

Volet 2

Canicule, eau, nucléaire, solaire et demande électrique

Corrélation des contraintes climatiques sur le système électrique français — dégradation observée et prospective 2045

Août 2026

Ce volet 2 constitue le complément analytique du volet 1 (« France 2005–2026 — Évolution des contraintes climatiques, hydrologiques et territoriales »). Il en reprend les observations mesurées pour les relier au fonctionnement concret du système électrique français, en particulier lors des épisodes extrêmes. Il prépare le volet 3, consacré à la récupération des séries statistiques brutes Météo-France / BRGM / Banque Hydro.

1. Introduction — Pourquoi la puissance lors des épisodes critiques est plus importante que les TWh annuels

Le débat public sur la transition énergétique française s'articule presque exclusivement autour d'un indicateur : la production annuelle en TWh. Les scénarios RTE, Négawatt ou ADEME se comparent sur leur capacité à atteindre la neutralité carbone en produisant suffisamment d'énergie sur l'année.

Ce cadre est insuffisant. Il masque la question fondamentale :

Quelle puissance est disponible lors des quelques centaines d'heures les plus difficiles de l'année, lorsque plusieurs contraintes climatiques surviennent simultanément ?

La réponse à cette question est structurellement différente selon les technologies et, surtout, **elle se dégrade au fil des années** sous l'effet conjugué du réchauffement climatique, de la raréfaction de la ressource en eau et de l'augmentation de la demande par temps chaud.

Ce volet démontre cette dégradation par trois axes complémentaires :

- la série historique des déclassements et arrêts de centrales nucléaires continentales lors des canicules (2003–2025) ;
- la réduction tendancielle des débits d'étiage des grands fleuves utilisés comme source froide ;

- l'augmentation de la demande électrique par temps chaud, à mesure que la climatisation se répand et que le parc BEV croît.

L'ensemble de ces évolutions converge vers un même point de fragilité : **l'écart entre puissance disponible et demande, lors des épisodes extrêmes, se réduit chaque décennie.**

2. Le mécanisme de base — comment une canicule contraint le système électrique

2.1 La chaîne de causalité thermique

Toutes les centrales thermiques — nucléaires incluses — nécessitent un circuit de refroidissement. Les centrales de bord de fleuve utilisent un refroidissement en circuit ouvert ou semi-ouvert : elles prélèvent de l'eau dans le fleuve, l'utilisent comme dissipateur de chaleur, puis la rejettent à une température supérieure.

La réglementation française (arrêtés de prescriptions techniques de chaque site, établis par l'ASN) fixe des seuils stricts :

- température maximale de l'eau rejetée (généralement 24 à 28 °C selon les sites et les saisons) ;
- échauffement maximal toléré entre prélèvement et rejet (généralement +1,5 à +3 °C) ;
- débit minimal du fleuve en dessous duquel l'exploitation normale est impossible.

Lors d'une canicule, ces trois paramètres évoluent simultanément dans le mauvais sens :

- la température de l'eau de fleuve augmente (parfois +5 à +7 °C au-dessus de la normale) ;
- le débit estival baisse (étiage aggravé par la chaleur et l'évapotranspiration) ;
- l'échauffement produit par le refroidissement de la centrale dépasse les seuils réglementaires.

Conséquence directe : la centrale doit soit réduire sa puissance (déclassement), soit s'arrêter. Ce déclassement survient précisément au moment où la demande électrique est maximale — en raison de la climatisation — et où le solaire photovoltaïque commence à chuter (après 16–17h en été).

2.2 La simultanéité des contraintes — le cœur du problème systémique

Lors d'une canicule prolongée, le système électrique fait face à une conjonction de contraintes qui ne sont pas indépendantes : elles partagent la même cause météorologique.

- Demande de climatisation élevée → pointe électrique de soirée (18–22h) ;
- Température des cours d'eau élevée → contraintes sur centrales continentales ;
- Débits d'étiage faibles → réduction de la puissance admissible ;
- Production solaire chutant après 17h → disparition de 15–20 GW en quelques heures ;

- Éolien variable → contribution non garantie ;
- Interconnexions européennes saturées → canicule souvent synchrone à l'échelle continentale ;
- BEV en recharge nocturne → demande supplémentaire lors de la pointe résiduelle de soirée.

Il ne s'agit pas de sept problèmes distincts. C'est le même épisode météorologique qui les déclenche simultanément. C'est cette corrélation qui constitue le risque systémique — et non la somme de risques sectoriels indépendants.

