[a]:perspectives
L'institut de recherche d'Artimon

# La vulnérabilité des infrastructures énergétiques

SEPTEMBRE 2026


Auteurs :

**Alexander MENDES**
Technicien de recherche
Artimon Perspectives

**Nicolas SPATOLA**
Chercheur
Artimon Perspectives

Sous la direction de :

**Josefina GIMENEZ**
Directrice Recherche et Innovation
Artimon Perspectives

# Sommaire

Page 04

## Introduction

- L'incertitude augmente le risque d'une mauvaise adaptation

Page 07

## Cadre des risques

- Diminution du taux de charge
- Diminution de la capacité maximale du réseau
- Variabilité
- Dégradation

Page 17

## Voies des solutions d'adaptation

- Innovation
- Construction de nouvelles infrastructures
- Importation d'énergie
- Gestion du réseau
- Protection des infrastructures
- Réglementation du gouvernement

Page 22 **Conclusion**

Page 23 **Références**

# Edito

Le changement climatique fragilise les infrastructures énergétiques françaises par quatre canaux : baisse de rendement des installations de génération (éolien, soleil, eau, thermique), réduction de la capacité de transport des réseaux, imprévisibilité croissante de l'approvisionnement, et dégradation accélérée du matériel lors d'événements extrêmes.

L'analyse montre qu'aucune filière n'est épargnée, et que le vrai risque n'est pas seulement l'ampleur des impacts, mais l'incertitude qui les entoure : elle peut conduire à sous-équiper, sur-équiper ou mal cibler les infrastructures. Or, mal calibrer une adaptation, peut être très couteux.

Face à ces risques, notre rapport recense des leviers d'adaptation déjà à l'oeuvre sur le territoire français :

- l'innovation technologique ;
- les nouvelles constructions ;
- l'importation ;
- la gestion intelligente des réseaux ;
- la protection physique des sites ;
- l'adaptation de la réglementation.

Mais ces leviers restent déployés de façon fragmentée. L'enjeu des prochaines années est de les combiner et coopérer sur la base d'une vision territoriale large. Dans ce cadre, nous proposons une lecture croisée des risques et des solutions ; un cadre de réflexion et de décision face aux besoins d'adaptation.

# Introduction

En 2022, les Français ont utilisé environ 450 TWh d'électricité, soit assez pour faire tourner une machine à laver 505 milliards de fois, ou encore pour que chaque Français fasse fonctionner sa climatisation en continu pendant 123 jours (RTE France). Cependant, le changement climatique risque d'impacter le fonctionnement des infrastructures énergétiques et donc l'approvisionnement en électricité. Le changement climatique constitue l'une des neuf limites planétaires et compte parmi celles qui auront les effets les plus importants sur les infrastructures énergétiques. Les autres limites planétaires, notamment l'érosion de la biodiversité, peuvent avoir des effets néfastes sur l'intégrité des infrastructures énergétiques. Cet article se concentrera sur l'adaptation des infrastructures énergétiques face aux risques du changement climatique.

Comme soutenu dans les différents rapports du GIEC et de l'IEA, comprendre ces risques est nécessaire pour une meilleure adaptation des infrastructures aux aléas et à l'accroissement des incertitudes environnementales. L'article vise à présenter ces risques ainsi que des voies d'adaptation. Dans un premier temps, nous allons nous pencher sur la typologie des risques climatiques liés aux infrastructures énergétiques, en nous concentrant sur la réduction du taux de charge des installations, la diminution de la capacité maximale des réseaux, la variabilité de l'approvisionnement énergétique et la dégradation lors de phénomènes climatiques. Dans un second temps, nous présenterons les voies de solutions potentielles : l'innovation, la création, l'importation, la gestion, la protection et la réglementation. Enfin, nous discuterons de ces limites et nous esquisserons des potentialités futures, en insistant sur la priorité à donner à l'adaptation dans les stratégies de gestion des réseaux énergétiques.

## L’incertitude augmente le risque d’une mauvaise adaptation

Le rapport des infrastructures énergétiques au réchauffement climatique est d'abord un rapport à l'incertitude. Nous ne parlons pas seulement d’une incertitude quant au réchauffement climatique mais aussi de l’instabilité croissante que celui-ci impose en termes d’aléas. En effet, même si les effets de déstabilisations sont attendus comme croissant, il reste que leur ampleur et leur prévalence spécifique pour des infrastructures précises demeurent difficiles à anticiper. Pourtant, il est nécessaire de penser aux mesures d'adaptation pour répondre à ces risques, autrement dit, la possibilité d'apparition d'un événement perturbateur. En ce sens, les mesures d’adaptation visent précisément à réduire la vulnérabilité aux effets du changement climatique c'est-à-dire d’améliorer la robustesse d’un système face à un environnement de plus en plus instable.

Parmi les secteurs qui devront subir les transformations les plus importantes, on compte celui de l’énergie. Le GIEC définit l’adaptation comme une “démarche d’ajustement au climat actuel ou attendu ainsi qu’à ses conséquences, de manière à en atténuer les effets préjudiciables et à en exploiter les effets bénéfiques.”1 Cependant, tous les plans d'adaptation ne sont pas équivalents et peuvent drastiquement varier dans leur efficacité et leur pertinence. On peut d'ailleurs distinguer trois catégories de mauvaises adaptations.

Tout d’abord, il y a la « sous-adaptation », qui se produit quand l’adaptation ne suffit pas à protéger un actif. Cette situation découle d’une sous-évaluation des impacts potentiels, ce qui renvoie à un déficit d’information concernant l'intensité des changements. Une digue, initialement prévue pour faire face à une vague de 1 mètre, s’avèrera insuffisante face à une houle de 2 mètres qui accompagnerait l’augmentation des aléas climatiques dont nous parlions.

Ensuite, il y a la « sur-adaptation », dont la cause informationnelle est similaire. Ici, l’incertitude provient d’une surestimation de l’intensité des changements. Une digue conçue pour une houle de 3 mètres sera en mesure d'arrêter facilement la houle de 2 mètres, mais la digue sera plus coûteuse posant ainsi la question de la répartition de ressources finies à une multiplicité de nécessités d’adaptation.

Enfin, la « mal-adaptation » se produit lorsque les mesures d’adaptation ne tiennent pas compte des spécificités climatiques. Ce point est central puisque les installations énergétiques se trouvant sur l’ensemble du territoire, elles doivent faire face à tous les différents types de conditions météorologiques. Par exemple, dans le bassin de l'Adour-Garonne, les sécheresses fréquentes et les assèchements de cours d'eau en aval des barrages, impactent en premier lieu la faune et la flore mais également la capacité de transformation énergétique des barrages. En revanche, d'autres régions, comme celles de l'est, peuvent être confrontées à des problèmes liés à la qualité de l'eau ou à l'envasement des barrages. Une mauvaise adaptation conduit donc à agir sur les infrastructures sans pour autant les rendre plus robustes ou résilientes par manque d’adaptation au contexte local.

