

COMPLÉMENTS SUR LA FERMETURE DES CENTRALES AU CHARBON : ANALYSE DES SITUATIONS LOCALES

Le Bilan prévisionnel 2018, publié le 15 novembre dernier, a montré que la fermeture des 4 dernières centrales de production d'électricité au charbon était possible, sous réserve du respect d'un certain nombre de conditions cumulatives réunies au sein d'un « cas de base », sans fragiliser le respect du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Cette étude d'équilibre entre offre et demande à la maille nationale s'accompagne d'analyses locales. Celles-ci se penchent sur les risques éventuels qui pèsent sur une zone spécifique et nécessitent de vérifier si des contraintes

d'acheminement existent (transits supérieurs aux limites techniques, problème de tenue de tension, etc.).

Dans le Bilan prévisionnel 2018, RTE a indiqué qu'au premier ordre, la fermeture des centrales au charbon ne semblait pas présenter de difficulté spécifique du point de vue de la sécurité d'alimentation locale, étant donné les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande dans les zones concernées. Une situation de vigilance spécifique existe pour le « quart nord-ouest » et a conduit à émettre des préconisations spécifiques pour la centrale de Cordemais.

Précisions sur le contenu des études locales

Les études spécifiques sur la « sécurité d'alimentation à l'échelle locale » incluent plusieurs caractéristiques particulières.

► Régulation de la tension et maîtrise du risque d'écroulement de tension

Le maintien de la tension sur le réseau électrique est facilité par la présence de moyens de production. Dans des zones de forte consommation avec peu de production, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension sur le réseau, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau. On parle alors de phénomène « d'écroulement de tension ».

Le risque d'écroulement de tension ne survient que dans des zones peu dotées en moyens de production (typiquement « péninsules électriques » ou grandes agglomérations) et lors de situations extrêmes de déséquilibre local entre production et consommation, typiquement lors de conjonctions d'aléas défavorables : vagues de froid induisant des consommations élevées et indisponibilités de groupes de production.

Opérationnellement, RTE anticipe les situations à risque, et peut recourir préventivement aux leviers post-marché (mêmes leviers que pour la gestion de l'équilibre offre-demande national) pour réduire le risque d'écroulement de tension lorsque qu'un seuil de déséquilibre est dépassé : coupure de clients interruptibles, réduction de la tension sur

les réseaux de distribution, et en dernier recours, coupure tournante de consommateurs.

La fermeture de centrales dans des zones déjà peu dotées en moyens de production peut modifier le risque d'écroulement de tension.

► **Analyse des contraintes de transit**

Les ouvrages du réseau de transport d'électricité sont caractérisés par des capacités limites de courant pouvant y transiter. En effet, lorsque les flux transitant sur une ligne augmentent, les conducteurs en alliage métallique subissent un échauffement lié à l'effet Joule et tendent à se dilater. Dans le cas des lignes aériennes, la dilatation des conducteurs peut réduire les distances entre les lignes électriques et les zones d'activité humaine (bâtiments, routes, champs, etc.).

Pour assurer le respect des distances minimales de sécurité réglementaires, RTE agit à différents niveaux. À long terme, il s'agit éventuellement de développer de nouvelles infrastructures lorsque le réseau existant ne suffit plus. À court terme, RTE exploite le réseau de transport de manière à prévenir les risques de surcharge, en respectant notamment la règle du «N-1» : il s'agit d'assurer que, même en cas d'incident sur une des lignes du

réseau, le report des flux électriques sur les autres lignes ne conduise pas à des surcharges ou des déconnexions supplémentaires. Pour assurer cette règle du «N-1», RTE peut activer différents leviers d'exploitation visant à réduire la puissance électrique transitant sur les lignes considérées : action sur la topologie du réseau (modification de «l'aiguillage des lignes»), modification du plan de production (redispatching), voire en dernier recours activation de contrats interruptibles, réduction de la tension sur les réseaux de distribution et délestage tournant de consommateurs.

Le déclassement (ou le raccordement) d'une centrale modifie les flux électriques sur une zone. Ces changements s'accompagnent donc d'études locales permettant de vérifier que le réseau est bien en mesure d'acheminer la production vers les centres de consommation, dans le respect des caractéristiques des ouvrages.

Les études de réseau menées par RTE permettent également de simuler et de contrôler l'évolution d'autres grandeurs (pertes électriques...). Les impacts de la fermeture des centrales au charbon sur ces autres grandeurs représentent néanmoins un enjeu de second ordre et ne sont donc pas détaillés dans la suite de ce document.

