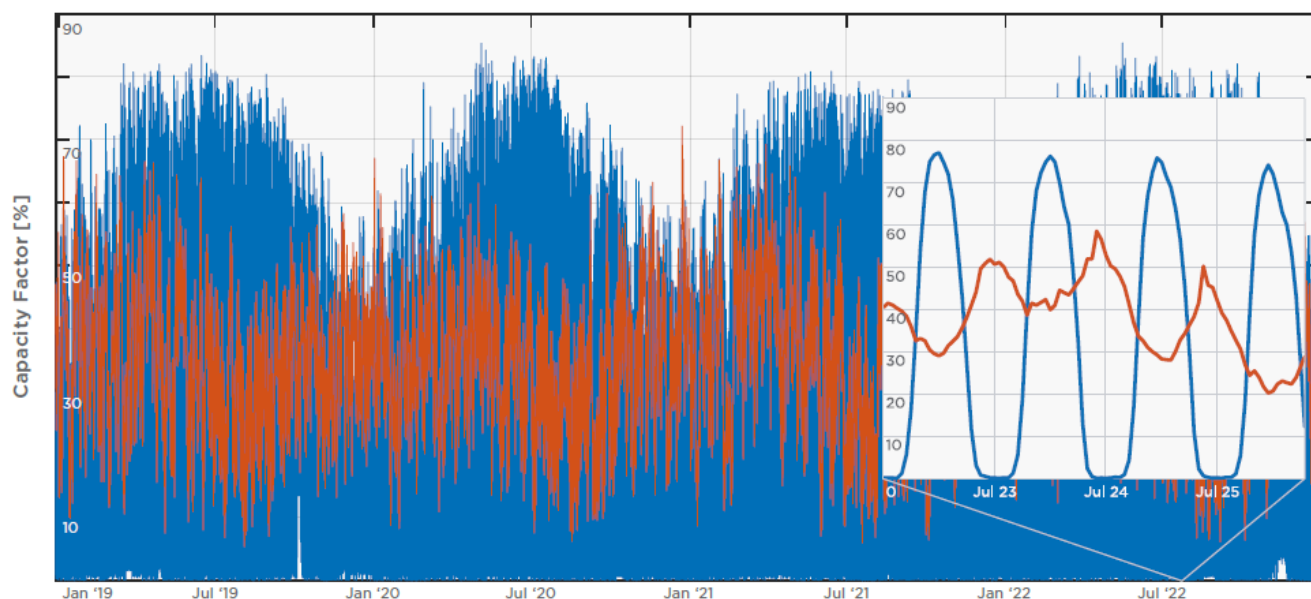


Figure 12 : Historique du facteur de charge (CF) des énergies renouvelables aux Etats Unis ■ Solar Resources ■ Wind Resources

Région	Facteur de Charge éolien	Facteur de Charge solaire	Demande [PWh/yr]
East	29%	22%	4.6
Midwest	40%	27%	3.6
Pacific	36%	27%	1.9
Texas	37%	23%	1.6
Tous les Etats Unis	34%	24%	11.6

Table 3 : Facteur de Charge moyen historique du solaire et de l'éolien et demande d'une économie entièrement électrifiée par région

Le modèle construit la production et le stockage sur la base d'attributs de coût et de performance spécifiques aux ressources, et d'un objectif global de minimisation du coût actualisé de l'énergie<sup>n</sup>. Le modèle suppose une augmentation des capacités de transmission interrégionales<sup>o</sup>.

Pour fournir une énergie fiable toute l'année, il est économiquement optimal de déployer une capacité solaire et éolienne excédentaire, ce qui entraîne une restriction de production. Cette restriction se produira lorsque (1) la production solaire et/ou éolienne est supérieure à la demande d'électricité dans une région, (2) le stockage est plein et (3) il n'y a pas de capacité de transmission disponible pour transmettre la production excédentaire à d'autres régions. Il existe un compromis économique entre la construction d'une capacité de production d'énergie renouvelable excédentaire, la construction d'un réseau de stockage ou l'expansion de la capacité de transmission. Ce compromis peut évoluer à mesure que les technologies de stockage en réseau mûrissent, mais avec les hypothèses modélisées, le portefeuille optimal de production et de stockage a entraîné une réduction de 32 %.

Pour le contexte, la réduction existe déjà sur les marchés à forte pénétration des énergies renouvelables. En 2020, 19 % de la production éolienne en Écosse a été réduite, et en 2022, 6 % de la production solaire en Californie (CAISO) a été réduite en raison de

<sup>n</sup> Coûts pris en compte dans la fonction objectif : capex actualisés de nouvelle production et de stockage avec un taux d'actualisation de 5 %, coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) fixes et variables.

<sup>o</sup> 37 GW de capacité de transport sont modélisés entre le Midwest et l'Est, 28 GW entre le Texas et l'Est, 24 GW entre le Pacifique et le Midwest et 20 GW entre le Texas et le Midwest. Cela correspond à ~3 % de la charge de pointe régionale combinée modélisée. Par exemple, la charge de pointe des régions combinées de l'Est et du Midwest était d'environ 1,2 TW, et la capacité de transmission entre le Midwest et l'Est modélisée était de 37 GW. Actuellement, la capacité de transmission est inférieure à 1 % des charges de pointe régionales combinées (la transmission vers/depuis le Texas étant la plus faible). Des capacités de transmission plus élevées réduisent généralement la construction totale de production et de stockage, mais il existe un compromis économique entre la construction de plus de transmission et la construction de plus de production plus de stockage.

contraintes opérationnelles, telles que l'incapacité des générateurs thermiques à descendre en dessous de leur niveau de fonctionnement minimum, ou la congestion locale sur le réseau de transport<sup>34,35</sup>.

L'économie de l'énergie durable disposera d'une abondance d'énergie peu coûteuse pour les consommateurs capables de l'utiliser pendant les périodes d'excès, ce qui aura un impact sur quand et comment l'énergie est utilisée.

Dans la figure 12 ci-dessous, la répartition horaire est représentée sur un échantillon de jours d'automne, montrant le rôle de chaque ressource de production et de stockage dans l'équilibre entre l'offre et la demande, ainsi que la concentration de la réduction économique au milieu de la journée lorsque le solaire est abondant.

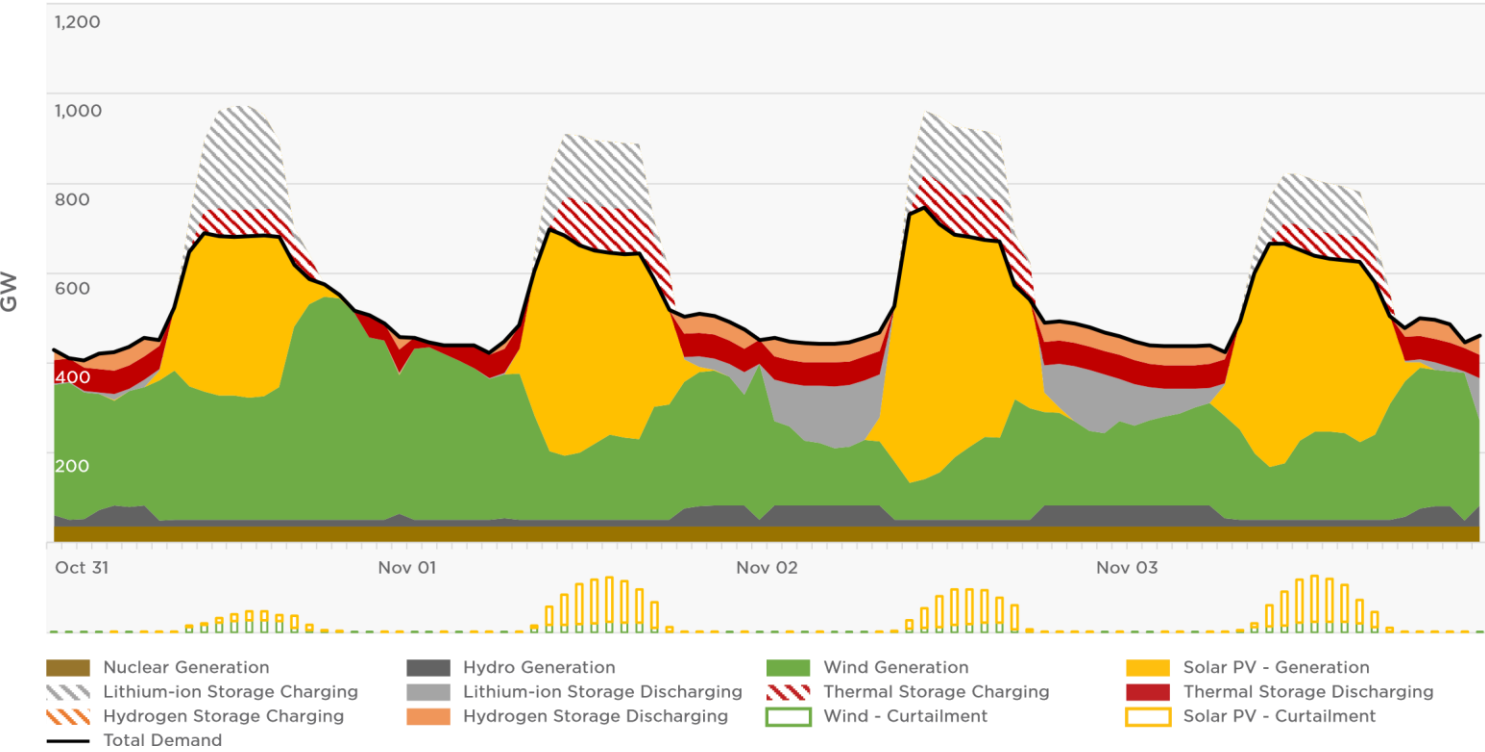


Figure 13: Production horaire en 2019 dans la région Eastern (exclut les importations/exportation)