3. Cartographie des centrales continentales exposées

La France dispose de 56 tranches nucléaires en exploitation (2026). Environ 32 d'entre elles sont implantées sur des fleuves continentaux et sont susceptibles d'être contraintes lors des épisodes de canicule et d'étiage. Les sites côtiers (Flamanville, Paluel, Penly, Gravelines) bénéficient d'une source froide marine quasi-illimitée et sont insensibles aux contraintes hydrologiques continentales.

Tableau 1 — Centrales nucléaires continentales françaises : exposition aux contraintes hydrologiques et thermiques

Centrale	Fleuve	Tranches	T° rejet max	Étiage critique	Épisodes connus
Bugey	Rhône	4	24–26 °C	Rhône < 50 m ³ /s	2003, 2006, 2019, 2022
Saint-Alban	Rhône	2	24 °C	Rhône < 100 m ³ /s	2019, 2022
Cruas-Meysses	Rhône	4	24–28 °C	Rhône < 80 m ³ /s	2003, 2022
Tricastin	Canal Donzère	4	28 °C (dérog.)	Canal dérivé Rhône	2003, 2019, 2022
Golfech	Garonne	2	24–25 °C	Garonne < 60 m ³ /s	2003, 2019, 2022
Blayais	Gironde (estuaire)	4	< 30 °C	Moindre contrainte	2000 (tempête), 2003
Civaux	Vienne	2	24 °C	Vienne < 20 m ³ /s	2003, 2019, 2022
Belleville	Loire	2	24 °C	Loire < 80 m ³ /s	2003, 2019

Centrale	Fleuve	Tranches	T° rejet max	Étiage critique	Épisodes connus
Dampierre	Loire	4	24 °C	Loire < 60 m³/s	2003, 2019, 2022
Saint-Laurent	Loire	2	24–25 °C	Loire < 60 m³/s	2003, 2019
Chinon	Vienne / Loire	4	24–25 °C	Vienne < 25 m³/s	2003, 2019, 2022

Sources : arrêtés de prescriptions techniques individuels (ASN), données RTE bilans prévisionnels, Météo-France chroniques températures cours d'eau, publications ASN sur les déclassements. Les seuils réglementaires sont les valeurs normales ; des dérogations temporaires peuvent être accordées par l'ASN dans des conditions strictement encadrées.

La cartographie révèle une **concentration géographique du risque** sur deux bassins : le Rhône (10 tranches sur Bugey, Saint-Alban, Cruas, Tricastin) et la Loire (12 tranches sur Belleville, Dampierre, Saint-Laurent, Chinon). Ces deux bassins sont précisément ceux dont les débits estivaux sont en baisse tendancielle documentée.

4. Dégradation historique — la série des épisodes critiques 2003–2025

4.1 Les épisodes documentés

La série historique des déclassements liés aux canicules constitue la démonstration la plus directe de la dégradation du système. Elle montre que des événements initialement considérés comme exceptionnels sont devenus réguliers, et que leur impact en puissance perdue a tendance à s'amplifier.

Tableau 2 — Épisodes historiques de déclassement ou d'arrêt de centrales nucléaires continentales pour contraintes thermiques et hydrologiques

Année	Épisode	Puissance perdue	Durée	Contexte hydrologique
2003	Canicule août 2003	4–5 GW estimés	~3 semaines	Débits Rhône/Loire < seuils critiques, T° eau +5 à +7 °C au-dessus normale
2006	Canicule juillet 2006	~2 GW	~10 jours	Rhône bas, dérogations accordées par l'ASN
2018	Été très chaud	~1,5 GW	Ponctuel	Garonne et Rhône contraints

Année	Épisode	Puissance perdue	Durée	Contexte hydrologique
2019	Double canicule juin–juillet	3–4 GW	~4 semaines cumulées	Record T° eau Rhône : 28 °C à Tricastin
2022	Canicule + sécheresse record	4–6 GW	Plusieurs semaines	Étiage exceptionnel tous fleuves, ~32 tranches sous contrainte simultanée
2025	Vagues de chaleur (80 % pop.)	Bilan en cours	—	78 départements restrictions eau, 2 vagues successives

Sources : ASN (rapports annuels, communiqués de presse), RTE (bilans prévisionnels, bilans électriques), EDF (communiqués), Météo-France. Les chiffres de puissance perdue sont des estimations consolidées à partir des publications officielles. Les épisodes 2025 et 2026 sont en cours de bilan au moment de la rédaction.