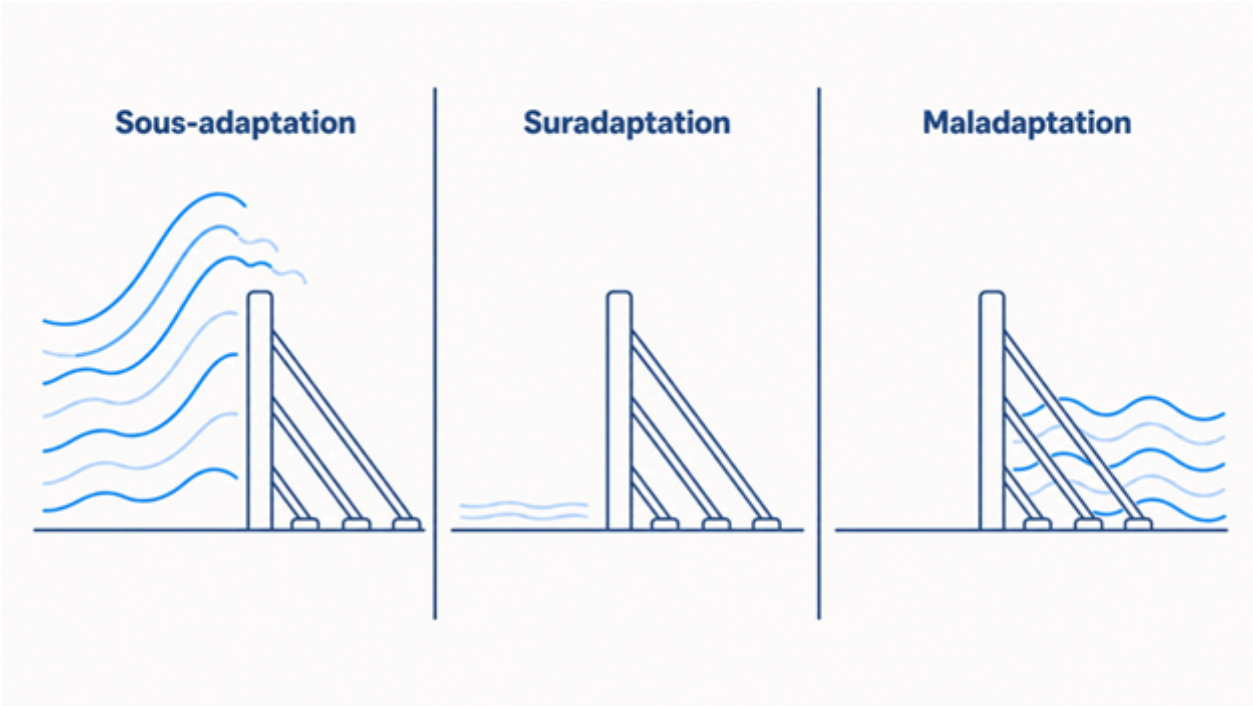


*Fig.1 Trois catégories de mauvaises adaptations au changement climatique*

Le principal risque n'est pas le changement climatique en lui-même mais l'incertitude qui entoure son ampleur locale : une mauvaise estimation coûte cher, qu'elle sous-protège ou sur-protège une infrastructure.

# 2

# Cadre des risques

Si les projections sont intrinsèquement incertaines, l'identification des typologies de risques peut permettre de recentrer la réflexion et donc les plans d'adaptations. Nous pouvons regrouper les risques en quatre catégories : la réduction du taux de charge des installations de génération, c'est-à-dire la perte d'efficacité liée à des conditions météorologiques défavorables, la diminution de la capacité maximale du réseau, la variabilité de l'approvisionnement énergétique, et la dégradation des réseaux.

Le tableau ci-après détaille, catégorie de changement climatique par catégorie, l'impact attendu sur les trois maillons de la chaîne électrique : génération, transport/distribution, et demande. On y retiendra surtout un effet ciseaux qui revient dans plusieurs sections suivantes : la chaleur réduit la production au moment même où elle fait grimper la demande de climatisation.

| Catégorie de changement | Changement spécifique | Impact sur l'infrastructure | | |
|---|---|---|---|---|
| | | **Génération** | **Transmission et distribution** | **Demande** |
| **Augmentation de température** | …de l'air | Diminution de l'efficacité des panneaux PV et CT<br><br>Réduction du potentiel hydroélectrique due à l'évaporation des réservoirs<br><br>Réduction du potentielle hydroélectrique par modification de précipitation (de la neige à la pluie) | Perte d'efficacité des réseaux due aux déformations des câbles | Augmentation de la demande pour la climatisation et la réfrigération |
| | …de l'eau | Perte d'efficacité des CT avec le refroidissement à base d'eau | | |
| **Cycle hydrologique** | Évolution des régimes de précipitations et d'humidité | Modification du potentiel hydroélectrique due aux changements régionaux des régimes de précipitation<br><br>Augmentation de la variabilité saisonnière de production hydroélectrique en raison des anomalies croissantes dans les régimes de précipitation<br><br>Application contrainte de technologies CCUS en cas des pénuries d'eau | Dégradation des réseaux lors d'épisodes de fortes précipitations | Hausse de la demande de climatisation liée à l'augmentation de l'humidité<br><br>Accroissement des besoins énergétiques pour le transport et l'approvisionnement de l'eau durant les périodes de sécheresse |
| | Élévation du niveau de la mer | Réduction des sites viables pour les infrastructures de génération actuelles et futures | Réduction des sites viables pour les réseaux de transmission et distribution actuelles et futures | Adoption de méthodes plus énergivores pour fournir de l'eau en raison de l'intrusion d'eau salée. |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Changements atmosphériques** | Changements des régimes de vent | Modification du potentiel des éoliennes<br><br>Modification du potentiel de l'énergie des vagues | Réduction de l'efficacité des réseaux à cause de la variabilité des sources d'énergie | |
| | Changements de la nébulosité | Modification du potentiel des panneaux PV | | |
| **Phénomènes météorologiques extrêmes** | Vague de chaleur | Diminution en l'efficacité de panneaux PV et CT | Perte d'efficacité des réseaux due aux déformations des câbles<br><br>Difficulté croissante à prévenir la surcharge des transformateurs<br><br>Fermeture des réseaux pour prévenir des feux | Augmentation de la demande pour la climatisation et la réfrigération |
| | Vagues de froid | Panne d'équipement<br><br>Disruption des approvisionnements énergétiques | Détérioration des réseaux lors d'épisodes de fortes précipitations | Augmentation de la demande de chauffage |
| | Feu de forêt | Destruction des centrales énergétiques | Destruction des réseaux de transmission et de distribution | |
| | Cyclones | Destruction des centrales énergétiques | Destruction des réseaux de transmission et de distribution | |
| | Inondations | Destruction des centrales énergétiques (augmentation de la charge sédimentaire) | Destruction des réseaux de transmission et de distribution | |

*TAB.1 Impacts du changement climatique sur la chaîne électrique, par catégorie d'aléa*

## Diminution du taux de charge

Le taux de charge, c'est-à-dire le rapport entre la génération actuelle et la génération maximale potentielle des sources d'énergie renouvelables fluctue notamment en fonction des conditions météorologiques, que ce soit positivement ou négativement. On privilégiera ici le terme "génération" d'énergie à "production" considérant, conformément à la première loi de la thermodynamique, le processus de transformation de l'énergie présente dans l'environnement, telle que celle du Soleil, en énergie compatible avec les techniques humaines, comme l'électricité au travers de génératrices. Or, ces conditions météorologiques sont elles-mêmes affectées par le changement climatique, qui intensifie la variabilité et l'imprévisibilité des régimes météorologiques. Cette instabilité peut entraîner une baisse de l'efficacité des infrastructures énergétiques : lorsque les conditions sont défavorables, une plus grande quantité d'énergie ou de ressources peut être mobilisée pour maintenir un même niveau de service, voire pour compenser une baisse de production. Ce phénomène correspond à une perte d'efficacité, c'est-à-dire à une consommation accrue d'énergie sans gain équivalent en production utile, ce qui compromet les efforts de transition énergétique et aggrave potentiellement le bilan carbone global.

### Éolienne

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, dite énergie éolienne, qui est ensuite le plus souvent transformée en énergie électrique. Le taux de charge de l'énergie éolienne dépend donc de la puissance du vent. Du fait du changement climatique, des variations sur les courants atmosphériques sont à prévoir. Les modèles climatiques projettent des modifications régionales contrastées entre le Sud et le Nord. Il est difficile de prédire avec certitude le niveau du changement, mais "en hiver, une augmentation de la vitesse du vent dans le nord de la France et une diminution dans le sud, et en été une diminution sur toute la France" est attendue. Le résultat est la possibilité d'un déplacement des zones où le courant minimal du vent atteint 4 m/s, vitesse requise pour faire fonctionner la majeure partie des turbines commerciales. Ainsi, les parcs éoliens existants peuvent donc se retrouver dans des endroits où les conditions de vent ne sont plus optimales, ce qui peut entraîner, logiquement, une baisse de leur efficacité. Une autre conséquence est l'incertitude climatique sur la disponibilité future du vent, qui augmente la perception du risque et peut freiner les investissements en éolien, via une majoration du coût du capital et une réduction de l'innovation verte.