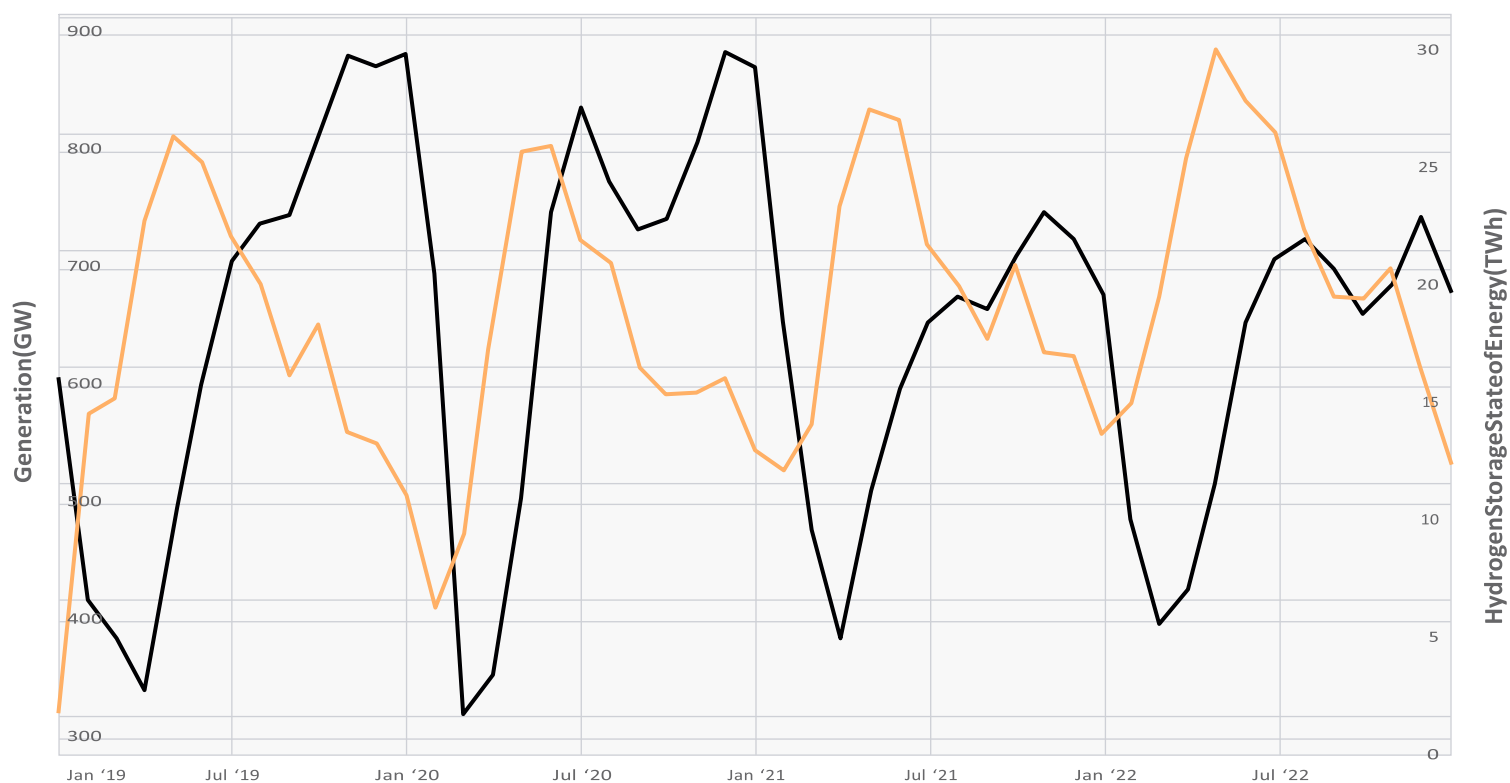


Figure 14 : Saisonnalité de la charge et la décharge du stockage hydrogène  
Dans la région US Eastern (Moyenne mensuelle)

Production solaire et éolien avant réduction  
État de l'énergie du stockage de l'hydrogène

Dans la figure 14, le stockage d'hydrogène est généralement rempli pendant les mois intermédiaires (printemps et automne) lorsque la demande d'électricité est plus faible à mesure que les saisons de chauffage et de refroidissement sont terminées et que la production solaire et éolienne est relativement élevée. De même, à mesure que la production excédentaire diminue pendant les mois d'été et d'hiver, les réservoirs d'hydrogène diminuent, fournissant un stockage d'hydrogène inter saisonnier.

## Technologies de stockage d'énergie évaluées

Pour les applications stationnaires, les technologies de stockage d'énergie du tableau 4 ci-dessous, qui sont actuellement déployées à grande échelle, sont prises en compte. Li-ion signifie batteries lithium-ion LiFePO4/Graphite. Une fourchette de coûts d'installation futurs prudents est répertoriée pour le lithium-ion compte tenu de la volatilité des prix des matières premières (en particulier le lithium). Bien qu'il existe d'autres technologies émergentes telles que métal-air (couple redox Fe <-> Fe2O3) et Na-ion, elles ne sont pas déployées commercialement et ne sont donc pas envisagées.

Stockage	Technologie	2030-2040 Coût installé <sup>p</sup>	O&M Cost (/kW-an)	RTE	Limite de cyclage annuel	Durée de vie	Potentiel technique (limitation)
Mécanique	Thermique (15h)	\$78/kWh <sup>r</sup>	\$15.00 <sup>q</sup>	95% <sup>r</sup>	NA	20 ans <sup>r</sup>	Charges thermiques industrielles seulement
-	Pompage- turbine (STEP)	>\$270/kWh <sup>36</sup>	\$17.80 <sup>44</sup>	80% <sup>44</sup>	NA	100 ans	<26TWh (volume des réservoirs) <sup>36</sup>
-	Hydro saisonnier (~2mo)	NA	NA	-	~5.7 (flux entrant limité)	100 ans	<90TWh (volume & flux entrant) <sup>37</sup>
E-chem	Li-ion (4h-8h)	\$184-\$231/kWh <sup>r</sup>	\$0.80 <sup>38</sup>	95% <sup>r</sup>	365 <sup>r</sup>	20 ans <sup>r</sup>	-
H <sub>2</sub>	Géologique/ Grottes de sel	\$19/kg of H <sub>2</sub> <sup>39</sup>	NA	98%	NA	50+ ans	-

Table 4: Energy Storage Technologies Evaluated

<sup>p</sup> Cela comprend le coût de l'équipement de stockage, l'équilibre du système, l'interconnexion et le coût d'installation.  
<sup>q</sup> Efficacité pour la conversion de l'électricité en thermique. Le modèle n'inclut pas la production d'électricité à partir de la chaleur.  
<sup>r</sup> Estimation interne



## Technologies de production évaluées

Le tableau ci-dessous détaille toutes les technologies de production considérées dans l'économie de l'énergie durable. Les coûts installés ont été tirés des études pour 2030-2040 du NREL et de l'étude Princeton Net-Zero America.

Production	2030-2040 Coût installé	O&M Cost (/kW-an)	Facteur de charge	Durée de vie	Contrainte du modèle	Potentiel technique (US) (limitation)
Solaire	\$752/kW <sup>44</sup> + interconnection <sup>40</sup>	\$15.97 <sup>41</sup>	23-28% <sup>40</sup>	30 ans <sup>44</sup>	Potentiel technique par région/classe de ressources <sup>40</sup>	<153 TW (terrain disponible) <sup>42</sup>
Eolien terrestre	\$855/kW <sup>44</sup> + interconnexion <sup>40</sup>	\$27.57 <sup>41</sup>	36-52% <sup>40</sup>	30 ans <sup>5</sup>	Technical potential per region/resource class <sup>40</sup>	<11 TW (terres disponibles) <sup>42</sup>
Eolien Offshore	\$2,401/kW <sup>44</sup> + interconnection <sup>40</sup>	\$76.51 <sup>44</sup>	48-49% <sup>40</sup>	30 ans <sup>5</sup>	Technical potential per region/resource class <sup>40</sup> Technologie disponible uniquement dans la région East	<1 TW <sup>43,45</sup>
Hydro	\$4,200/kW <sup>44</sup> to \$7,000/kW	\$61.41 <sup>44</sup>	NA	100 ans	152 GW Construit de manière exogène	<152 GW (débit des rivières) <sup>46</sup>
Nucléaire	\$10,500/kW <sup>t</sup>	\$127.35 <sup>41</sup>	Modeling Output	<80 ans	Pas de nouveau nucléaire	NA (rythme de déploiement)
Géothermie	\$5,616/kW <sup>44</sup>	\$99.32 <sup>44</sup>	>95% <sup>47</sup>	30 ans <sup>44</sup>	Pas de nouvelle construction	<100 GW <sup>u</sup>

Table 5: Technologies de production évaluées

<sup>5</sup> Amélioration présumée de la durée de vie. Le NREL 2019 Cost of Wind Energy Review estime le coût du vent avec une durée de vie de 25 ans comme référence et crée des sensibilités avec Durée de vie de 30 ans

<sup>t</sup> Capex supposé supérieur de 50 % aux caractéristiques de coût et de performance de l'EIA des nouvelles technologies de production

<sup>u</sup> À l'exclusion des ressources de type Deep Enhanced Geothermal System

# Résultats du modèle

## Résultats du modèle américain uniquement - Répondre à la nouvelle demande d'électrification

Pour les États-Unis, l’infrastructure optimale de production et de stockage pour répondre à la demande d’électricité, chaque heure, pour les années modélisées est présenté dans le tableau ci-dessous.

Technologie de production d'électricité	Capacité installée (GW)	Production annuelle <sup>v</sup> (TWh)	Limitation de production annuelle <sup>w</sup> (TWh)
Eolien terrestre	1 971	6 060	1 721
Eolien offshore	64	212	62
Panneaux photovoltaïques	3 052	4 046	2 431
Nucléaire (existant)	99	699	NA
Hydro	152	620	NA
Total	5 338	11 637	4 214

Stockage/Autres technologies	Capacité installée (GW)	Capacité installée (TWh)
Stockage 8h Lithium-ion	815	6,5
Stockage thermique industriel	453	6,9
Electrolyseur	418	NA
Stockage hydrogène <sup>x</sup>	NA	107
Total	1 686	120

Table 6: Résultats de modélisation pour les Etats Unis

De plus, 1,2 TWh de batteries stationnaires distribuées sont ajoutées sur la base de déploiements incrémentaux de stockage stationnaire aux côtés de l'énergie solaire sur les toits des bâtiments résidentiels et commerciaux. Cela comprend des déploiements de stockage dans 15 millions de maisons unifamiliales<sup>48</sup> avec du solaire sur le toit, un stockage industriel associé à 43 GW<sup>49,50</sup> de solaire sur le toit commercial et le remplacement du stockage d'au moins 200 GW<sup>51</sup> de la capacité existante de générateurs de secours<sup>y</sup>. Les déploiements de stockage distribué sont exogènes aux résultats du modèle étant donné que le déploiement est motivé par des facteurs qui ne sont pas entièrement reflétés dans le cadre d'un modèle à moindre coût, notamment la résilience et l'autosuffisance de l'utilisateur final lorsque le stockage est associé à l'énergie solaire sur le toit.