4.2 Les trois tendances de fond qui aggravent la situation

Tendance 1 — La fréquence des épisodes de canicule augmente

Entre 1959 et 2000, les épisodes de canicule significative étaient rares. Depuis 2003, la France a connu des épisodes marquants en 2006, 2015, 2018, 2019, 2022 et 2025. **La fréquence a plus que doublé en vingt ans**, en cohérence avec les mesures Météo-France : +0,4 °C/décennie en été, jusqu'à +0,6 °C dans certaines régions. 2025 a été la quatrième année la plus chaude jamais enregistrée en France ; un jour sur deux a été plus chaud que la normale.

Tendance 2 — Les débits d'étiage des fleuves nucléaires se réduisent

La Banque Hydro (SCHAPI/OFB) documente les débits de référence des grands cours d'eau français. Sur les fleuves utilisés comme source froide nucléaire, les tendances estivales sont éloquentes :

- Rhône à Beaucaire : débit d'étiage moyen en juillet–août en recul tendanciel d'environ 10 à 15 % depuis les années 1970 ;
- Loire à Montjean : étiages de plus en plus sévères, avec des épisodes < 100 m³/s de plus en plus fréquents ;
- Garonne à Tonneins : étiages critiques (< 80 m³/s) désormais pluriannuels ;
- Vienne à Nouâtre : débits < 20 m³/s atteints plusieurs étés consécutifs.

La disparition progressive du stock nival et glaciaire en amont aggrave cette tendance pour le Rhône. **La perte de 39 m équivalent eau sur les glaciers français depuis 2001** — et de 63 % de superficie pour le glacier d'Ossoue dans les Pyrénées — signifie une réduction du tampon naturel estival qui amortissait historiquement les étiages.

Tendance 3 — La demande électrique par temps chaud augmente structurellement

La climatisation résidentielle et tertiaire :

- En 2003, moins de 10 % des logements français étaient climatisés ; ce taux dépasse aujourd'hui 25–30 % et continue de croître après chaque vague de chaleur ;
- RTE documente une augmentation de la sensibilité thermique de la demande : chaque degré Celsius au-dessus de 25 °C représente désormais 500–700 MW de demande supplémentaire en soirée (contre 200–300 MW il y a vingt ans) ;
- Cette sensibilité va continuer d'augmenter avec le taux de climatisation.

La recharge des véhicules électriques à batterie (BEV) :

- En 2026, la France compte environ 2 à 3 millions de BEV — représentant déjà 2–4 GW de demande supplémentaire lors des soirées chaudes ;
- Dans le scénario PPE3 visant 15 millions de BEV à l'horizon 2035, la recharge non pilotée pourrait représenter 10–15 GW de demande lors des soirées de canicule ;
- La recharge BEV est structurellement nocturne — précisément lorsque la demande résiduelle chaude atteint son maximum.

La conjonction de ces trois tendances — canicules plus fréquentes, étiages plus sévères, demande plus forte par temps chaud — produit une dégradation structurelle du bilan puissance disponible / demande lors des épisodes critiques. Cette dégradation n'est pas linéaire année par année, mais sa direction est claire et documentée par les organismes institutionnels français.

5. Le croisement avec les 14 EPR2 Résilience — le choix des sites comme choix de résilience climatique

5.1 Une question absente du débat public

Le programme de construction de 6 à 14 EPR2 fait l'objet d'un débat intense sur les délais, les coûts et les capacités industrielles. Un angle est quasi absent de ce débat :

Où ces réacteurs seront-ils implantés, et quelle sera leur sensibilité aux contraintes hydrologiques et thermiques d'ici 2045–2060, dans un climat significativement plus chaud ?

Ce n'est pas une question secondaire. Un réacteur construit sur un fleuve continental dont les étiages estivaux sont en baisse tendancielle sera, dès sa mise en service, dans la même situation que les tranches actuelles lors des canicules — **peut-être plus souvent contraint qu'à sa puissance nominale**.

5.2 Cartographie des sites EPR2 envisagés et leur sensibilité climatique

Tableau 3 — Sites EPR2 envisagés : sensibilité aux contraintes hydrologiques et thermiques à horizon 2045–2060

Site EPR2 envisagé	Fleuve / Source froide	Sensibilité canicule	Remarque Résilience
Penly (Seine-Maritime)	Mer — Manche	Faible	Site côtier — indépendant de l'hydrologie continentale. Référence de robustesse.
Gravelines (Nord)	Mer — Mer du Nord	Faible	Site côtier — même avantage structurel que Penly.
Bugey (extension)	Rhône	Élevée	Cumul avec 4 tranches existantes sur même fleuve — doublement de l'exposition.
Tricastin (extension)	Canal Donzère / Rhône	Élevée	Étiage 2022 déjà critique — la situation ne peut que se détériorer.
Blayais (extension)	Gironde (estuaire)	Modérée	Eau saumâtre — contrainte T° moindre, mais risque submersion à surveiller.
Golfech (extension)	Garonne	Élevée	Étiages Garonne parmi les plus sévères de France. Tendance structurelle défavorable.
Civaux (extension)	Vienne	Élevée	Vienne : débit estival très faible — fragilité déjà documentée (2003, 2019, 2022).
Sites nouveaux (TBD)	À définir	À définir	Le choix du site est un choix de résilience climatique — critère à intégrer dès la faisabilité.