### Panneaux photovoltaïques

Les panneaux solaires exploitent le rayonnement du Soleil afin de le convertir en l'énergie photovoltaïque. Dans un climat changeant, les projections montrent des modifications des régimes de nuages. La conséquence est donc un risque pour l'efficacité des panneaux photovoltaïques, car les nuages agissent comme un filtre pour la lumière du soleil, y compris le rayonnement exploitable par les panneaux photovoltaïque. Selon la littérature, la France pourrait subir une baisse potentielle d'énergie solaire allant de 0 à 5 %, bien que l'incertitude soit importante.

Pour donner un ordre d'idée, lorsque le niveau d'irradiance passe en dessous de 50 à 70 W/m² selon les conditions, les panneaux photovoltaïques ne transforment plus l'énergie solaire en quantité suffisante pour délivrer une électricité exploitable. À l'instar des éoliennes, les changements de régime risquent de réduire l'efficacité actuelle des panneaux installés avec pour risque de faire diminuer la rentabilité des investissements dans les infrastructures pour un taux de charge donné. De plus, les cellules photovoltaïques, composées de matériaux semi-conducteurs, sont particulièrement sensibles à la chaleur excessive. Dans un climat en réchauffement, cette sensibilité constitue un risque pour leur performance, car une température élevée nuit à la conversion de l'énergie lumineuse en électricité. À chaque degré au-dessus de la température standard de 25 °C, la production électrique des panneaux diminue de 0,33 %. Ainsi, même en cas d'ensoleillement constant, l'efficacité des panneaux peut diminuer.

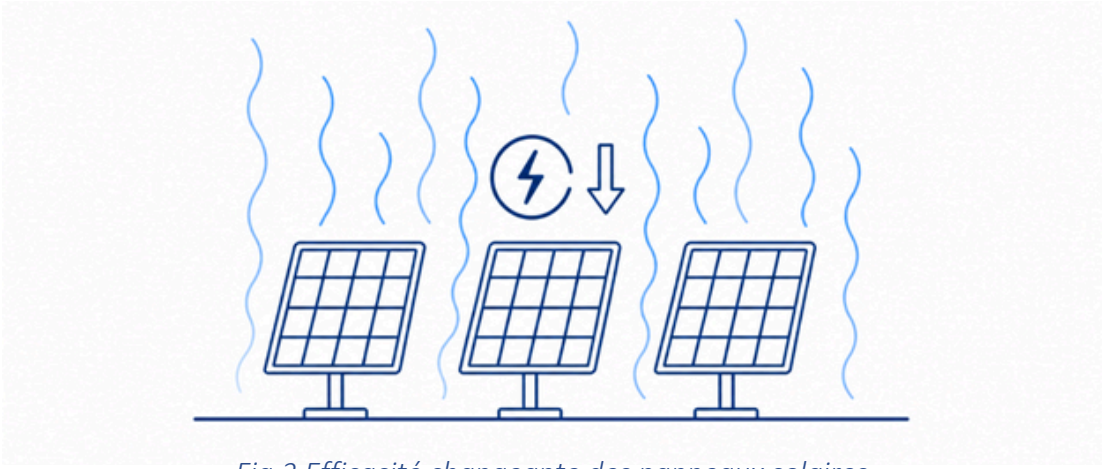

*Fig.2 Efficacité changeante des panneaux solaires*

## Hydroélectricité

L'hydroélectricité repose sur l'énergie potentielle de l'eau stockée dans les réservoirs des barrages, qui est convertie en énergie cinétique lorsque l'eau est acheminée par les conduites pour actionner une turbine. Le rendement de ces installations dépend donc directement du volume d'eau disponible dans les réservoirs. Or, à l'instar des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, les barrages sont sensibles aux fluctuations climatiques affectant leur ressource principale : le cycle hydrologique. L'évaluation des impacts climatiques sur ce cycle est complexe, car elle varie selon les caractéristiques locales de chaque bassin. Néanmoins, les projections climatiques prévoient, par exemple, une baisse de 3 % du niveau des réservoirs dans le bassin de l'Ain, notamment en raison d'une évaporation accrue liée à l'élévation des températures. Ce phénomène pourrait entraîner, selon EDF, une perte de 0,5 TWh par décennie sur l'ensemble du réseau hydroélectrique. Par ailleurs, la forme des précipitations – pluie ou neige – joue un rôle déterminant dans la dynamique saisonnière du remplissage des réservoirs. La neige, en particulier, nécessite davantage d'énergie pour passer à l'état de vapeur que l'eau liquide, ce qui retarde et module son impact sur les niveaux d'eau. Or, le réchauffement climatique réduit les précipitations neigeuses annuelles, rendant les réservoirs alpins, historiquement alimentés par la fonte des neiges, plus vulnérables. Ainsi, dans le bassin de la Durance, une diminution comprise entre 4,5 % et 12,5 % des volumes est attendue en raison d'une "forte atténuation du pic de fonte des neiges au printemps." Ce cas illustre comment des réservoirs auparavant protégés par un enneigement significatif deviennent, sous l'effet du changement climatique, plus sensibles à l'évaporation et aux déficits de recharge.

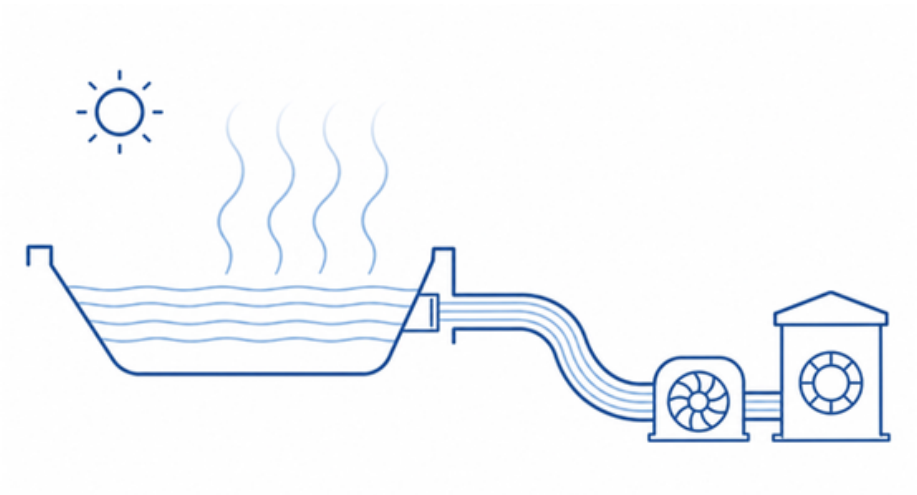

*Fig.3 Sensibilité des réservoirs au changement climatique*

## Biogaz (méthanisation)

Le biogaz résulte de la fermentation anaérobie de matières organiques (déchets agricoles, boues d'épuration, ordures ménagères), puis est souvent purifié pour devenir du biométhane injecté dans le réseau gazier. La performance de ces installations dépend largement de la disponibilité et de la qualité de la biomasse fournie, ainsi que des conditions techniques du procédé de digestion. Le changement climatique peut affecter la production de biogaz de plusieurs façons. En premier lieu, les sécheresses plus fréquentes et les vagues de chaleur réduisent la quantité ou la qualité des résidus agricoles (fourrages, cultures énergétiques) disponibles pour la méthanisation. Cela peut induire une baisse du taux de charge des installations c'est-à-dire une moindre production pour une même capacité nominale. Deuxièmement, les systèmes de digestion sont sensibles aux conditions physiologiques des micro-organismes. Les hausses de température ambiante et les écarts hydriques peuvent altérer l'efficience de la conversion biomasse en biogaz. Troisièmement, malgré leur potentiel « bas carbone », les installations émettent du méthane résiduel (0,5–1 %). Sous des températures élevées, ces émissions augmentent, aggravant le bilan climatique et créant une rétroaction négative. Bien que les émissions de méthane résiduel n'affectent pas directement le taux de charge, elles entravent la capacité de la technologie à atteindre les objectifs climatiques. Enfin, l'incertitude croissante sur la ressource biomasse et les contraintes réglementaires attachées aux émissions peuvent augmenter le coût du capital et freiner les nouveaux projets. En France, la filière connaît une expansion rapide : environ 12 TWh de biogaz produits en 2023 (dont 9 TWh injectés) et des objectifs (jusqu'à 50 TWh en 2030). Toutefois, les impacts climatiques (ex. sécheresses accrues, disponibilité incertaine des intrants, performance fluctuante) risquent de réduire le rendement réel des sites existants, ce qui pourrait diminuer la rentabilité des installations et la résilience de la filière à long terme.