<sup>v</sup> Après prise en compte de la réduction

<sup>w</sup> Le modèle réduit la production éolienne/solaire lorsque l'approvisionnement en électricité est supérieur à la demande d'électricité et que la batterie/thermique/stockage d'hydrogène est déjà pleine. La production éolienne/solaire réduite est une production qui n'est pas consommée par les utilisations finales.

<sup>x</sup> 17,8 TWh de kérosène dérivé de H2 sont stockés avec l'infrastructure existante

<sup>y</sup> Le solaire et le stockage est déployé dans moins d'un tiers des bâtiments résidentiels appropriés désignés par le NREL. Quatre heures de stockage sont supposées pour le déploiement des C&I et pour le remplacement du générateur de secours.

# Résultats du modèle mondial - Répondre à la nouvelle demande d'électrification

L'application des 6 étapes au flux énergétique mondial supprimerait les 125 PWh/an de combustibles fossiles utilisés pour la consommation d'énergie et les remplacerait par 66PWh/an d'électricité produite de manière durable<sup>2</sup>. Une nouvelle industrie supplémentaire consommant 4 PWh/an est nécessaire pour fabriquer les batteries, les panneaux solaires et les éoliennes nécessaires (les hypothèses peuvent être trouvées dans l'annexe : Construire l'économie de l'énergie durable - Intensité énergétique).

L'infrastructure mondiale de production et de stockage pour répondre à la demande d'électricité a été calculée en multipliant par 6 le mix de ressources aux États-Unis. Comme indiqué ci-dessus, il s'agit d'une simplification importante et pourrait être un domaine à améliorer dans les analyses futures, car les demandes énergétiques mondiales sont différentes de celles des États-Unis dans leur composition et devraient augmenter avec le temps. Cette analyse a été menée aux États-Unis en raison de la disponibilité de données horaires de qualité.

Economie à énergie durable (PWh/an)

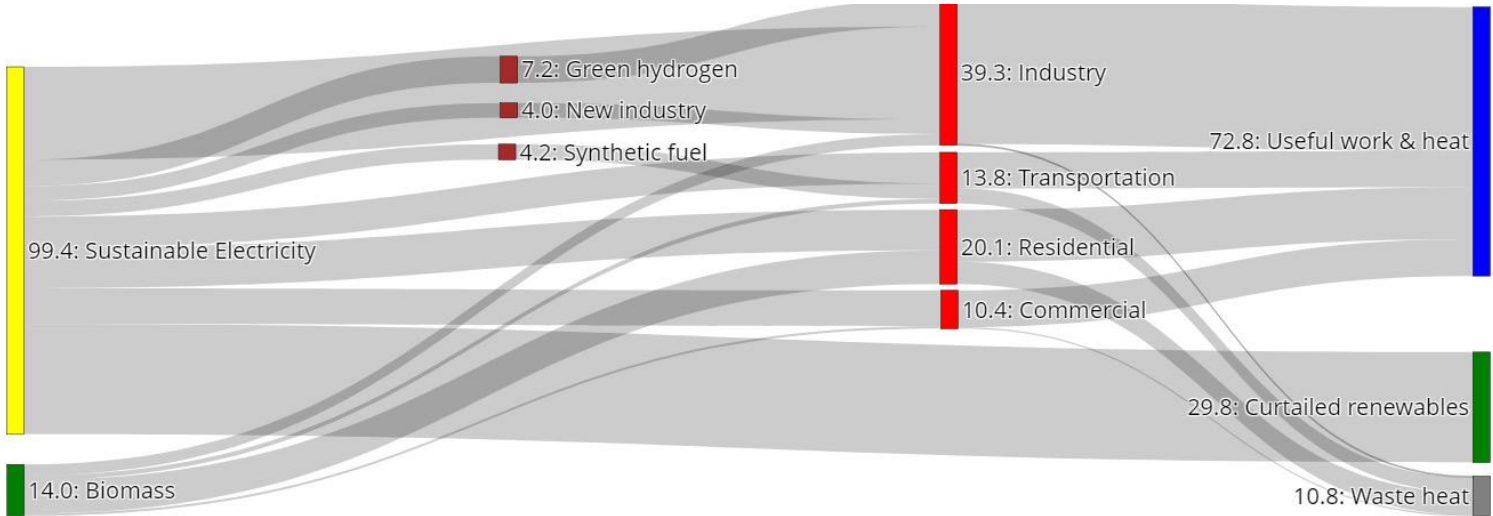


Figure 15: Economie à énergie durable , Flux d'énergie global par secteur, analyse IEA et Tesla

<sup>2</sup> Les ~9 PWh/an restants de combustibles fossiles sont consommés par des utilisations non énergétiques

# Batteries pour le transport

## Véhicules

Aujourd'hui, il y a 1,4 milliard de véhicules en circulation dans le monde et une production annuelle de véhicules de tourisme d'environ 85 millions de véhicules, selon l'OICA. Sur la base d'hypothèses de taille de batteries, la flotte de véhicules nécessitera 112 TWh de batteries<sup>aa</sup>. Les véhicules autonomes ont le potentiel de réduire la flotte mondiale et la production annuelle requise, grâce à une meilleure utilisation des véhicules.

Les véhicules à autonomie standard peuvent utiliser les chimies à faible densité d'énergie (LFP), tandis que les véhicules à longue autonomie nécessitent des chimies à densité d'énergie plus élevée (riche en nickel). L'affectation des cathodes en fonction du segment de véhicule est répertoriée dans le tableau ci-dessous. High Nickel fait référence à des cathodes Nickel Manganèse à teneur faible ou nulle en cobalt actuellement en production, en cours de développement chez Tesla, les fournisseurs de Tesla et dans des groupes de recherche.

Type de véhicule	Equivalent Tesla	Cathode	Taille du pack (kWh)	Ventes annuelles	Flotte globale	Flotte globale (TWh)
Citadine	[TBD]	LFP	53	42 M	686 M	36
Berline compacte	Model 3/Y	LFP	75	24 M	380 M	28
Utilitaires/Minibus	[TBD]	High Nickel	100	10 M	163 M	16
Berline, SUVs & Pick-up	Model S/X, Cybertruck	High Nickel	100	9M	149M	15
Bus	[TBD]	LFP	300	1M	5M	2
Camions	Semi Light	LFP	500	1M	6,7 M	3
Semi-remorque	Semi Heavy	High Nickel	800	2M	13,3 M	11
Total	-	-	-	89M	1 403 M	112

Table 7 : Répartition du parc de véhicules

<sup>aa</sup> Pour approximer la capacité de batteries nécessaire pour remplacer 100 % des véhicules routiers, la taille de la flotte mondiale, la taille du pack batterie (kWh), la taille de la flotte mondiale de passagers et la production annuelle (~85M de véhicules/an) sont basés sur les données de l'OICA. Le nombre de véhicules par segment est estimé sur la base des données de ventes de S&P Global. Pour les bus et les camions, un facteur ~x5 est appliqué pour passer de la flotte US à la flotte mondiale car les données mondiales n'étaient pas disponibles

Flotte électrique mondiale



Navires et avions

Avec 2,1 PWh de demande annuelle, si les navires rechargent environ 70 fois par an en moyenne et rechargent à 75 % de leur capacité à chaque fois, alors 40 TWh de batteries sont nécessaires pour électrifier la flotte océanique. L'hypothèse est que 33 % de la flotte nécessitera une cathode Nickel Manganèse de densité plus élevée, et 67 % de la flotte n'aura besoin que d'une cathode LFP à faible densité d'énergie. Pour l'aviation, si 20% de la flotte d'environ 15 000 avions monocouloirs est électrifiée avec des packs de 7 MWh, alors 0,02 TWh de batteries seront nécessaires. Il s'agit d'estimations prudentes et il faudra probablement moins de batteries.

	Cathode	Flotte globale (TWh)
Navire à grand rayon d'action	Base Ni/Mn	12
Navire à moyen rayon d'action	LFP	28
Avion	High Nickel	0,02
Total	-	40

Table 8: Electric Ship and Plane Fleet Breakdown



## Résultats du modèle mondial - Batteries d'électrification et de transport

Le tableau 9 résume l'infrastructure de production d'énergie et de stockage pour répondre à la demande mondiale d'électricité et le stockage de transport requis sur la base des hypothèses de véhicules, de navires et d'avions. L'explication de la façon dont les portfolios de production et de stockage ont été alloués aux utilisations finales peut être trouvée dans l'annexe : Allocation de production et de stockage aux utilisations finales.