Sources : dossier de concertation publique EDF sur les nouveaux réacteurs (2023), documents RTE scénario Futurs énergétiques 2050, données Banque Hydro sur les débits d'étiage. La liste des sites est indicative — EDF n'a pas encore arrêté les choix définitifs pour l'ensemble du programme.

5.3 L'argument Résilience : les sites côtiers comme référence de robustesse

Les sites côtiers — Penly, Gravelines, et dans une moindre mesure Paluel et Flamanville — présentent une caractéristique décisive : leur source froide est la mer, dont la température est structurellement plus stable et les contraintes réglementaires de rejet plus souples.

Dans une trajectoire climatique +2 à +3 °C à horizon 2050, **les sites côtiers offrent une résilience structurellement supérieure** aux sites continentaux pour la même puissance installée. Cet avantage croît avec le réchauffement.

Résilience V11 retient 14 EPR2 comme hypothèse maximale industriellement réalisable d'ici 2045. La question n'est pas seulement combien, mais **où**. Concentrer la nouvelle puissance nucléaire sur des sites côtiers ou à débits robustes est un choix de résilience climatique — au même titre que le choix du mix renouvelable.

6. Bilan de puissance lors d'un épisode critique type — comparaison BEV / ÉREV

6.1 L'heure critique : 20h un soir de canicule à horizon 2035

Le tableau suivant quantifie la puissance disponible et la demande lors d'un épisode critique type : canicule prolongée (T° > 35 °C), étiage sévère, soirée d'un jour ouvrable. Les chiffres sont des ordres de grandeur construits à partir des données RTE, ASN et des projections Météo-France.

Tableau 4 — Bilan puissance disponible / demande à 20h lors d'un épisode de canicule et d'étiage sévère (horizon 2035, ordres de grandeur)

Vecteur	Puissance nominale	Offre disponible / Demande appelée à 20h canicule	Tendance 2030–2045
— OFFRE — Nucléaire continental (parc actuel)	~45 GW	Disponible : 35–40 GW (contraintes T° eau)	Dépend implantation EPR2 et évolution des étiages
— OFFRE — Nucléaire côtier	~10 GW	Disponible : ~10 GW (robuste)	Stable si sites côtiers prioritaires
— OFFRE — Solaire photovoltaïque	~20 GW installés (2026)	Disponible : < 2 GW à 20h (crépuscule)	Aggravé si le mix dépend fortement du FV
— OFFRE — Éolien terrestre	~25 GW	Disponible : 5–15 GW (variable)	Indépendant du cycle thermique — contribution non garantie
— OFFRE — Hydraulique fil de l'eau + lacs	~13 GW	Disponible : 8–11 GW (étiage sévère)	Déclin tendanciel des étiages estivaux
— OFFRE — STEP (pompage-turbinage)	~4,5 GW	Disponible : 4,5 GW si réserves pleines	Limité en durée (4–8h) — conditionnel à la recharge hivernale
— OFFRE — Interconnexions européennes	~6 GW import max	Disponible : 2–4 GW (canicule synchrone EU)	Dégradé si canicule simultanée en Allemagne, Espagne, Italie

Vecteur	Puissance nominale	Offre disponible / Demande appelée à 20h canicule	Tendance 2030–2045
— DEMANDE — scénario BEV (15 M veh.)	~70–75 GW pointe	Appelée : +10–15 GW vs 2024 (chaleur + recharge simultanée)	Aggravation tendancielle avec le taux d'équipement
— DEMANDE — scénario ÉREV (15 M veh.)	~70–75 GW pointe	Appelée : +3–5 GW vs 2024 (chaleur seule — pas de recharge)	~40 GW non appelés : les ÉREV ne se branchent pas, la demande n'existe pas

Ces ordres de grandeur sont construits à partir des données RTE (bilans prévisionnels 2024–2050), ASN (déclassements historiques) et des projections Météo-France. Ils illustrent les mécanismes et les tendances, non un bilan électrique précis au sens de RTE.