## Centrales thermiques

La combustion dans une turbine à gaz repose sur un équilibre air/carburant très précis. Pour le gaz naturel, on vise en général un taux d'oxygène résiduel dans les fumées de l'ordre de 1–3%, afin de minimiser les pertes par excès d'air ou par combustion incomplète. Quand la température ambiante augmente, la densité de l'air et donc la pression partielle d'oxygène diminuent, ce qui réduit le débit massique d'air dans le compresseur ; accroît la puissance nécessaire à la compression ; et conduit à une diminution de l'efficacité thermique. En clair, l'air chaud est moins dense, donc la turbine doit travailler davantage pour comprimer la même quantité d'air, elle consomme plus d'énergie pour produire la même électricité.

Des mesures empiriques montrent qu'une hausse de 1°C au-dessus des conditions optimales se traduit par une perte d'efficacité de 0,06% à 0,1% et une réduction notable de la puissance délivrée (plusieurs MW sur des machines de plusieurs centaines de MW). La chaleur produite par la combustion—ou alternativement la fission dans une centrale nucléaire—sert à réchauffer de l'eau, qui se transforme en vapeur, actionnant ainsi une turbine. Après expansion dans la turbine, la vapeur doit être condensée pour être recyclée.

L'efficacité du condenseur dépend de la température de l'eau de refroidissement : si celle-ci se réchauffe, la pression de refoulement augmente, la vapeur se condense moins bien, et le rendement global chute. Plus l'eau utilisée pour refroidir la centrale est chaude, ce qui arrive davantage lors des canicules, moins la centrale produit d'électricité pour une même quantité de combustible. Ainsi, une élévation de 1°C de la température d'entrée de l'eau de refroidissement entraîne une baisse de la production de 0,444% et une perte d'efficacité thermique de 0,152%. En clair, la perte est faible à un degré près, mais elle s'accumule, lors d'une canicule de plusieurs degrés au-dessus des normales, la perte de production d'une centrale peut atteindre plusieurs points de pourcentage, au moment précis où la demande de climatisation fait grimper la consommation. Dans le cas des centrales nucléaires, le réchauffement des cours d'eau utilisé pour le refroidissement a déjà forcé Électricité de France à arrêter plusieurs réacteurs lors des vagues de chaleur de 2022–2023, soulignant la vulnérabilité de ces installations face à la hausse des températures des rivières.

## Diminution de la capacité maximale du réseau

De manière plus générale, des impacts peuvent être identifiés au niveau des infrastructures de transmission et de distribution. Lorsque la température augmente, les câbles aériens et souterrains voient leur capacité décliner de façon mesurable. En surface, les conducteurs en aluminium ou en cuivre se dilatent sous l'effet de la chaleur. Un réchauffement d'environ 10°C peut allonger de l'ordre de 5 à 7 cm un câble suspendu sur une portée de 300m. Cet affaissement supplémentaire oblige les gestionnaires de réseau à limiter de 5 à 10% le courant circulant, afin de préserver la hauteur de sécurité sous la ligne. Sous terre, c'est la hausse de la température du sol qui réduit la capacité d'évacuer la chaleur générée par le passage du courant. On observe des pertes de 5% d'ampacité pour seulement 5°C de plus dans la terre environnante.

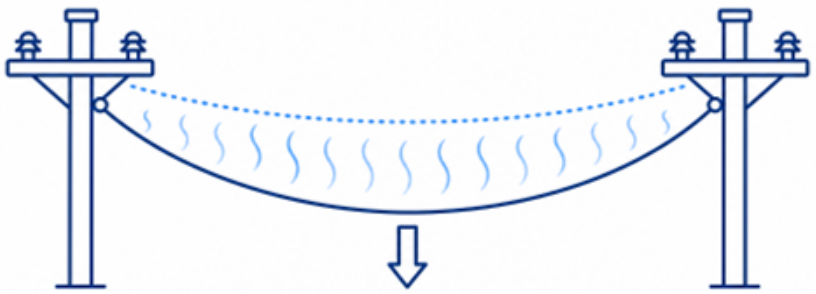

*Fig.4 Sensibilité des réseaux*

De même, les transformateurs et postes sources ne sont pas épargnés par les effets du changement climatique. Pour que l'électricité soit utilisable ou transportable, sa tension doit être modifiée. En pratique, les hautes tensions sont nécessaires pour le transport sur de longues distances, tandis que les basses tensions alimentent les usages du quotidien. Cette transformation est assurée par des transformateurs équipés de bobinages en cuivre, qui génèrent de la chaleur lors du processus. Lorsque la température ambiante s'élève, la capacité des transformateurs à dissiper cette chaleur diminue. Au-delà de 20°C les transformateurs, selon les standards de la Commission électrotechnique internationale, voient leur capacité maximale baisser de 1,06 à 1,2% par degré supplémentaire. Autrement dit, lors d'une canicule où les températures dépassent 30-35°C, un poste source ou un transformateur peut perdre 10 à 20% de sa capacité de transport, au moment même où la demande de climatisation peut faire grimper les besoins en électricité.

De fait, les aléas climatiques ont pour conséquences des aléas quant au fonctionnement du réseau, aléas dont la prédictibilité à moyen et long termes reste extrêmement difficile.

## Variabilité

Comme nous l'avons déjà mentionné, le fonctionnement des systèmes énergétiques varie considérablement en fonction des conditions météorologiques. Qu'il s'agisse du vent ou du soleil, les sources d'énergie intermittentes ne produisent de l'électricité que lorsque leur ressource est disponible. Or, le changement climatique complexifie la prévisibilité des régimes météorologiques, ce qui soulève plusieurs enjeux pour la planification et la sécurisation des approvisionnements énergétiques.

La détermination des emplacements optimaux pour les projets énergétiques devient plus complexe en raison de l'incertitude croissante sur la disponibilité des ressources du fait de la variabilité. En l'absence de prévisions fiables sur les besoins énergétiques futurs – et il est important d'insister à nouveau sur cette problématique de prédictibilité – il est souvent nécessaire de surdimensionner les capacités, ce qui peut conduire à une situation de surproduction. Cette dernière engendre non seulement des coûts supplémentaires liés aux infrastructures, mais peut aussi provoquer une baisse des prix de l'électricité, fragilisant ainsi l'équilibre du marché. Entre janvier et août 2024, l'Europe a enregistré 1 031 heures de prix négatifs de l'électricité, soit déjà 210 heures de plus que sur l'ensemble de l'année 2023. Lorsque ces déséquilibres surviennent, la rentabilité des projets s'en trouve affectée, compromettant à terme la viabilité des investissements. Par ailleurs, la variabilité croissante des ressources renouvelables peut avoir un impact direct sur la continuité de l'approvisionnement en électricité.

La planification de l'approvisionnement électrique, qui vise à garantir l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel, peut devenir progressivement plus complexe. Cette difficulté croissante s'explique par la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix énergétique français, des sources caractérisées par leur intermittence. Avec le réchauffement climatique, leur variabilité tendra à s'intensifier en raison de l'instabilité croissante des régimes météorologiques, aussi bien à l'échelle mensuelle qu'intra journalière, ce qui rendra la gestion du réseau encore plus exigeante. Le terme allemand Dunkelflaute désigne une période d'au moins 24 heures caractérisée par une faible production éolienne et solaire, faute de vent et d'irradiance insuffisante. Ce phénomène, qui survient entre deux et dix fois par an, entraîne systématiquement une hausse des prix de l'électricité sur le marché européen. Il faudra donc mettre en place une supervision fine et réactive des infrastructures pour faire face à des fluctuations de plus en plus imprévisibles.