	Batteries de véhicules (TWh)	Batteries bateaux et avions (TWh)	Batteries stationnaires E-chem (TWh)	Batteries stationnaires thermiques (TWh)	Production solaire (TW)	Production éolienne (TW)	Solaire + éolien (TW)	Electrolyseurs (TW)	Stockage hydrogène (TWh)
Rénover le réseau existant avec des énergies renouvelables	-	-	22,9	-	6,8	3,8	10,6	-	-
Passer aux véhicules électriques	112	-	3,7	-	3,3	1,5	4,9	-	-
Passez aux pompes à chaleur dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel	-	-	6,7	-	2,7	2,1	4,8	-	-
Électrifier la distribution de chaleur à haute température	-	-	4,1	41,4	1,3	1,5	2,8	-	-
Hydrogène	-	-	4,4	-	2,1	1,6	3,7	2,5	642
Avions et bateaux à carburant durable	-	40	4,4	-	2,1	1,6	3,7	-	-
Total	112	40	46,2	41,4	18,3	12,1	30,3	2,5	642

Table 9 : Portefeuille de production et de stockage pour répondre à la demande mondiale d'électricité et de batteries pour le transport

Batteries stationnaires et véhicules

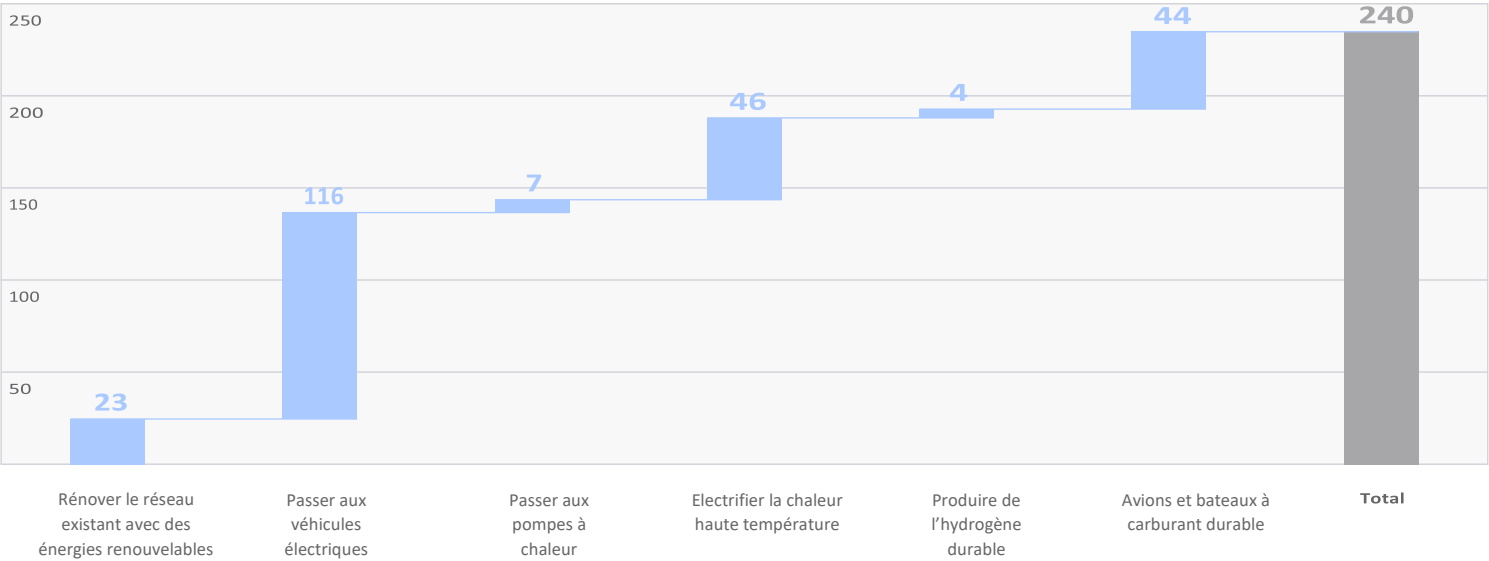


Table 10 : Stockage – Graphique en cascade

Solaire et éolien (TW)

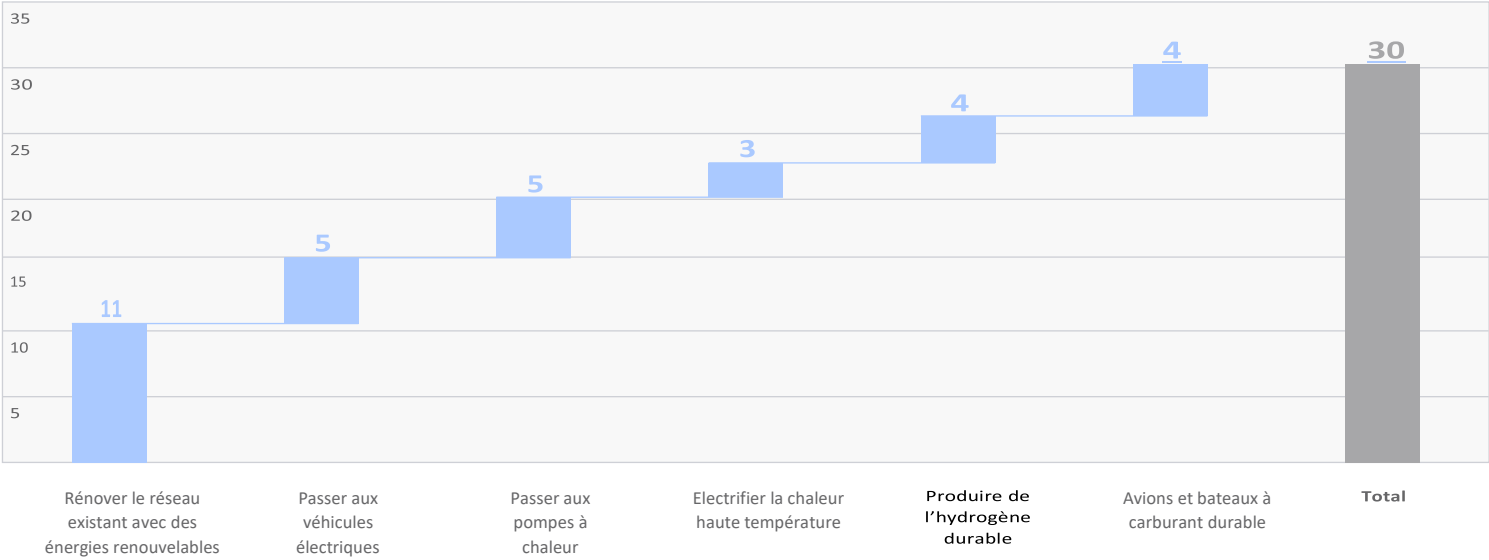


Table 11 : Solaire et éolien – Graphique en cascade

# Investissements requis

L'investissement catalogué ici comprend les usines de fabrication, les opérations d'extraction et de raffinage des matériaux qui nécessitent une croissance importante et l'installation de la caverne de sel de stockage d'hydrogène. Les usines de fabrication sont dimensionnées en fonction du taux de remplacement de chaque actif, et les opérations en amont (par exemple, l'exploitation minière) sont dimensionnées en conséquence<sup>bb</sup>. Les matériaux qui nécessitent une croissance de capacité significative sont :

Pour l'exploitation minière : nickel, lithium, graphite et cuivre.

Pour le raffinage : nickel, lithium, graphite, cobalt, cuivre, fer de qualité batterie et manganèse.

En plus du CAPEX initial, un CAPEX de maintenance de 5%/an avec un horizon de 20 ans est inclus dans l'estimation d'investissement. En utilisant ces hypothèses, la construction de l'infrastructure de fabrication pour l'économie de l'énergie durable coûtera 10 000 milliards de dollars<sup>cc</sup>, à comparer aux 14 000 milliards de dollars de dépenses prévues sur 20 ans pour les combustibles fossiles au taux d'investissement de 2022<sup>52</sup>.

Une économie énergétique durable représente 60 % du coût des investissements continus dans les combustibles fossiles

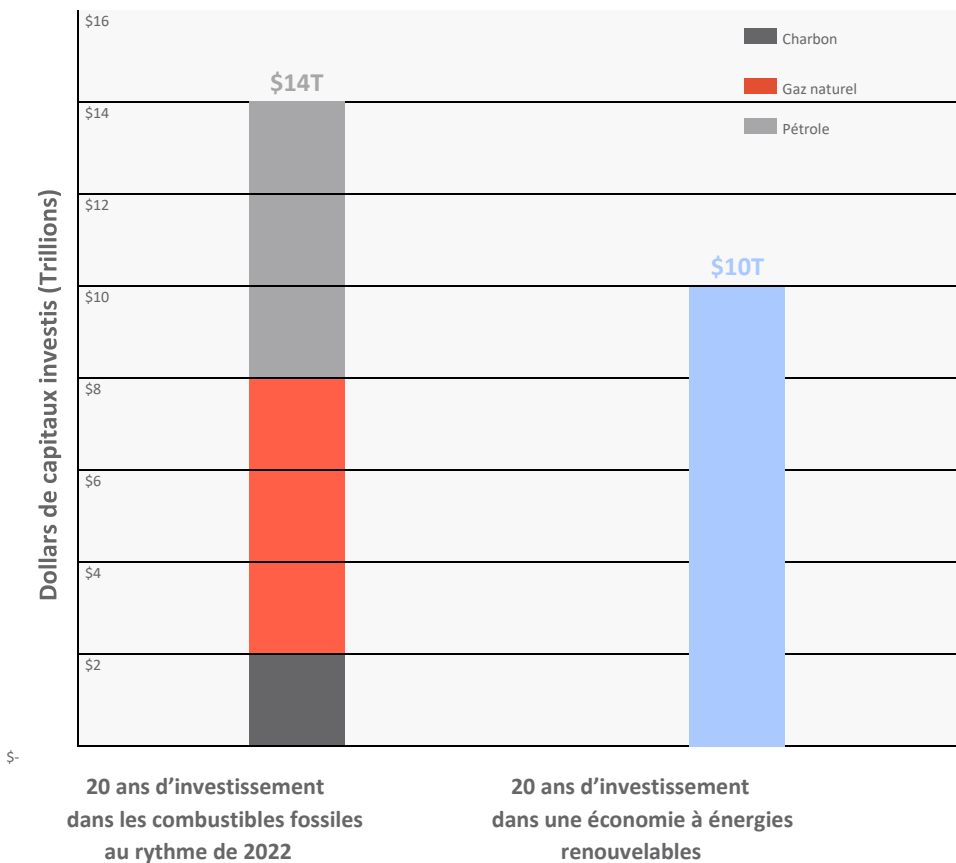


Figure 16 : Comparaison d'investissements

<sup>bb</sup> Par exemple, si 46 TWh de stockage de batterie LFP stationnaire sont nécessaires et que la durée de vie d'une batterie est de 20 ans, alors la capacité de fabrication est dimensionnée à 2,3 TWh/an

<sup>cc</sup> Investissements dans les capacités de fabrication dans le champ d'application : éoliennes, panneaux solaires, cellules de batterie, intrants de batterie en amont, exploitation minière, raffinage, véhicules électriques, pompes à chaleur et électrolyseurs, capture du carbone et Fischer Tropsch. Le stockage d'hydrogène dans une caverne de sel est également inclus