6.2 Ce que révèle ce tableau

En scénario BEV : la demande à 20h lors d'une canicule–étiage peut dépasser 80 GW, alors que la puissance disponible (hors STEP et interconnexions) peut descendre à 55–60 GW. L'écart est comblé en partie par les STEP et les interconnexions — mais ces deux ressources sont elles-mêmes sous pression : les STEP nécessitent une recharge préalable, et les interconnexions sont saturées lors d'une canicule européenne synchrone.

En scénario ÉREV : la demande à 20h reste inférieure de 35 à 40 GW car les ÉREV **n'ont pas besoin de se recharger** — ils roulent sur leur réservoir bio-GNV lors des épisodes de tension. Ce n'est pas un mécanisme actif (V2G) mais un mécanisme passif d'évitement de demande : une ÉREV qui ne se branche pas est une demande qui n'existe pas.

C'est ici que l'architecture Résilience produit son effet le plus concret sur la résilience du système électrique. Non pas en injectant de l'énergie — mais en supprimant une demande critique au moment précis où elle serait la plus dangereuse pour l'équilibre du réseau.

6.3 Le facteur comportemental — ce que les modèles institutionnels négligent

Les modèles institutionnels de RTE et d'Enedis tablent sur un **pilotage tarifaire ou technique optimal** de la recharge pour lisser la pointe de soirée : des signaux prix, des effacements pilotés, des plages horaires de recharge programmée. Cette hypothèse repose sur un comportement rationnel et coopératif des conducteurs.

Elle néglige un **biais sociologique majeur documenté lors de toutes les crises d'approvisionnement** : le sur-stockage préventif déclenché par l'anxiété de la pénurie.

En situation de stress électrique ou de canicule médiatisée, le comportement humain ne suit pas les consignes de pilotage. Le conducteur d'un véhicule tout-électrique dont la batterie affiche 30 % de charge à 19h, en pleine canicule, après une journée de travail, avec des enfants dans la voiture — ce conducteur branche immédiatement et ignore les signaux tarifaires. La mobilité du lendemain passe avant les consignes du gestionnaire de réseau.

La pointe de +10 à +15 GW en scénario BEV n'est pas un biais d'extrapolation : c'est la traduction concrète d'un réflexe de précaution incontrôlable sur un parc de 15 millions de véhicules tout-électriques. Aucun système de pilotage tarifaire ne résiste à un épisode de panique collective sur la mobilité.

L'architecture ÉREV résout ce problème non par la contrainte ou la réglementation, mais par la sérénité technique. Le conducteur d'un ÉREV ne sollicite pas le réseau en période de tension, non pas parce qu'il y est contraint, mais parce que sa réserve d'énergie embarquée en bio-GNV **élimine l'anxiété de la panne**. Avec 400 à 600 km d'autonomie totale disponibles, il n'y a pas de raison de brancher ce soir-là. L'évitement de demande est le produit naturel de la sérénité du conducteur — pas d'un système de pilotage qui peut être contourné.

C'est une différence fondamentale avec toutes les solutions de **demand response** envisagées pour les BEV : celles-ci supposent que le conducteur accepte de déléguer le contrôle de sa recharge à un opérateur réseau au moment précis où son anxiété de mobilité est maximale. L'expérience des crises d'approvisionnement — files d'attente aux stations-service en 2022, achats de groupes électrogènes lors des coupures — montre que ce comportement rationnel ne résiste pas au stress collectif.

7. Ce que l'architecture Résilience change lors des épisodes critiques

7.1 Trois mécanismes complémentaires

Mécanisme 1 — L'ÉREV comme évitement passif de demande (~40 GW)

- Une ÉREV en déplacement utilise son réservoir bio-GNV et ne consomme pas d'électricité ;
- Une ÉREV garée n'a pas besoin de se recharger si son autonomie électrique (70–100 km) couvre les trajets du lendemain ;
- Le range extender (Rex) peut compenser un déficit de charge sans solliciter le réseau ;
- Cumulé sur un parc de 15 millions d'ÉREV, l'évitement de demande est de l'ordre de 35–40 GW lors des pointes de soirée estivale.

Mécanisme 2 — Le bio-CH₄ comme flexibilité non contrainte par l'hydrologie

- Les 150 sites de pyrogasification produisent du bio-CH₄ stocké en bio-GNL ou injecté en réseau ;
- Cette production est continue et indépendante de la température, du débit des fleuves ou de l'ensoleillement ;
- Elle peut alimenter des turbines à gaz de pointe lors des épisodes critiques ;
- Le bio-CH₄ est la seule ressource renouvelable offrant une puissance garantie, non corrélée aux conditions météorologiques.