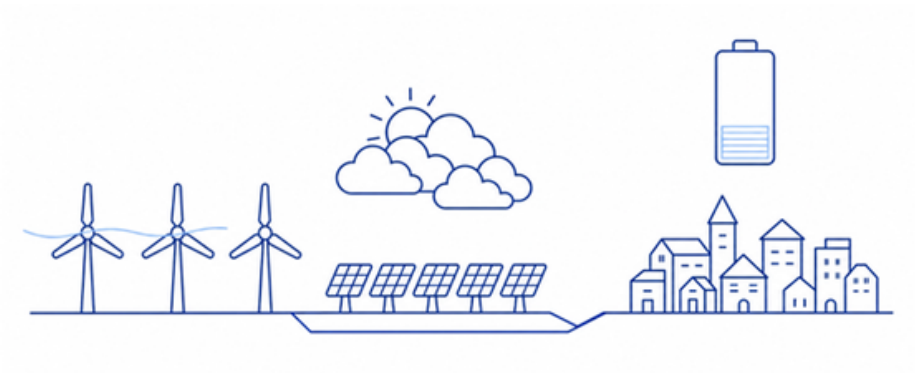

*Fig.5 Planification de l'approvisionnement électrique*

## Dégradation

Les événements météorologiques extrêmes ont la capacité d'endommager gravement les infrastructures. Ils peuvent non seulement affecter directement les sites de production, mais aussi perturber les réseaux de transport et de distribution. En 1999, la France a connu coup sur coup ses deux pires tempêtes, Lothar et Martin, entraînant la perte de raccordement au réseau pour un quart des foyers, un épisode qui reste à ce jour l'une des plus graves crises énergétiques de son histoire. De même, l'ouragan Maria a plongé Porto Rico dans une situation comparable en 2017 : certains habitants n'ont retrouvé l'électricité qu'un an plus tard, faisant de cet épisode l'une des pannes les plus longues de l'histoire des États-Unis. Dans un contexte de changement climatique, l'intensification et la fréquence accrue des événements météorologiques extrêmes augmentent le risque de dégradation pour l'ensemble des infrastructures énergétiques. La diversité de ces événements (canicules, sécheresses, cyclones, tornades, inondations, feux de forêt, tempêtes de grêle, etc.) rend par ailleurs l'adaptation aux risques particulièrement complexe, tant en termes d'anticipation que de résilience.

Le réchauffement climatique accélère également le vieillissement des transformateurs et des équipements de poste, en raison des cycles thermiques plus fréquents et plus intenses. En période de canicule, la température interne des enroulements—c'est-à-dire les bobinages de fils conducteurs qui sont enroulés autour du cœur magnétique d'un transformateur—peut grimper de plusieurs degrés au-dessus de la spécification nominale. Une hausse de 7°C du point chaud double le « taux d'accélération » de vieillissement de l'isolant, ce qui réduit drastiquement la durée de vie prévue des transformateurs. Ainsi, un transformateur peut voir sa durée de vie utile réduite significativement s'il fonctionne régulièrement à des températures internes élevées, ce qui multiplie le rythme de remplacement, et son coût, pour un gestionnaire de réseau. Pour exemple, lors des canicules californiennes de juillet 2006, plus de 2 000 transformateurs de distribution ont ainsi grillé en quelques jours faute de dissipation suffisante de la chaleur, provoquant des coupures massives et d'importants coûts de remplacement de l'équipement.

De plus, les installations chargées à plus de 80% de leur capacité nominale voient leur fréquence d'événements de surcharge thermique augmenter avec le temps. Une étude en Nouvelle-Angleterre projette une hausse marquée des surchauffes pour ces transformateurs après 2050 si la tendance actuelle de réchauffement se confirme. À l'échelle globale, plusieurs analyses estiment que la capacité utile des réseaux, tous composants confondus, pourrait chuter de 1,5% à 20% d'ici à 2100 simplement à cause de la hausse des températures ambiantes et de sol qui limitent la dissipation thermique des câbles et des postes.

# 3

# Voies des solutions d'adaptation

Les solutions d'adaptation sont aussi diverses que les problèmes posés par le changement climatique. Les six grandes catégories d'actions—innovation, construction, importation, gestion, réglementation et protection—sont d'ores et déjà engagées dans certaines régions du territoire. Le véritable enjeu consiste désormais à porter ces initiatives à l'échelle nationale afin d'assurer la résilience de l'ensemble du système énergétique français. L'analyse de ces solutions pourrait ainsi permettre d'identifier les combinaisons les plus pertinentes selon les contextes territoriaux, qu'il s'agisse d'une commune, d'un département ou du pays entier. La suite de cet article vise donc à proposer un aperçu de quelques-unes de ces solutions qui, loin d'être exhaustif, permet d'envisager les axes de recherche et développement tout comme leurs limites plus générales.

Aucune technologie ni infrastructure n'échappe au risque climatique : la résilience du système énergétique français dépendra moins d'une solution unique que de la combinaison coordonnée des six leviers d'adaptation.

## Innovation

Les technologies de production d'énergie sont contraintes par des limites physiques propres à chaque ressource. Les éoliennes, par exemple, sont soumises à la loi de Betz, qui fixe un rendement maximal de 59,3%, les centrales thermiques au rendement du cycle de Carnot, qui dépend de l'écart entre température chaude et froide de l'installation, et avoisine 50% dans les conditions typiques d'une centrale thermique classique, et les panneaux photovoltaïques à jonction unique à la limite de Shockley–Queisser, plafonnée à 33%. Ces seuils théoriques sont rarement atteints par les installations actuelles, mais l'innovation permet de s'en approcher. En 2006, CEA-Liten, premier institut européen entièrement dédié aux nouvelles technologies énergétiques, basé à Grenoble, a entamé ses recherches sur les cellules photovoltaïques à hétérojonction, alors dotées d'un rendement de 9%. Douze ans plus tard, en 2018, ces travaux ont permis d'atteindre un rendement de 25%, reflétant ainsi une progression significative vers la commercialisation de cette technologie.

L'innovation permet également d'introduire de nouveaux mécanismes de captation de l'énergie. Par exemple, les cellules photovoltaïques à multi-jonctions et la cogénération dans les centrales thermiques ont permis d'améliorer le taux de conversion de l'énergie disponible. Faisant la suite aux travaux initiés en 2006, depuis 2019, le CEA-Liten concentre ses recherches sur les cellules tandem pérovskites sur silicium, une technologie prometteuse offrant une captation plus fine de l'irradiance solaire. Les cellules tandem pérovskites sur silicium s'inscrivent dans la troisième génération des technologies photovoltaïques, dont l'un des objectifs est de dépasser la limite de Shockley–Queisser grâce à de nouvelles méthodes de captation. Après avoir atteint un rendement de 23% dès la première année de conception, l'institut enregistre en 2023 un taux de 28,7%, déjà supérieur à celui des cellules multijonctions développées auparavant. En superposant deux matériaux qui captent chacun une partie différente du spectre solaire, la cellule tandem peut dépasser au global les 33% plafonnés par une cellule classique à une seule couche, la progression de 23% à 28,7% en quatre ans mesure cette course vers ce seuil. Ces avancées peuvent être intégrées aux infrastructures existantes ou prises en compte dès la conception des installations futures. Cependant, ces innovations ne servent à rien si le plafond du réseau est déjà atteint.