Categorie	Unité	Capacité annuelle (unités)	Capital /Unité	Investissement initial	Investissement total (inclut 20 ans de 5% de CAPEX maintenance)	Notes/Source
Usines de panneaux solaire	GW/an	610	\$347,3 M	\$212B	\$424B	Estimation de l'usine First Solar Alabama plus estimation interne pour le recyclage
Usines d'éoliennes	GW/an	402	\$26,5M	\$11B	\$21B	Estimation interne
Usines de véhicules	Car/an	89M	\$10K	\$890B	\$1 780B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie
Usines de batteries E-chem	GWh/an	11 488	\$95M	\$1 091B	\$2 183B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie, inclut le recyclage
Usines de batteries stationnaires (ex. : Megapack)	GWh/an	2 310	\$10M	\$23B	\$46B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie
Usines de batteries thermiques	GWh/an	2 070	\$24M	\$50B	\$99B	Estimation interne
Transport Minage/Raffinage	GWh/an	9 178	\$91,2M	\$837B	\$1,674B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie basée sur les rapports publics de l'industrie
Stationnaire Minage/Raffinage	GWh/an	2 310	\$81,9M	\$189B	\$378B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie basée sur les rapports publics de l'industrie
Production d'énergie Minage/Raffinage	GW/an	1 013	\$136,6M	\$138B	\$277B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie basée sur les rapports publics de l'industrie
Intrants E-chem pour véhicules	GWh/an	9,178	\$24.1M	\$221B	\$443B	Estimation interne
Intrants E-chem pour stationnaire	GWh/an	2,070	\$16.2M	\$34B	\$67B	Estimation interne
Pompes à chaleur	Total	Na	Na	\$30B	\$60B	Suppose \$3B de CAPEX investissement pour remplacer les PAC domestiques ; de façon conservatrice \$30B pour toutes les PAC
Electrolyseurs	kW/an	2.5B	\$230	\$577B	\$1 155B	Suppose l'utilisation de la technologie PEM; le coût dépendra de la courbe d'apprentissage <sup>53,54</sup>
Capture Carbone (carburants synthétiques)	Ton CO <sub>2</sub> /an	800M	\$200	\$160B	\$320B	A démontrer à grande échelle ; le coût dépendra de la courbe d'apprentissage réelle <sup>55</sup>
Fischer Tropsch (carburants synthétiques)	Barrel per day	5.5M	\$70K	\$385B	\$770B	Suppose une courbe d'efficacité croissante avec la taille du projet <sup>56</sup>
Stockage hydrogène	kg	NA	\$19	\$362B	\$725B	\$19/kg <sup>39</sup>
<b>Total</b>	-	-	-	<b>\$5 211B</b>	<b>\$10 421B</b>	-

Table 12: Résumé des investissements

Matériq̃x requis

Le tableau 13 fournit des détails supplémentaires sur l'exploitation minière, le raffinage, les usines de véhicules, les usines de batteries et les hypothèses de recyclage. Les hypothèses d'extraction et de raffinage sont une estimation interne de la moyenne de l'industrie basée sur des rapports publics de l'industrie :

Minage

	Unité	Capital / Unité	kt requis/an	CAPEX requis
Ni	kt/year	\$51M	2 850	\$145B
LHM (Li)	kt/year	\$25M	6 785	\$170B
Gr	kt/year	\$10M	10 446	\$104B
Cu	kt/year	\$12,5M	6 600	\$83B
Total CAPEX Minage				\$502B

Table 13A : Détail des hypothèses d'investissement supplémentaire

Raffinage

	Unité	Capital / Unité	kt requis/an	CAPEX requis
Ni	kt/year	\$20M	2 850	\$57B
Co	kt/year	\$30M	16	\$0
LHM (Li)	kt/year	\$30M	6 785	\$204B
Fe	kt/year	\$14M	6 025	\$84B
Gr	kt/year	\$17M	10 446	\$178B
Cu	kt/year	\$20M	6 600	\$132B
Mn	kt/year	\$14M	530	\$7B
Total CAPEX Raffinage				\$662B

Table 13B : Détail des hypothèses d'investissement supplémentaire



## Usines de véhicules et de batteries

	Unité	Capital / Unité	kt requis/an	CAPEX requis	Unité
Usines de véhicules	véhicules/an	\$10K	89M	\$890B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie
Usines de batteries E-Chem	GWh/year	\$80M	11,488	\$919B	Estimation interne de la moyenne de l'industrie
Usines de batteries thermiques	GWh/year	\$10M	2,070	\$21B	Estimation interne
Usines de pack de batteries	GWh/year	\$10M	2,310	\$23B	Estimation interne
Intrants de batteries	GWh/year	\$24.9M	9,178	\$229B	Estimation interne
<b>Total CAPEX véhicules et batteries</b>				<b>\$2,082B</b>	

Table 13C : Détail des hypothèses d'investissement supplémentaire

## Recyclage

	Unit	Capital Intensity/Unit	Annual Capacity Needed	Required Capex	Notes/Source
Recyclage des batteries Echem	GWh/year	\$15M	11 488	\$172B	Estimation interne
Recyclage des batteries thermiques	GWh/year	\$14M	2 070	\$29B	Estimation interne
Recyclage solaire	GW/year	\$14M	610	\$9B	Estimation interne
Recyclage éolien	GW/year	\$14M	402	\$6B	Estimation interne
<b>Total CAPEX recyclage</b>				<b>\$215B</b>	

Table 13D : Détail des hypothèses d'investissement supplémentaire

Surfaces de terrain requis

Les besoins en surface solaire sont estimés sur la base d'une évaluation empirique des projets américains réels du Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), qui a révélé que la densité de puissance médiane pour les systèmes à inclinaison fixe installés de 2011 à 2019 était 0,011km²/MWdc<sup>57</sup>. La conversion de MWdc en MWac en utilisant un taux de conversion de 1,4 donne environ 0,0157km²/MWac. Par conséquent, la flotte mondiale de panneaux solaires de 18,3 TW nécessitera environ 290 000 km², soit 0,19 % de la superficie totale des terres mondiales de 149 millions km².

Les besoins en superficie éolienne sont estimés sur la base d'une étude du National Renewable Energy Laboratory (NREL) des États-Unis qui a révélé que l'utilisation directe des terres est de 0,003 km² par MW<sup>58</sup>. Par conséquent, le parc mondial d'éoliennes de 12,2 TW nécessitera environ 38 000 km², soit 0,02 % de la superficie totale des terres.



Table 14 : Superficie terrestre directe pour le solaire et l'éolien par continent

■ Solaire : 0.19% de la superficie  
■ Eolien : 0.02% de la superficie

## Matériaux requis

### Hypothèses

La totalité des matériaux requis pour les panneaux solaires, les éoliennes et les kilomètres de circuit sont calculés sur les hypothèses d'intensité de matériaux de parties tierces. L'intensité des matériaux de la batterie est basée sur des estimations internes. Les hypothèses d'intensité des matériaux des panneaux solaires et des éoliennes proviennent d'un rapport de la Commission Européenne. Les cellules solaires sont du silicium cristallin à base de plaquettes et les terres rares sont éliminées des éoliennes, compte tenu des progrès démontrés dans le développement des technologies<sup>59</sup>.

Sur la base de l'étude des scénarios Net Zero 2050 de l'AIE, environ 100 millions de kilomètres de câbles électriques devront être ajoutés ou recâblés à l'échelle mondiale pour parvenir à une économie mondiale entièrement durable et électrifiée. La capacité de distribution sera principalement augmentée par le recâblage des lignes existantes et l'expansion de la capacité des sous-stations pour s'adapter à une croissance importante des consommations de pointe et moyenne des utilisateurs finaux. Les réseaux à haute tension étendront principalement leur couverture géographique pour connecter les grands réseaux de production éoliens et solaires vers les zones densément peuplées. Aux fins d'estimation des besoins en matériaux, 90 % des 100 millions de km de réseau seront recâblés dans les systèmes de distribution à basse tension existants et 10 % seront de circuits du réseau haute tension. Ceci correspond ratio actuel des km-circuit entre la transmission à haute tension et la distribution à basse tension aux Etats-Unis <sup>60,61</sup>.

tonne/GW	Solaire	Eolien	Notes
Béton	56 200	328 250	-
Acier	62 800	119 500	-
Verre	42 900	8 050	-
Plastique	7 900	-	-
Aluminium	7 500	1 050	-
Cuivre	4 300	2 975	-
Fer	-	19 400	-
Silicium	2 000	-	-
Zinc	-	5 500	-
Polymères	-	4 600	-
Manganèse	-	790	-
Chrome	-	525	-
Nickel	-	340	-
Molybdène	-	109	exclure, supprimer
Néodyme	-	96	exclure, supprimer
Argent	4	-	-
Praséodyme	-	18	exclure, supprimer
Dysprosium	-	8	exclure, supprimer
Terbium	-	4	exclure, supprimer
Bore	-	3	exclure, supprimer

Table 15 : Matériaux pour la génération d'électricité : tonnes par GW <sup>62</sup>

## Matériels requis

kg/kWh	High Ni	LFP	Base Ni/Mn	Thermique
Ni	0,75	-	0,40	-
Co	-	-	0,06	-
Al	0,09	0,33	0,12	-
Mn	-	-	0,73	-
Fe	-	0,78	-	-
P	-	0,42	-	-
Cu	0,17	0,27	0,23	-
Gr	0,59	1,05	0,89	4,00
Si	0,04	-	-	-
LHM (Li)*	0,54	0,61	0,63	-

Table 16 : Matériaux des batteries : kg par kWh

kg/km	Béton	Acier	Aluminium	Cuivre	Verre	Plomb
HT pylônes	209 138	52 266	12 883	-	1 100	-
HT souterrain	17 500	-	-	11 650	-	14 100
MT pylônes	-	802	-	1 488	-	-
MT souterrain	-	-	824	663	-	-
BT pylônes	-	-	981	-	-	-
BT souterrain	-	177	531	-	-	-

Table 17 : Matériaux pour la transmission : kg par km<sup>63</sup>

Sur la base des hypothèses ci-dessus, 12 815 millions de tonnes au total (444 millions de tonnes par an) seront nécessaires pour fabriquer 30 TW de production, 240 TWh de stockage par batterie et 100 millions de kilomètres de transport.