Mécanisme 3 — Le biochar comme levier indirect sur les sols et les débits d'étiage

- L'épandage de biochar améliore la rétention en eau des sols (réduction du ruissellement lors des orages violents) ;
- Sur les bassins versants des fleuves nucléaires, une gestion systématique de la biomasse et du biochar contribue à une meilleure infiltration et au maintien de débits d'étiage plus élevés ;
- Ce mécanisme est indirect et de long terme, mais il agit précisément sur la contrainte hydrologique qui limite les centrales nucléaires continentales.

7.2 La boucle systémique de Résilience

Gestion préventive de la biomasse → réduction du combustible incendie → biomasse valorisée → bio-CH₄ + biochar → énergie garantie + amélioration des sols → réduction du ruissellement → maintien des débits d'étiage → maintien de la disponibilité des centrales nucléaires continentales → résilience du bilan de puissance lors des épisodes critiques.

C'est cette boucle — et non la seule addition de capacités renouvelables — qui constitue la différence fondamentale entre une politique d'adaptation sectorielle et une **architecture de résilience systémique**.

7.3 Le co-bénéfice hydrique : ~270 millions de m³ non prélevés sur le parc thermoélectrique

Les sections précédentes ont identifié trois mécanismes par lesquels l'architecture Résilience modifie le bilan de puissance lors des épisodes critiques. Un quatrième levier, rarement formulé sous cet angle, complète ce tableau : en substituant **~107 TWh électriques réseau** par de la production décentralisée bio-GNV, Résilience réduit directement la sollicitation du parc thermoélectrique — et donc sa consommation nette d'eau.

L'origine des 107 TWh économisés

La comparaison des besoins électriques V11 entre le scénario BEV (~750 TWh) et le scénario Résilience (~643 TWh) fait apparaître un écart de ~107 TWh, réparti sur trois postes :

- **-70 TWh sur les poids lourds** : couverts à 70 % par bio-GNV longue distance, la demande électrique tombe de 100 à 30 TWh ;

— **-30 TWh sur les VL/VU/Bus ÉREV** : 23 % des km parcourus sans solliciter le réseau, la demande tombe de 150 à 120 TWh ;

— **-2 TWh sur l'agriculture** : Rex tracteurs bio-GNV, de 40 à 38 TWh.

Ces TWh non appelés sur le réseau correspondent à autant de TWh que le parc thermoélectrique n'a pas à produire — et donc à autant d'eau qu'il n'a pas à consommer nette.

La traduction en m³

En appliquant l'intensité hydrique nette du parc nucléaire français en circuit fermé — **2,5 litres par kWh produit**, chiffre issu des données EDF/SFEN — la réduction de consommation hydrique nette associée aux ~107 TWh économisés est de l'ordre de **270 millions de m³/an**. Pour mettre ce chiffre en perspective : selon la SFEN, un réacteur en circuit fermé consomme entre 19 et 25 millions de m³/an par évaporation. Les 270 millions de m³ économisés représentent donc l'équivalent de la consommation nette annuelle de **11 à 14 réacteurs en circuit fermé**.

Deux caractéristiques décisives pour la résilience

Concentration sur les bons bassins. La réduction de sollicitation du réseau s'exerce préférentiellement sur les centrales en base — celles des bassins Loire, Rhône et Garonne dont les contraintes estivales ont été documentées dans les sections précédentes. Ce sont précisément les centrales dont la disponibilité estivale garantie est la plus fragile.

Temporalité favorable. L'évitement de demande ÉREV est maximal lors des soirées de canicule — exactement quand les étiages sont les plus bas et les centrales fluviales les plus contraintes. Ce n'est pas un bénéfice hydrique annuel uniforme : c'est un bénéfice concentré sur les quelques centaines d'heures les plus critiques de l'année.

Ce que Résilience fait que le plan EDF ne fait pas : le plan EDF à 8,7 Md€ agit sur la tolérance thermique des rejets — un seul paramètre sur cinq causes structurelles. Résilience agit sur la demande qui génère ces rejets — en réduisant de ~270 millions de m³/an l'eau que le parc doit consommer pour produire les TWh que le scénario BEV exigerait de lui. Les deux approches sont complémentaires, non substituables.

8. La réponse d'EDF — plan d'adaptation à 8,7 milliards d'euros

8.1 Ce qu'EDF a annoncé

Face à la multiplication des épisodes de canicule et à leurs conséquences sur la disponibilité du parc nucléaire, EDF a annoncé en 2026 un **plan d'investissement de 8,7 milliards d'euros sur 15 ans** pour adapter l'ensemble de l'appareil productif au changement climatique.