La capacité d'un réseau peut être renforcée par l'intégration de nouvelles techniques. Par exemple, concernant les lignes électriques, dont, comme nous l'avons vu, la chaleur diminue le potentiel de continuité, on remplace certains câbles par des matériaux « High-Temperature Low-Sag » moins sensibles à la dilatation, et on améliore le remblai thermique autour des câbles enterrés ou même leur ventilation active. Ces trois mesures s'attaquent au même problème (un câble qui s'affaisse ou surchauffe doit être moins chargé par sécurité), chacune à sa manière : des câbles qui se dilatent moins, un sol qui évacue mieux la chaleur autour des lignes enterrées, ou un refroidissement actif quand la chaleur devient critique. Ces solutions permettent de récupérer entre 10 et 70 % de la capacité perdue lors des épisodes de forte chaleur, garantissant ainsi la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

## Construction de nouvelles infrastructures

La construction de nouvelles installations électriques vise à renforcer la capacité du réseau afin de compenser la baisse de rendement des infrastructures existantes, déjà affectées par les effets du changement climatique évoqués précédemment. Toutefois, ces nouvelles infrastructures ne seront pas épargnées : elles seront elles aussi exposées aux aléas climatiques, susceptibles d'entraîner une diminution progressive de leur efficacité, à l'image des équipements actuellement en service. La fiabilité du réseau repose donc sur une diversification des sources d'énergie. À ce titre, l'installation de panneaux solaires flottants sur le réservoir hydroélectrique de Lazer en 2023 illustre une intégration intéressante et durable, ayant permis de doubler le potentiel du parc électrique local.

Ces stratégies de développement doivent évidemment être pensées conjointement à des niveaux micro et macro, c'est-à-dire au niveau des conditions locales en considérant l'intégration dans le réseau global.

## Importation d'énergie

L'importation constitue une alternative pour pallier les déficiences de production nationale. Grâce au marché de l'électricité européen, la France peut s'approvisionner en énergie produite dans d'autres pays. En complément, elle peut aussi importer d'autres formes d'énergie, principalement des carburants, pour ensuite les convertir en électricité sur son territoire. En 2022, la France a ainsi annoncé, en partenariat avec l'Espagne et le Portugal, la création d'un nouveau corridor énergétique. Ce corridor permettra d'acheminer du gaz naturel—et, à terme, de l'hydrogène—depuis la péninsule Ibérique vers la France, en vue de le redistribuer sous forme d'électricité sur le réseau européen.

*Fig.6 Importation et exportation d'énergie*

Toutefois, cette dépendance aux importations, qu'il s'agisse d'électricité ou de carburants, compromet l'indépendance énergétique du pays. Elle accroît l'insécurité énergétique en exposant les réseaux à une plus grande volatilité, due à la dépendance vis-à-vis de sources extérieures souvent imprévisibles. En outre, les effets du changement climatique risquent d'accentuer cette instabilité, en rendant encore plus incertaine la disponibilité de ces ressources importées.

## Gestion du réseau

Dans ce contexte de variabilité croissante, les réseaux électriques intelligents s'imposent comme des dispositifs essentiels. Leur efficacité repose sur une capacité renforcée à exploiter en temps réel des données issues de capteurs intégrés, permettant de suivre finement la transmission et la consommation d'électricité. En France, ces données sont collectées depuis 2008 grâce aux smart grids. En 2011, le projet pilote Nice Grid a comme objectif principal l'anticipation de la production et l'usage de l'électricité pour le lendemain. Aujourd'hui, les dispositifs permettant de capter et d'agir sur ces données ont considérablement évolué. Comme nous l'avons vu, la chaleur ambiante diminue la capacité de transmission des lignes électriques, nécessitant ainsi le déploiement des capteurs et algorithmes de « Dynamic Line Rating » qui ajustent en temps réel la charge admissible des lignes aériennes. Au lieu d'appliquer une limite de charge fixe calculée pour le pire cas, ces capteurs mesurent la température et la charge réelles de chaque ligne en continu, et autorisent d'y faire circuler plus de courant dès que les conditions le permettent : une capacité aujourd'hui sous-exploitée. Si la prévision de la production devient plus incertaine, celle des pics de consommation pourrait, elle, être facilitée.

Ces capteurs permettent également de détecter rapidement les pannes ou dysfonctionnements liés à de fortes fluctuations, offrant ainsi la possibilité d'interventions préventives avant qu'ils ne deviennent critiques. La Californie commence l'intégration d'une intelligence artificielle qui relie les rapports de pannes électriques pour synthétiser les données automatiquement, identifier les pannes et proposer des résumés exploitables en temps réel. En optimisant la distribution de l'électricité à partir des données recueillies, ces réseaux intelligents contribuent à une meilleure résilience face aux aléas.

## Protection des infrastructures

Les infrastructures existantes doivent être protégées face aux aléas climatiques. Leur nature fixe les rend particulièrement vulnérables aux événements extrêmes, car elles ne peuvent être déplacées en cas de crise. Cependant, ces infrastructures restent indispensables à l'approvisionnement énergétique français, suscitant l'installation de nouvelles infrastructures qui ont pour but la protection des infrastructures existantes.

La nature de l'événement climatique conditionne largement les mesures à adopter. Un système d'arrosage, par exemple, se révèle aussi inutile face à une inondation qu'une digue face à un feu de forêt. La résilience des infrastructures énergétiques face aux événements extrêmes repose ainsi sur une connaissance fine et complète des risques existants. Sans une compréhension des risques locaux, il devient difficile de concevoir des stratégies adaptées à chaque projet. Pour exemple, à Gravelines, où se situe le plus grand parc nucléaire de France, une nouvelle digue a été construite en 2022 afin de faire face au risque de submersion marine. Elle offre une protection jusqu'à 7,48 mètres, en raison de la proximité directe avec la mer du Nord. De même, à la suite des tempêtes Lothar et Martin évoquées précédemment, RTE a reconstruit 48 000 km de lignes électriques afin qu'elles soient en mesure de résister aux tempêtes extrêmes. Ces exemples non exhaustifs illustrent l'adaptation de l'infrastructure existante aux effets du changement climatique et soulignent l'importance d'une réponse technique pensée à l'échelle locale.

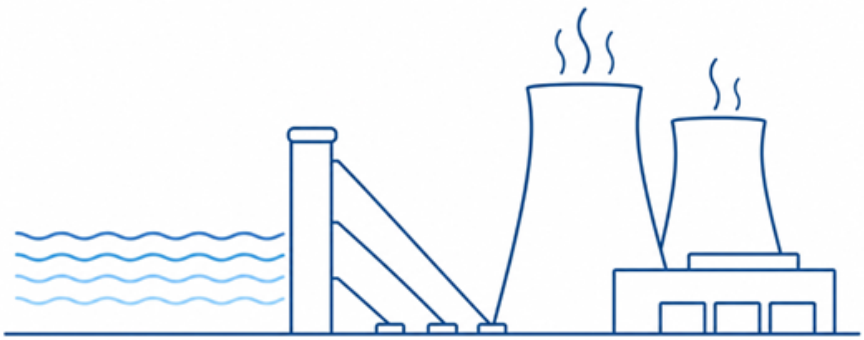

*Fig.7 Protection des infrastructures énergétiques*

Par ailleurs, les données sur les risques climatiques permettent de planifier l'implantation des futures installations dans des zones moins exposées aux aléas. RTE anticipe ainsi l'emplacement des transformateurs et des postes sources en tenant compte des zones à risque d'inondation. En somme, répondre efficacement aux événements climatiques extrêmes nécessite des données précises et approfondies sur les risques encourus.

## Réglementation du gouvernement

Le gouvernement joue un rôle essentiel dans la mise en œuvre de l'ensemble des solutions envisagées. La création d'un système économique favorable à l'innovation, la construction de nouvelles installations, l'importation d'énergie, la gestion des réseaux ou encore la protection des infrastructures constituent des biens publics sur lesquels l'État a tout intérêt à intervenir. Il peut également soutenir la résilience des infrastructures énergétiques face au changement climatique par le biais de leviers indirects, comme la régulation de la demande.