\* LHM est équivalent au LiOH-H<sub>2</sub>O et a approximativement 6 fois la masse du Lithium seul

### Total matériaux (Mt)

Matériau	Production	Batteries	Transmission	Total
Nickel	4	36	-	40
Cobalt	-	1	-	1
Aluminium	150	52	210	412
Manganèse	10	8	-	18
Fer	2 826	113	495	3 434
Cuivre	115	49	-	164
Graphite	-	353	-	353
LHM (Li)	-	118	-	118
Argent	0,07	-	-	0,07
Zinc	66	-	-	66
Phosphore	-	61	-	61
Béton	4 991	-	2,019	7 010
Plastique	145	-	-	145
Verre	883	-	11	893
Silicium	37	2	-	38
Polymères	56	-	-	56
Chrome	6	-	-	6
<b>Total</b>	<b>9,288</b>	<b>793</b>	<b>2,734</b>	<b>12,815</b>

### Besoins annuels de matériaux (Mt)

Matériau	Production	Batteries	Transmission	Total
Nickel	0	3	-	3
Cobalt	-	0	-	0
Aluminium	5	3	7	15
Manganèse	0	0	-	1
Fer	94	6	16	117
Cuivre	4	3	-	7
Graphite	-	19	-	19
LHM (Li)	-	7	-	7
Argent	0,002	-	-	0,002
Zinc	2	-	-	3
Phosphore	-	3	-	3
Béton	166	-	67	234
Plastique	5	-	-	5
Verre	29	-	0.4	30
Silicium	1	-	-	1
Polymères	2	-	-	2
Chrome	0,2	-	-	0,2
<b>Total</b>	<b>310</b>	<b>43</b>	<b>91</b>	<b>444</b>

Table 18 : Intensité totale en matériaux [Mt]

### Extraction des matériaux

Les flux massiques associés à ces matériaux (c'est-à-dire la quantité de terre déplacée) dépendent de la qualité du minerai et du rendement du procédé. En utilisant une estimation interne de la moyenne de l'industrie compilée à partir des rapports publics de l'industrie (voir Table 19), le débit massique annuel requis est estimé à 3,3 gigatonnes (Gt). Les débits massiques peuvent être réduits si l'aluminium (teneur en minerai de 50 %) remplace le cuivre (teneur en minerai de 1 %), ce qui est possible dans de nombreux cas d'utilisation. On suppose que 50% du lithium est extrait de la saumure contenant 100% de minerai, si ce n'est pas le cas, alors le débit massique associé au lithium augmenterait de 0,8Gt.

Selon le Circularity Gap Report 2023, 68 Gt de matière, hors biomasse, sont extraites de la terre chaque année – les combustibles fossiles en représentent 15,5 Gt<sup>64</sup>. Dans une économie énergétique durable, l'extraction de matériaux diminuera de 10,8 Gt, la majeure partie de l'extraction de combustibles fossiles étant remplacée par 3,3 Gt d'extraction de matériaux renouvelables. L'hypothèse est que l'extraction de combustibles fossiles associée à des utilisations finales non énergétiques (c'est-à-dire les plastiques et autres produits chimiques) se poursuit, soit environ 9 % de l'approvisionnement en combustibles fossiles, selon l'AIE.

	Minerai %	Rendement du process	Pic d'extraction (Mt)
Nickel	1.0%	79%	370
Cobalt	0.4%	77%	5
Aluminium	44.9%	90%	37
Manganèse	41.9%	75%	2
Fer	61.5%	65%	293
Cuivre	0.9%	81%	955
Graphite	16.9%	86%	128
LHM (Li)	0.7%	58%	860
Argent	0.002%	75%	185
Zinc	5.6%	82%	48
Phosphore	12.5%	50%	52
Béton	100%	65%	360
Plastique	100%	100%	5
Verre	100%	100%	30
Silicium	80%	38%	4
Polymères	100%	100%	2
Chrome	34.5%	65%	0
<b>Total</b>			<b>3 335</b>

Table 19 : Extraction annuelle de matériaux requise <sup>dd</sup>

## Disponibilité des matériaux

Le total des matériaux à extraire de la table 18 est évalué par rapport aux ressources USGS 2023 pour évaluer la faisabilité. Pour l'argent, l'USGS ne publie pas d'estimation des ressources, les réserves ont donc été utilisées. L'analyse suggère que les panneaux solaires nécessiteront 13 % des réserves d'argent de l'USGS en 2023, mais l'argent peut être remplacé par du cuivre, qui est moins cher et plus abondant<sup>65</sup>. La demande de graphite peut être satisfaite à la fois avec du graphite naturel et artificiel - le premier est extrait et raffiné, et le second est dérivé du coke de pétrole<sup>66</sup>. En conséquence, la base de ressources en graphite a été augmentée pour tenir compte de la production de graphite artificiel à partir de produits pétroliers. Si seule une petite fraction des ressources pétrolières mondiales est utilisée pour la production de graphite artificiel, les ressources en graphite ne seront pas une contrainte<sup>67</sup>. Le développement en cours vise à évaluer d'autres produits contenant du carbone comme matière première pour la production de graphite artificiel, y compris le CO2 et diverses formes de biomasse<sup>68</sup>.

En somme, il n'y a pas de contraintes matérielles fondamentales lors de l'évaluation par rapport aux ressources estimées de l'USGS en 2023. De plus, les ressources et les réserves ont historiquement augmenté - c'est-à-dire que lorsqu'un minéral est en demande, il y a plus d'incitations à le rechercher et on en découvre davantage<sup>69</sup>. L'extraction, la concentration et le raffinage annuels des minerais métalliques concernés doivent croître pour répondre à la demande de l'économie des énergies renouvelables, pour laquelle les contraintes fondamentales sont le capital humain et les délais d'autorisation/de réglementation.

<sup>dd</sup> Suppose que 50 % du lithium est extrait de la saumure. 100 % de minerai extrait pour cette partie de l'approvisionnement en lithium



Matériaux pour construire la génération de 30 TW, le stockage de 240 TWh et 100 millions de kilomètres de câbles conducteurs par rapport aux ressources estimées de l'USGS en 2023

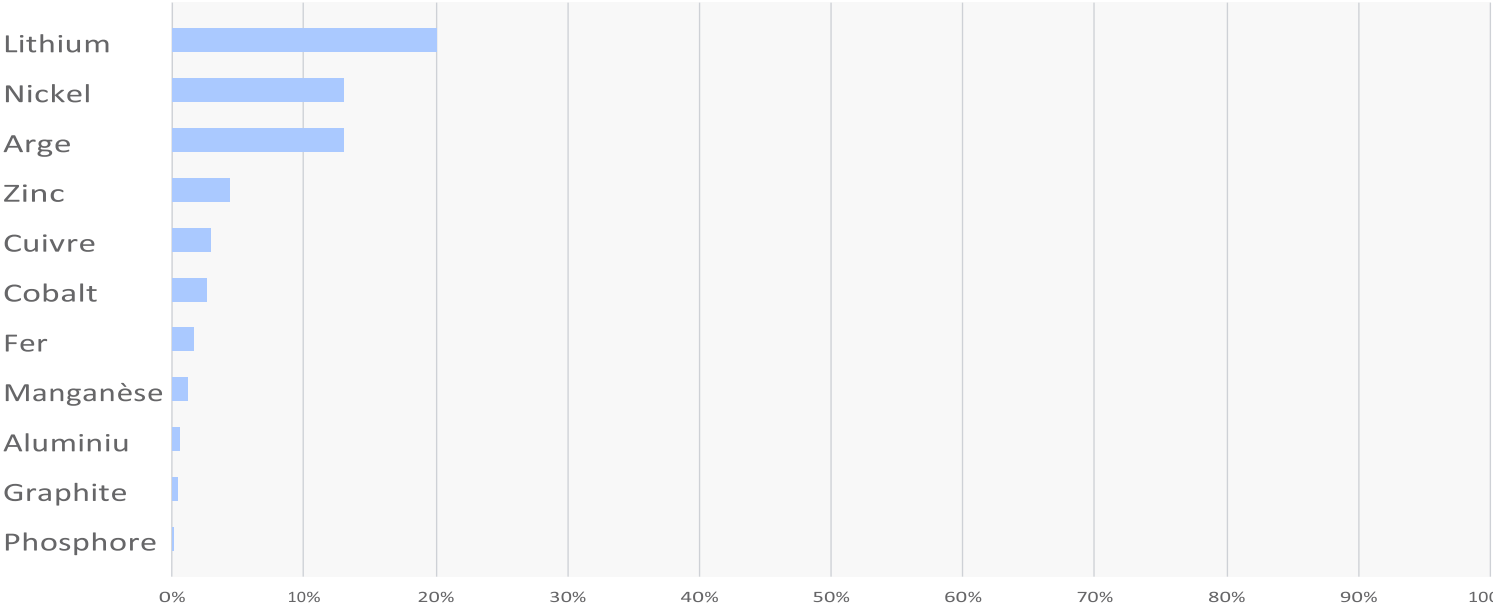


Figure 17 : Matériaux requis relativement aux ressources estimées en 2023 par l'USGS

Réserve mondiale de minéraux/Base de ressources – Corriger la perception du public

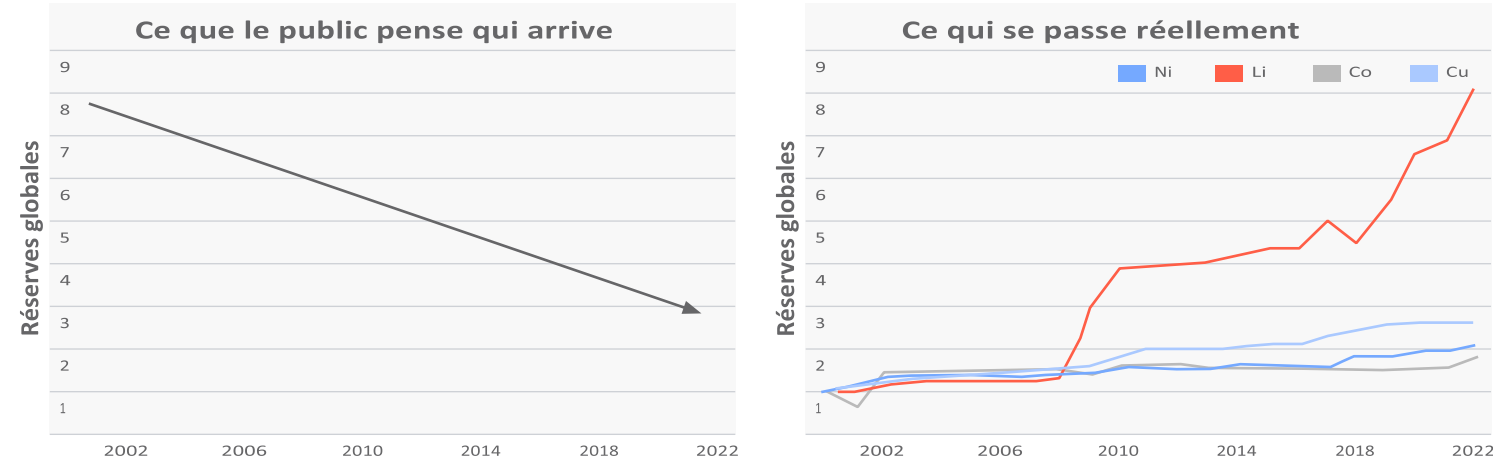


Figure 18 : Réserve mondiale de minéraux/Base de ressources – Corriger la perception du public

Recyclage

Pour soutenir ce plan, une croissance importante de la demande de matières premières est nécessaire pour accélérer la fabrication pour l'économie de l'énergie durable, une fois que les usines de fabrication seront montées en puissance, la demande de matières premières se stabilisera. Dans les années 2040, le recyclage commencera à réduire de manière significative la demande de matières premières à mesure que les batteries, les panneaux solaires et les éoliennes arriveront en fin de vie et que des matériaux précieux seront recyclés. Même si l'extraction minière diminuera, ce ne sera pas le cas de la capacité de raffinage.