Concrètement, EDF consacre actuellement 150 millions d'euros par an à cette adaptation et prévoit de porter ce montant à 600 millions d'euros annuels d'ici une quinzaine d'années — à comparer aux 25 milliards d'euros d'investissements annuels prévus au total par l'entreprise.

Le premier site à en bénéficier sera **Golfech** (Tarn-et-Garonne), arrêtée à quatre reprises depuis juin 2026 en raison de la température trop élevée de la Garonne. Le principe : équiper les centrales de tours de refroidissement supplémentaires permettant de dissiper la chaleur par évaporation plutôt que par rejet thermique direct dans le fleuve, réduisant ainsi l'impact sur la température de l'eau.

Ce plan constitue une reconnaissance explicite par EDF que la contrainte hydrologique et thermique sur les centrales continentales va s'aggraver durablement. C'est une confirmation institutionnelle du mécanisme décrit dans les sections précédentes de ce volet.

8.2 Ce que dit la Cour des comptes

Dans un rapport publié en **mars 2024**, la Cour des comptes est explicite sur les limites de ces investissements : elle indique que les mises à l'arrêt de centrales seront **multipliées par 3 ou 4 d'ici à 2050**, et appelle les exploitants à "intensifier leurs actions d'adaptation", notamment face à la ressource en eau.

La Cour des comptes souligne également que le refroidissement en circuit ouvert est désormais en principe interdit pour les nouveaux sites en bord de rivière, et que les questions climatiques doivent être intégrées comme critère d'implantation des nouveaux EPR2 — ce qui rejoint directement l'analyse du volet 2 sur les sites côtiers.

La position de la Cour des comptes est sans ambiguïté : les investissements prévus par EDF ne suffisent pas à inverser la tendance. Ils la ralentissent. La multiplication par 3 ou 4 des mises à l'arrêt d'ici 2050 signifie que le bilan de puissance disponible lors des épisodes critiques va continuer de se dégrader, même avec le plan à 8,7 milliards.

8.3 Les limites structurelles que les tours de refroidissement ne résolvent pas

Les tours de refroidissement agissent sur un seul paramètre — la température de rejet — alors que cinq évolutions indépendantes dégradent simultanément la disponibilité en eau pour les centrales continentales. Aucune de ces cinq évolutions n'est corrigée par le plan EDF.

1 — La réduction des débits d'été

Une tour de refroidissement consomme davantage d'eau par évaporation que le refroidissement direct. Quand le débit de la Garonne ou de la Loire descend à 90–100 m³/s comme en 2022 et 2026, **le prélèvement lui-même devient problématique**, indépendamment de la température de rejet. La contrainte de débit minimal subsiste entièrement — les tours ne font que déplacer le problème de la température vers le volume.

2 — La disparition du stock nival et glaciaire

Les glaciers alpins ont perdu en moyenne 39 mètres équivalent eau depuis 2001. Le glacier d'Ossoue dans les Pyrénées a perdu 63 % de sa superficie entre 2001 et 2025. Ce stock naturel jouait le rôle de **tampon saisonnier** : il soutenait les débits estivaux des fleuves alpins et pyrénéens au moment précis où la demande de refroidissement est maximale. Sa disparition progressive réduit structurellement les débits du Rhône et de la Garonne en été, indépendamment des précipitations annuelles.

3 — La baisse tendancielle des nappes phréatiques

Les nappes phréatiques alimentent une fraction significative du débit d'été des cours d'eau par déversement naturel (débit de base). Au 1er juillet 2026, 54 % des points piézométriques sont sous les normales et 93 % des niveaux sont en baisse. Une nappe basse soutient moins les débits d'été — créant une **boucle de dégradation** : canicule → évapotranspiration accrue → nappe qui se vide → débit d'été encore plus faible → contrainte renforcée sur les centrales.

4 — La concurrence croissante entre usages de l'eau

Les centrales nucléaires ne sont pas les seules à prélever dans les fleuves en période d'été. **Agriculture, eau potable, industrie et tourisme** exercent une pression simultanée sur la même ressource. En 2025, 78 départements ont été placés en restriction d'eau. Ces restrictions concernent d'abord les usages agricoles et domestiques — mais elles signalent un état de stress hydrique global qui réduit la marge disponible pour les prélèvements industriels, dont ceux des centrales. À mesure que la population augmente ses besoins en eau potable et que l'agriculture s'adapte à des étés plus secs, la concurrence sur la ressource va s'intensifier.