Les pics d'utilisation énergétique, qu'ils proviennent des ménages ou des industries, mettent à l'épreuve la résilience du réseau. Lorsque ces hausses coïncident avec une faible génération, les gestionnaires peuvent être contraints de recourir à des délestages tournants – c'est-à-dire à suspendre temporairement la fourniture d'électricité à certains groupes de consommateurs – afin d'éviter une panne généralisée. Pour limiter ces situations critiques, le gouvernement français a imposé des restrictions de consommation. En 2022, un plan de sobriété énergétique visant à réduire les usages excessifs afin d'alléger la pression sur le réseau a été mis en place. Parmi les mesures phares figurait la limitation de la température maximale de chauffage dans les bâtiments tertiaires : 19°C durant les heures d'occupation, 16°C la nuit, et 8°C en cas d'inoccupation prolongée au-delà de trois jours. Ce type d'initiative permet de diminuer la demande en électricité, en particulier lors des périodes de faible production, et contribue ainsi à une meilleure gestion du réseau. À ce titre, le rôle de l'État demeure central dans l'assurance d'un approvisionnement énergétique continu.

# Conclusion

Les infrastructures énergétiques subissent une accélération des modifications de leur situation environnementale qu'elle soit externe (ex. Réchauffement climatique) ou d'objectif (ex. Électrification). Il ne s'agit pas seulement de répondre aux besoins des consommateurs, mais aussi d'anticiper les contraintes imposées par le climat. Pour que les infrastructures nationales et les réseaux internationaux répondent à ces enjeux, il est essentiel de réduire l'incertitude qui entoure l'ampleur et la nature des impacts climatiques sur ces systèmes. Ceci doit nécessairement commencer par un cadrage des risques et des solutions, objectif même du présent rapport.

Les risques peuvent se manifester sous diverses formes. La baisse du taux de charge des installations, la diminution de la capacité maximale des réseaux, la variabilité de l'approvisionnement énergétique ou encore la dégradation des infrastructures constituent des préoccupations pour les acteurs chargés de la production et de l'acheminement de l'énergie. De l'autre côté, les pistes de solutions sont tout aussi variées que les cadres de risques : innovations technologiques, nouveaux projets, augmentation des importations d'énergie, optimisation de la gestion des réseaux, protection renforcée des infrastructures existantes et régulation plus intelligente du système énergétique. Aucun de ces leviers, pris isolément, ne suffit à sécuriser le système : l'innovation ne sert à rien si le réseau qui l'accueille est déjà saturé, la protection physique d'un site ne compense pas une dépendance excessive aux importations. La résilience du système énergétique français se jouera moins sur un levier que sur leur combinaison, pilotée à l'échelle nationale plutôt que projet par projet.

Au cœur de la problématique subsiste un manque de clarté quant aux effets exacts que le changement climatique fera peser sur les infrastructures énergétiques prises en tant que réseau d'approvisionnement, d'échange, d'équilibrage, etc. Nous savons que le climat continuera d'exercer des impacts, mais des interrogations persistent quant à leur intensité, leur fréquence et leur répartition. C'est précisément cette incertitude, plus que l'ampleur du changement climatique lui-même, qui constitue le risque le plus difficile à gérer pour les acteurs du secteur : elle peut conduire à sous-protéger un actif exposé, à sur-investir dans une protection disproportionnée, ou à cibler la mauvaise réponse au mauvais endroit. Même si ces paramètres demeurent incertains, les tendances actuelles des émissions de gaz à effet de serre justifient pleinement de les anticiper.

# RÉFÉRENCES


20 ANS D'INNOVATIONS. CEA-Liten, 2024, https://www.cea.fr/cea-tech/liten/Pages/CEA-Liten/20-ans-CEA-Liten.aspx?utm_source=chatgpt.com.

'A la centrale nucléaire de Gravelines, une nouvelle digue pour parer la montée des eaux'. L'Express, AFP, 5 Apr. 2022, https://www.lexpress.fr/societe/a-la-centrale-nucleaire-de-gravelines-une-nouvelle-digue-pour-parer-la-montee-des-eaux_2171152.html.

Anita, Manish Soni, and Tiwari Shruti. 'Enhancing Solar Panel Efficiency through Cooling Techniques: A Review'. I-Manager's Journal on Circuits and Systems, vol. 11, no. 1, 2023, p. 23. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.26634/jcir.11.1.19802.

Anshari Munir, Nur Al, et al. 'Analysis of The Effect of Ambient Temperature and Loading on Power Transformers Ageing (Study Case of 3rd Power Transformer in Cikupa Substation)'. 2019 2nd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS) [Denpasar, Bali, Indonesia], 2019, pp. 1–6. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1109/ICHVEPS47643.2019.9011153.

Ara, Adele, et al. Operation & Maintenance Best Practice Guidelines. Version 5.0, SolarPower Europe, Dec. 2021, https://solarbestpractices.com/guidelines/detail/key-performance-indicators#:~:text=It%20is%20the%20period%20during,not%20sufficient%20for%20power%20generation.

Attia, Sami I. 'The Influence of Condenser Cooling Water Temperature on the Thermal Efficiency of a Nuclear Power Plant'. Annals of Nuclear Energy, vol. 80, June 2015, pp. 371–78. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1016/j.anucene.2015.02.023.

Babiker, Mustafa, et al. *Glossaire*. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2018, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/10/SR15_Glossary_french.pdf.

Bartos, Matthew, et al. 'Impacts of Rising Air Temperatures on Electric Transmission Ampacity and Peak Electricity Load in the United States'. *Environmental Research Letters*, vol. 11, no. 11, Nov. 2016, p. 114008. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/11/114008.

*Bilan Technique et Économique Des Installations de Production de Biométhane Injecté (Hors STEP et ISDND)*. Commission de régulation de l'énergie, Décembre 2024.

# RÉFÉRENCES


Brockway, Anna M., and Laurel N. Dunn. 'Weathering Adaptation: Grid Infrastructure Planning in a Changing Climate'. Climate Risk Management, vol. 30, 2020, p. 100256. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1016/j.crm.2020.100256.

Burillo, Daniel. 'Effects of Climate Change in Electric Power Infrastructures'. Power System Stability, edited by Kenneth Eloghene Okedu, IntechOpen, 2019. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.5772/intechopen.82146.

Carley, Sanya, et al. 'A Framework for Evaluating Geographic Disparities in Energy Transition Vulnerability'. Nature Energy, vol. 3, no. 8, May 2018, pp. 621–27. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1038/s41560-018-0142-z.

Chinnaswamy, Krithikha. 'Climate Change Impact Reliability of Large Electric Power Transformers in the Northeast United States'. Master's Theses and Capstones, Jan. 2011, https://scholars.unh.edu/thesis/681.

Climate Resilience - Electricity Security. International Energy Agency, 2021.

Cronin, Jennifer, et al. 'Climate Change Impacts on the Energy System: A Review of Trends and Gaps'. Climatic Change, vol. 151, no. 2, Nov. 2018, pp. 79–93. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1007/s10584-018-2265-4.

Dumas, Melissa, et al. Extreme Weather and Climate Vulnerabilities of the Electric Grid: A Summary of Environmental Sensitivity Quantification Methods. ORNL/TM-2019/1252, 1558514, 1 Aug. 2019, p. ORNL/TM-2019/1252, 1558514. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.2172/1558514.

Ebinger, Jane. *Climate Impacts on Energy Systems: Key Issues for Energy Sector Adaptation*. With Walter Vergara and Irene Leino, World Bank Publications, 2011. World Bank Study.

*Ensoleillement*. Énergie+, 22 Sept. 2010, https://energieplus-lesite.be/theories/climat8/ensoleillement-d8/.

García, Aida, and Christian Gruber. *Understanding Ultra- Low and Negative Power Prices: Causes, Impacts and Improvements*. Eurelectric, 28 Nov. 2024, https://www.eurelectric.org/publications/understanding-ultra-low-and-negative-power-prices-causes-impacts-and-improvements/.

Gernaat, David E. H. J., et al. 'Climate Change Impacts on Renewable Energy Supply'. *Nature Climate Change*, vol. 11, no. 2, Feb. 2021, pp. 119–25. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.1038/s41558-020-00949-9.

# RÉFÉRENCES


Hashmi, Murtaza, et al. 'Effect of Climate Change on Transformers Loading Conditions in the Future Smart Grid Environment'. Open Journal of Applied Sciences, vol. 03, no. 02, 2013, pp. 24–29. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.4236/ojapps.2013.32B005.