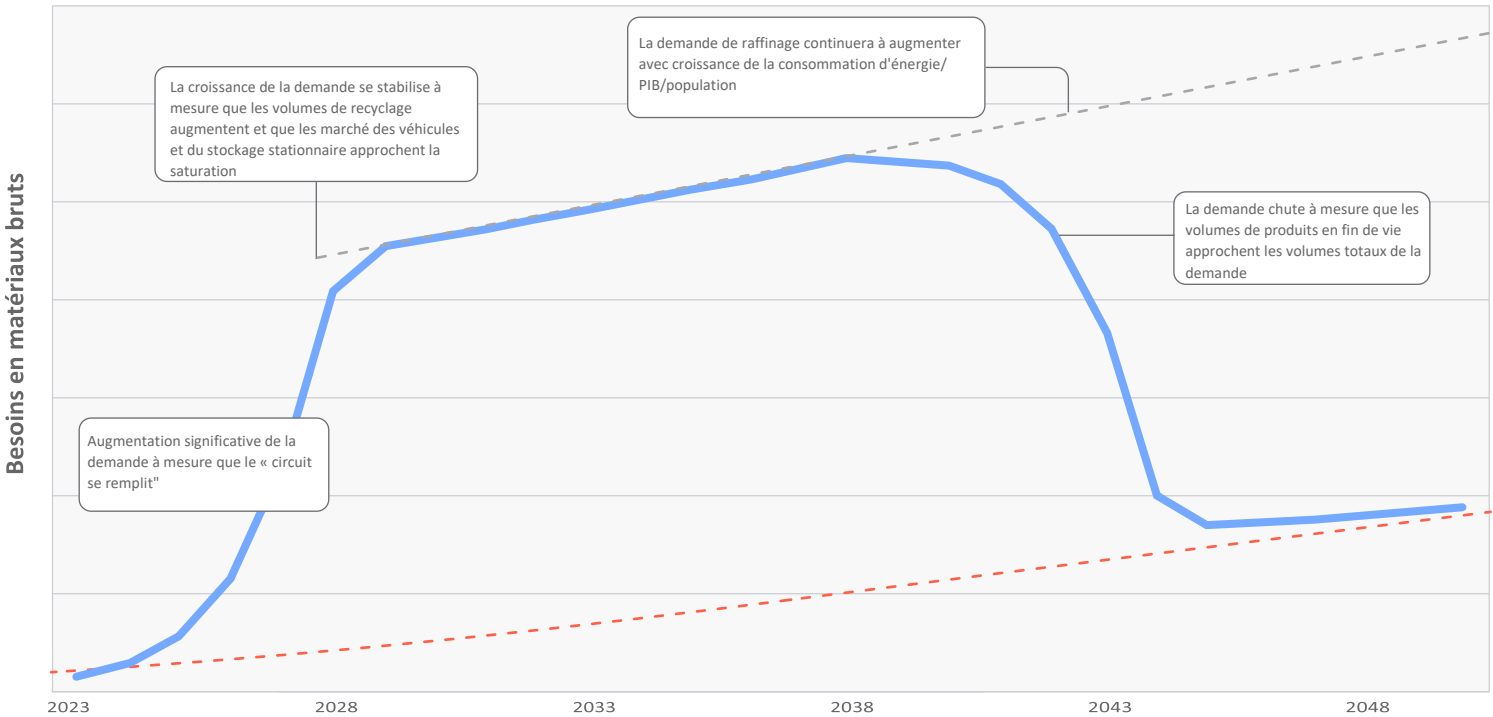


Figure 20 : Illustration de l'impact du recyclage sur le flux, avec une hypothèse de 80 % de récupération des matériaux critiques

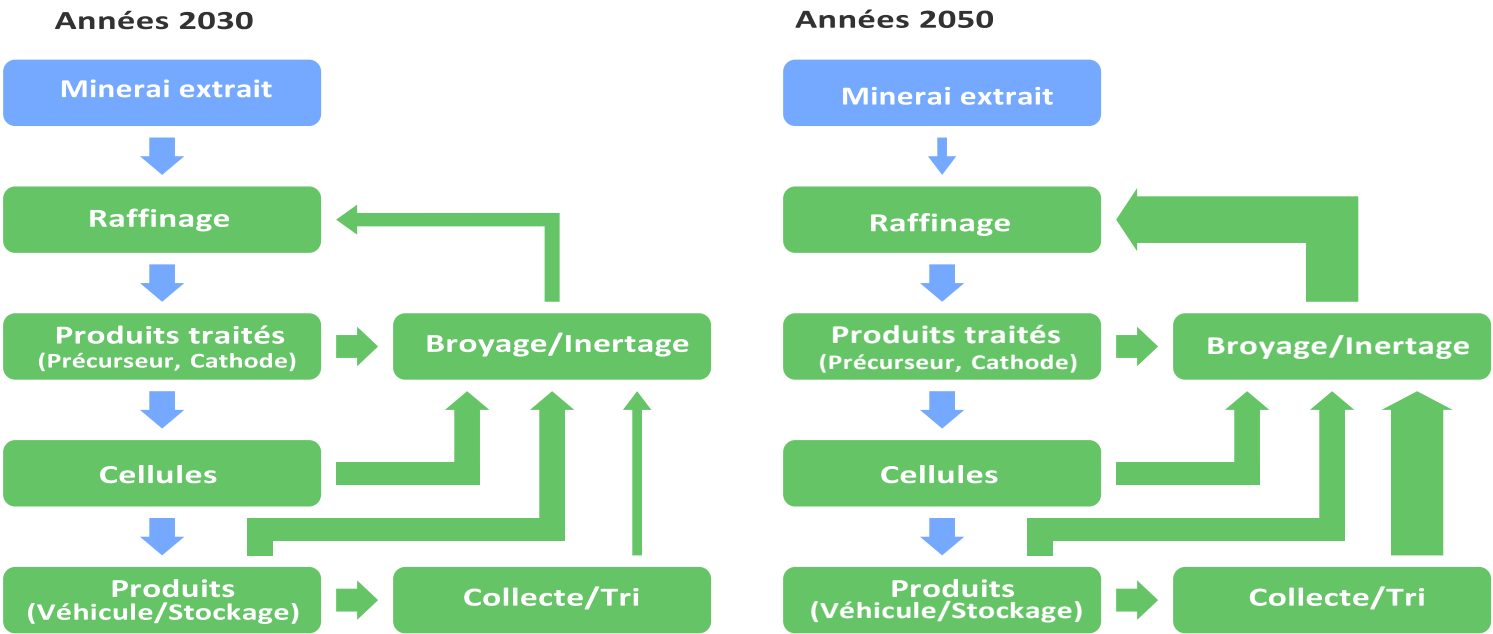


Figure 19 : Illustration de l'impact du recyclage sur le flux, avec une hypothèse de 80 % de récupération des matériaux critiques

# Conclusion

Une économie entièrement électrifiée et durable est atteignable grâce aux actions décrites dans ce document :

- 1. Réalimenter le réseau existant avec des énergies renouvelables
- 2. Passer aux véhicules électriques
- 3. Passer aux pompes à chaleur dans les résidences, les entreprises et l'industrie
- 4. Électrifier la livraison de chaleur à haute température et la production d'hydrogène
- 5. Alimenter les avions et les bateaux alimentés de manière durable
- 6. Fabriquer l'économie de l'énergie durable

La modélisation révèle que l'avenir électrifié et durable est techniquement réalisable et nécessite moins d'investissement et moins de d'extraction de matériaux que de poursuivre l'économie énergétique non durable d'aujourd'hui.



Figure 2 : Ressources estimées et investissements requis pour le Master Plan Part 3

## Annexe 1 : Allocation de production et de stockage aux utilisations finales

Dans cette analyse, les besoins de production et de stockage sont estimés au niveau du système, c'est-à-dire en répondant à la question : quelle quantité d'énergie éolienne/solaire et de stockage est nécessaire pour atteindre une économie énergétique durable. Le modèle ne calcule pas explicitement la production et le stockage requis pour électrifier chaque utilisation finale séparément. À titre d'illustration, l'allocation des besoins totaux du système à chaque utilisation finale est calculée à l'aide des résultats du modèle d'expansion de la capacité.

Pour ce faire, la coïncidence entre le profil horaire de la demande et la production solaire et éolienne, après effacement, est calculée pour chaque usage final. La capacité éolienne et solaire installée est attribuée à chaque utilisation finale en fonction de leur facteur de coïncidence moyen pondéré annuel. Par exemple, 12 % de la production éolienne annuelle a coïncidé avec la demande de recharge des véhicules électriques. Comme la sortie du modèle indiquait le besoin de 15,2 TW d'énergie éolienne, 12 % de ce total ont été alloués à la recharge des VE, soit environ 1,9 TW. La même méthodologie a été appliquée pour allouer la capacité de stockage des batteries à chaque utilisation finale, en faisant correspondre les décharges de stockage à la demande de l'utilisation finale. Généralement, les utilisations finales avec le moins de flexibilité pour déplacer la demande, comme le chauffage résidentiel, se voient allouer plus de stockage que les utilisations finales comme le chauffage industriel de haute qualité où la disponibilité du stockage thermique est supposée.