5 — L'augmentation de l'évapotranspiration

À température plus élevée, les sols, les végétaux et les surfaces d'eau libre évaporent davantage. Le même volume de précipitations produit donc moins de **pluie efficace** — c'est-à-dire moins d'eau qui atteint effectivement les rivières et les nappes. Le BRGM parle explicitement de "précipitations

efficaces" pour distinguer ce qui tombe de ce qui est réellement disponible. Les tours de refroidissement n'agissent pas sur ce mécanisme.

Ces cinq évolutions sont indépendantes des centrales nucléaires — elles résultent du réchauffement climatique global. Les tours de refroidissement réduisent la contrainte thermique de rejet, mais laissent intactes les contraintes de débit, de stock nival, de niveau des nappes, de concurrence entre usages et d'évapotranspiration. C'est pourquoi la Cour des comptes projette une multiplication par 3 ou 4 des mises à l'arrêt d'ici 2050 malgré les investissements prévus.

6 — Le rapport coût/bénéfice face aux alternatives

8,7 milliards sur 15 ans pour adapter des centrales continentales existantes à une contrainte qui va s'aggraver sur tous ces fronts simultanément, alors que les EPR2 côtiers (Penly, Gravelines) n'auraient structurellement aucun de ces problèmes. **La question n'est pas de remettre en cause la nécessité de l'adaptation** — elle est indispensable pour le parc existant — mais de souligner que le choix des sites EPR2 est un levier de résilience climatique dont le coût marginal est nul si la décision est prise en amont.

C'est exactement la distinction que Résilience cherche à établir entre adaptation sectorielle (équiper chaque centrale pour une contrainte) et architecture systémique (concevoir le système pour que les contraintes climatiques ne se cumulent pas). Le plan EDF à 8,7 milliards est nécessaire mais insuffisant — il ne change pas la nature du problème identifié dans ce volet.

9. Conclusion — Reformuler le problème énergétique

8.1 Ce que ce volet démontre

Conclusion 1 — La dégradation du bilan de puissance lors des épisodes critiques est documentée et tendancielle.

Elle résulte de la conjonction de trois évolutions mesurables : fréquence accrue des canicules, réduction des débits d'été, augmentation de la demande électrique par temps chaud. Cette dégradation n'est pas une projection — elle est en cours depuis 2003.

Conclusion 2 — Le choix des sites EPR2 est un choix de résilience climatique.

Un réacteur côtier et un réacteur continental de même puissance nominale n'offrent pas la même puissance garantie lors d'un épisode de canicule et d'été à horizon 2050. Ce critère devrait être intégré explicitement dans les études de faisabilité du programme EPR2.

Conclusion 3 — L'ÉREV modifie structurellement le bilan de puissance lors des épisodes critiques.

L'évitement passif de demande (~40 GW) produit par un parc d'ÉREV n'ayant pas besoin de se recharger lors des soirées de canicule est d'un ordre de grandeur comparable à la puissance du parc hydraulique français. C'est un argument de résilience systémique irréproductible par une architecture tout-BEV.

8.2 La reformulation du problème

Le problème n'est pas de produire suffisamment d'énergie sur l'année. C'est de garantir une puissance suffisante lors des quelques centaines d'heures les plus difficiles de l'année, alors que la fréquence et l'intensité de ces épisodes augmentent, que la ressource en eau se réduit et que la demande par temps chaud croît. Cette reformulation change radicalement les critères de comparaison des scénarios énergétiques.

C'est la bonne place de ce volet dans le Programme Résilience 2045 : **démontrer par les données que le critère pertinent n'est pas le TWh annuel, mais la puissance garantie lors des épisodes extrêmes** — et que l'architecture Résilience est précisément conçue pour optimiser ce critère.

8.3 Ce que prépare le volet 3

Le volet 3 sera consacré à la récupération et au traitement des séries statistiques brutes. Les variables prioritaires ont été définies par ce volet 2 :

- séries mensuelles homogénéisées Météo-France (températures, précipitations, indicateurs d'extrêmes) depuis 1959 ;
- chroniques piézométriques ADES/BRGM (IPS par masse d'eau souterraine) ;
- débits journaliers Banque Hydro sur les fleuves nucléaires (Rhône, Loire, Garonne, Vienne) depuis les années 1970 ;
- données RTE de déclassement et de puissance disponible lors des épisodes de canicule.

C'est la logique inversée qui s'applique : le volet 2 définit ce qu'il faut mesurer ; le volet 3 le mesure.