Jahn, Ulrike, et al. Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates. IEA PVPS TCP, 2022, https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/11/IEA-PVPS-Report-T13-25-2022-OandM-Guidelines.pdf.

Jerez, Sonia, et al. 'The Impact of Climate Change on Photovoltaic Power Generation in Europe'. Nature Communications, vol. 6, no. 1, Dec. 2015, p. 10014. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1038/ncomms10014.

Jourd'heuil, Erwan, and Hervé Hillard. Il y a Vingt Ans, Lothar et Martin, Les « tempêtes Du Siècle ». Ouest-France, 2019, https://www.youtube.com/watch?v=udAWKdnyeC0.

Karimi, Soheila, et al. 'Dynamic Thermal Rating of Transmission Lines: A Review'. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 91, Aug. 2018, pp. 600–12. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001.

Kaufmanarchive, Alexander. 'California Is Set to Become the First US State to Manage Power Outages with AI'. MIT Technology Review, 14 July 2025, https://www.technologyreview.com/2025/07/14/1120027/california-set-to-manage-power-outages-with-ai/.

Kim, Young-Sang, et al. 'Effect of Ambient Air and Ground Temperatures on Heat Transfer in Underground Power Cable System Buried in Newly Developed Cable Bedding Material'. *Geothermics*, vol. 125, Jan. 2025, p. 103151. *ScienceDirect*, https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2024.103151.

Laconde, Thibault. 'Réseaux Électriques et Changement Climatique : Une Menace Inévitable'. *Le Monde de l'énergie*, 12 Sept. 2019, https://www.lemondedelenergie.com/reseaux-electriques-changement-climatique/2019/09/12/.

'Le Groupe EDF Inaugure Sa Première Centrale Solaire Flottante Installée Sur Le Lac d'un Barrage Hydroélectrique à Lazer Dans Les Hautes-Alpes'. *Actualité Vallée*, EDF, 23 June 2023, https://www.edf.fr/le-groupe-edf-inaugure-sa-premiere-centrale-solaire-flottante-installee-sur-le-lac-dun-barrage-hydroelectrique-a-lazer-dans-les-hautes-alpes.

# RÉFÉRENCES


Lemoine, Anthony, et al. 'Impacts des changements climatiques sur la gestion par courbes guides des réservoirs hydroélectriques'. LHB, vol. 108, no. 1, Dec. 2022, p. 12. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1080/27678490.2022.2101393.

Les Principaux Démonstrateurs Smart Grids Français. Think Smartgrids, 20 Jan. 2016, https://www.thinksmartgrids.fr/actualites/principaux-demonstrateurs-smart-grids-francais/.

Li, Bowen, et al. 'A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas'. Energies, vol. 14, no. 20, Oct. 2021, p. 6508. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.3390/en14206508.

Li, X., et al. 'Specifying Transformer Winter and Summer Peak-Load Limits'. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, Jan. 2005, pp. 185–90. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.837680.

Maru, Sandra, and Cody Davis. *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*. 19 Dec. 2023.

Najac, Julien, et al. 'Impact of Climate Change on Surface Winds in France Using a Statistical-dynamical Downscaling Method with Mesoscale Modelling'. *International Journal of Climatology*, vol. 31, no. 3, Mar. 2011, pp. 415–30. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.1002/joc.2075.

———. *Impacts du changement climatique sur le potentiel éolien en France: une étude de régionalisation*. 2008. Université Paul Sabatier - Toulouse III, phdthesis. *theses.hal.science*, https://theses.hal.science/tel-00365068.

Panteli, Mathaios, and Pierluigi Mancarella. 'Influence of Extreme Weather and Climate Change on the Resilience of Power Systems: Impacts and Possible Mitigation Strategies'. *Electric Power Systems Research*, vol. 127, Oct. 2015, pp. 259–70. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.012.

Parthiban, R., and P. Ponnambalam. 'An Enhancement of the Solar Panel Efficiency: A Comprehensive Review'. *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, July 2022, p. 937155. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.937155.

Percebois, Jacques. 'Energy Vulnerability and Its Management'. *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 1, no. 1, Jan. 2007, pp. 51–62. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.1108/17506220710738597.

# RÉFÉRENCES


'Puerto Rico Grid Recovery and Modernization'. Energy.Gov, US Department of Energy, 2023, https://www.energy.gov/gdo/puerto-rico-grid-recovery-and-modernization.

Ravestein, P., et al. 'Vulnerability of European Intermittent Renewable Energy Supply to Climate Change and Climate Variability'. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 97, Dec. 2018, pp. 497–508. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.057.

RTE | L'héritage de La Tempête. https://www.rte-france.com/l-heritage-de-la-tempete/. Accessed 1 Feb. 2026.

Sarma, Georgia, and Anastasia Zabaniotou. 'Understanding Vulnerabilities of Renewable Energy Systems For Building Their Resilience to Climate Change Hazards: Key Concepts And Assessment Approaches'. Renewable Energy and Environmental Sustainability, edited by Hussein Kazem et al., vol. 6, 2021, p. 35. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1051/rees/2021035.

Schéma Décennal de Développement Du Réseau. Réseau de Transport d'Électricité, 2025, https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-06/2025-06-06-sddr-rapport-complet.pdf.

Sédillot, Béatrice, et al. 'Chiffres clés de l'énergie - Édition 2025'. Statistiques publiques de l'énergie, des transports, du logement et de l'environment, Service des données et études statistiques, Oct. 2025, https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/2025/chiffres-cles-energie/fr/.

Sobik, Bartosz. 'Climate Risk: Reshaping the Energy Sector'. *Journal of Public Governance*, vol. 64, no. 2, June 2023, pp. 32–45. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.15678/PG.2023.64.2.03.

'Spain, France and Portugal Agree on Gas Pipeline Link'. *Le Monde*, 20 Oct. 2022, https://www.lemonde.fr/en/europe/article/2022/10/20/spain-france-and-portugal-agree-on-gas-pipeline-link_6001131_143.html.

Tabary, Luc. 'L'eau et l'énergie Dans Le Changement Climatique:' *Annales Des Mines - Responsabilité et Environnement*, N° 112, no. 4, Oct. 2023, pp. 71–82. *DOI.org (Crossref)*, https://doi.org/10.3917/re1.112.0071.

# RÉFÉRENCES

Troccoli, Alberto, et al. 'Weather and Climate Risk Management in the Energy Sector'. Bulletin of the American Meteorological Society, vol. 91, no. 6, June 2010, pp. 785–88. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1175/2010BAMS2849.1.

Xu, Luo, et al. 'Resilience of Renewable Power Systems under Climate Risks'. Nature Reviews Electrical Engineering, vol. 1, no. 1, Jan. 2024, pp. 53–66. DOI.org (Crossref), https://doi.org/10.1038/s44287-023-00003-8.

Zhou, Melyne. 'Tracing the Family Tree: The Generations of Solar'. Medium, 17 July 2023, https://medium.com/@melyne.zhou/tracing-the-family-tree-the-generations-of-solar-4fd96a15c8ba.

Artimon est un cabinet de conseil en management et organisation spécialiste des transformations, et un institut de recherche pluridisciplinaire.

L'institut Artimon Perspectives mène des travaux de recherche sur l'impact des nouvelles technologies dans les organisations et les activités humaines. Nos productions visent la création de connaissances sur des sujets complexes, la vulgarisation scientifique et la compréhension de différents phénomènes, tout en répondant aux besoins et questionnements opérationnels de notre écosystème d'acteurs.

## CONTACTEZ-NOUS

8, rue de la Victoire,
75009 Paris
+33 (0)1 53 20 89 89
https://artimon.fr/

**Josefina GIMENEZ**
Directrice Recherche et Innovation
Artimon Perspectives
jgimenez@artimon.fr

**Félix KERDRAON**
Directeur Conseil
Practice Energie & Utilities
Artimon
FKERDRAON@artimon.fr

## SUIVEZ-NOUS SUR

Artimon

@artimon5307