Cette méthodologie d'allocation est une estimation directionnelle illustrative de l'impact de chaque utilisation finale sur les besoins totaux solaires/éoliens et de stockage, car les besoins de chaque utilisation finale sont interdépendants et ne peuvent pas être entièrement séparés les uns des autres.

Utilisation finale	Besoin global en électricité (TWh)	Solaire (TW)	Eolien (TW)	Stockage stationnaire (TWh)
Réalimenter le réseau existant avec des énergies renouvelables	22 538	6,8	3,8	22,9
Passer aux véhicules électriques	9 314	3,3	1,5	3,7
Passer aux pompes à chaleur dans les résidences, les entreprises et l'industrie	11 486	2,7	2,1	6,7
Électrifier la livraison de chaleur à haute température et la production d'hydrogène	17 472	3,4	3,1	49,5 <sup>ee</sup>
Alimenter les avions et les bateaux alimentés de manière durable	9 028	2,1	1,6	4,4

<sup>ee</sup> Dont 8 TWh de stockage d'électricité stationnaire, hors stockage H2

## Annexe 2 : Intensité énergétique

La fabrication des batteries, des panneaux solaires et des éoliennes dans l'économie de l'énergie durable elle-même nécessite 4 PWh/an d'énergie durable. Pour arriver à la puissance appelée, l'intensité énergétique de la fabrication est estimée comme indiqué dans les figures ci-dessous :

	<b>Turbine<sup>70</sup></b>	<b>Solaire<sup>71</sup></b>
GWh consommés par GW produits	1 052	1 072
GW/Year Production	402	610
<b>Total PWh consommés</b>	<b>0,42</b>	<b>0,65</b>

Table 20 : Intensité énergétique annuelle pour la production des éoliennes et des panneaux solaires

	<b>High Ni<sup>ff</sup></b>	<b>LFP<sup>ff</sup></b>	<b>Ni/Mn Based<sup>ff</sup></b>	<b>Thermal<sup>72 gg</sup></b>
GWh consommés par GW produits	312	190	342	125
GW/Year Production	3 481	7 715	292	2 070
<b>Total PWh consommés</b>	<b>1,09</b>	<b>1,47</b>	<b>0,10</b>	<b>0,26</b>

Table 21 : Intensité énergétique annuelle pour la production des batteries

<sup>ff</sup> L'intensité énergétique du graphite est utilisée comme proxy pour les batteries thermiques

<sup>gg</sup> Estimation interne

1 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>

2 <https://flowcharts.llnl.gov/>

3 <http://www.departmentof.energy/>

4 [https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/electric\\_overview/US48/US48](https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/electric_overview/US48/US48)

5 <https://afdc.energy.gov/data/10310>

6 <https://www.fueleconomy.gov/feg/noframes/45011.shtml>

7 [https://www.fueleconomy.gov/feg/bymodel/2022\\_Toyota\\_Corolla.shtml](https://www.fueleconomy.gov/feg/bymodel/2022_Toyota_Corolla.shtml)

8 <https://www.eia.gov/opendata/browser/>

9 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4713780d-c0ae-4686-8c9b-29e782452695/TheFutureofHeatPumps.pdf>

10 <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/how-a-heat-pump-works>

11 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116309418>

12 <https://www.energy.gov/energysaver/furnaces-and-boilers>

13 <https://www.iea.org/commentaries/clean-and-efficient-heat-for-industry>

14 [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/149827036/Contribution\\_1380\\_final.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/149827036/Contribution_1380_final.pdf)

15 [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/151965635/MAIN\\_Final.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/151965635/MAIN_Final.pdf)

16 <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/industrial-heat-demand-by-temperature-range-2018>

17 [https://www.sandia.gov/ess-ssl/wp-content/uploads/2020/12/ESHB\\_Ch12\\_Thermal\\_Ho.pdf](https://www.sandia.gov/ess-ssl/wp-content/uploads/2020/12/ESHB_Ch12_Thermal_Ho.pdf)

18 <https://medium.com/antara-energy/turning-sunshine-and-wind-into-24-7-industrial-heat-and-power-cheaper-than-fossil-fuels-69355cdde04>

19 <https://www.bostonmetal.com/green-steel-solution/>

20 <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

21 <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC7712718/>

22 <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1029/2022GL101420>

23 <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319920331426>

24 <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/natural-gas-consumption-for-non-energy-use-by-application-2019-2025>

25 <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01065-y>

26 <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsenerylett.9b02574>

27 <https://www.energy.gov/eere/bioenergy/articles/sustainable-aviation-fuel-review-technical-pathways-report>

28 <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>

29 <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abf1ce>

30 [https://www.serc1.org/docs/default-source/committee/resource-adequacy-working-group/2020-serc-probabilistic-assessment-report-redacted.pdf?sfvrsn=58904e0c\\_2](https://www.serc1.org/docs/default-source/committee/resource-adequacy-working-group/2020-serc-probabilistic-assessment-report-redacted.pdf?sfvrsn=58904e0c_2)

31 [https://www.wecc.org/Reliability/TAS\\_PathReports\\_Combined\\_FINAL.pdf](https://www.wecc.org/Reliability/TAS_PathReports_Combined_FINAL.pdf)

32 [https://www.ercot.com/files/docs/2020/07/30/ERCOT\\_DC\\_Tie\\_Operations\\_Document.docx](https://www.ercot.com/files/docs/2020/07/30/ERCOT_DC_Tie_Operations_Document.docx)

33 <https://netzeroamerica.princeton.edu/img/NZA%20Annex%20A3%20-%20Inputs%20catalog%20for%20EER%20modeling.xlsx>

34 <https://www.ref.org.uk/ref-blog/371-constraint-payments-to-wind-power-in-2020-and-2021>

35 [http://www.caiso.com/Documents/ProductionAndCurtailmentsData\\_2022.xlsx](http://www.caiso.com/Documents/ProductionAndCurtailmentsData_2022.xlsx)

36 <https://www.nrel.gov/gis/psh-supply-curves.html>

37 <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2022WR032210?af=R>

38 <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/05/The-Future-of-Energy-Storage.pdf>

39 <https://www.osti.gov/pages/biblio/1840539#:~:text=Unlike%20underground%20pipes%2C%20the%20installed,3%2Fkg-H2>

40 <https://netzeroamerica.princeton.edu/the-report>

41 [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table\\_8.2.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf)

42 <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51946.pdf>

43 <https://www.nrel.gov/wind/offshore-resource.html>

44 <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/technologies>

45 <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83650.pdf>

46 <https://www.energy.gov/eere/water/articles/hydropower-vision-report-full-report>

47 <https://www.nrel.gov/analysis/tech-cap-factor.html>

48 <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70901.pdf>

49 <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65938.pdf>

50 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-us-has-145-gigawatts-of-untapped-commercial-solar-potential>

51 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2009%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>

52 <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2022/overview-and-key-findings>

53 <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf>

---

54 [https://iea.blob.core.windows.net/assets/78633715-15c0-44e1-81df-41123c556d57/DirectAirCapture\\_Akeytechnologyfornetzero.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/78633715-15c0-44e1-81df-41123c556d57/DirectAirCapture_Akeytechnologyfornetzero.pdf)

55 [https://carbonengineering.com/wp-content/uploads/2019/11/APS\\_DAC\\_Report-FINAL\\_Original.pdf](https://carbonengineering.com/wp-content/uploads/2019/11/APS_DAC_Report-FINAL_Original.pdf)

56 [https://www.researchgate.net/publication/271200536\\_Establishing\\_a\\_European\\_renewable\\_jet\\_fuel\\_supply\\_chain\\_the\\_technoeconomic\\_potential\\_of\\_biomass\\_conversion\\_technologies](https://www.researchgate.net/publication/271200536_Establishing_a_European_renewable_jet_fuel_supply_chain_the_technoeconomic_potential_of_biomass_conversion_technologies)

57 <https://emp.lbl.gov/publications/land-requirements-utility-scale-pv>

58 <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf>

59 <https://www.energy.gov/eere/articles/advanced-wind-turbine-drivetrain-trends-and-opportunities>

60 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/net-zero-by-2050-scenario#>

61 <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-05/Next%20Generation%20Grid%20Technologies%20Report%20051222.pdf>

62 [https://eitrawmaterials.eu/wp-content/uploads/2020/04/rms\\_for\\_wind\\_and\\_solar\\_published\\_v2.pdf](https://eitrawmaterials.eu/wp-content/uploads/2020/04/rms_for_wind_and_solar_published_v2.pdf)

63 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344920305176?via%3Dihub>

64 <https://www.circularity-gap.world/2023#download>

65 <https://www.fraunhofer.de/en/press/research-news/2022/september-2022/out-with-the-silver-in-with-the-copper-a-new-boost-for-solar-cells.html>

66 <https://asbury.com/media/1225/syntheticgraphiteparti.pdf>

67 [https://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/330.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm)

68 <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2020/gc/d0gc02286a>

69 <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01129-z>

70 <https://www.vestas.com/content/dam/vestas-com/global/en/sustainability/reports-and-ratings/lcas/LCA%20of%20Electricity%20Production%20from%20an%20onshore%20EnVentus%20V162-6.2.pdf.coredownload.inline.pdf>

71 [https://krichlab.physics.uottawa.ca/wp-content/uploads/2014/06/Peng2013\\_Review-LCA-EPBTGHG-SolarPV.pdf](https://krichlab.physics.uottawa.ca/wp-content/uploads/2014/06/Peng2013_Review-LCA-EPBTGHG-SolarPV.pdf)

72 [https://static1.squarespace.com/static/6213f06671d00e605c9eea45/t/62ce206273cd8e10b634d6bb/1657675880422/TOWARD%2BA%2BLIFE%2BCYCLE%2BINVENTORY%2BFOR%2BGRAPHITE%2BPRODUCTION\\_carbonscape.pdf](https://static1.squarespace.com/static/6213f06671d00e605c9eea45/t/62ce206273cd8e10b634d6bb/1657675880422/TOWARD%2BA%2BLIFE%2BCYCLE%2BINVENTORY%2BFOR%2BGRAPHITE%2BPRODUCTION_carbonscape.pdf)