SITUATION EN RÉGION PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR AUTOUR DE LA CENTRALE ÉLECTRIQUE DE PROVENCE (GARDANNE)

Une région longtemps marquée par une situation de vigilance relative à sa situation de « péninsule électrique »

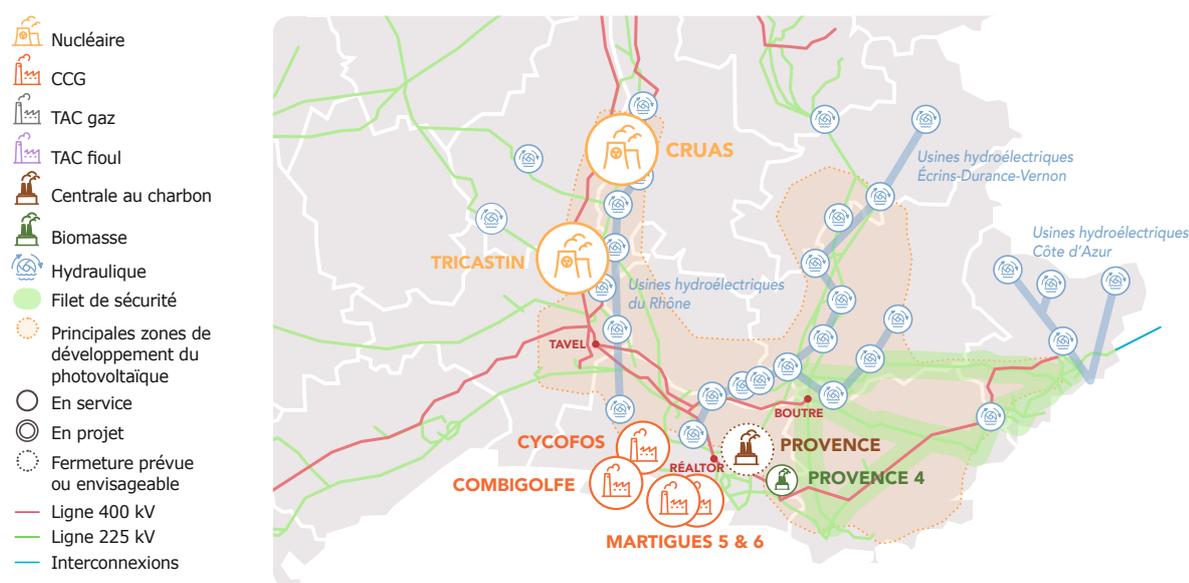
Situation historique

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur a longtemps été marquée par une situation de vigilance spécifique.

Considérée comme une « péninsule électrique », l'est de la région combinait en effet plusieurs caractéristiques propres à fragiliser son alimentation : une consommation électrique en forte augmentation, un déficit de production, et un réseau insuffisamment développé.

Notamment, l'essentiel de l'alimentation en électricité de la bande côtière (où se situe l'essentiel de la consommation de la région) était assuré par les centrales nucléaires du Rhône et par les barrages hydrauliques des Alpes. La situation a été partiellement rééquilibrée avec le développement de la production à base de gaz autour de l'étang de Berre, mais la région est toujours caractérisée par des transits importants vers la Côte d'Azur.

Figure 1. Moyens de production en région Provence-Alpes-Côte d'Azur



Jusqu'à la fin des années 2000, la sécurité d'approvisionnement de la zone est demeurée très largement dépendante d'une unique ligne à très haute tension (400 kV) issue du Gard. Cet «axe sud», partant du poste de Tavel, longe le littoral (en rouge sur la carte) et dessert successivement les différentes agglomérations du littoral. Il en résultait une situation de vulnérabilité, tout incident sur la ligne conduisant à réduire les capacités d'importation régionale d'électricité et pouvant conduire à des délestages.

Dans ces circonstances, la disponibilité des rares moyens de production existants faisait l'objet d'une vigilance particulière. Ceci a notamment

conduit RTE à sécuriser la disponibilité de certaines centrales, afin de garantir leur disponibilité ou un certain volume de production. Cela concernait la production hydroélectrique de la Durance et les centrales thermiques existantes à l'époque, à savoir la centrale au fioul de Martigues ou la centrale au charbon de Gardanne.

Au cours des 10 dernières années, les principaux déterminants de l'approvisionnement électrique ont tous évolué de manière satisfaisante : le réseau a été renforcé, la consommation d'électricité de pointe a été maîtrisée, et la production d'électricité locale s'est développée.

Une situation de vigilance régionale qui s'est progressivement résorbée

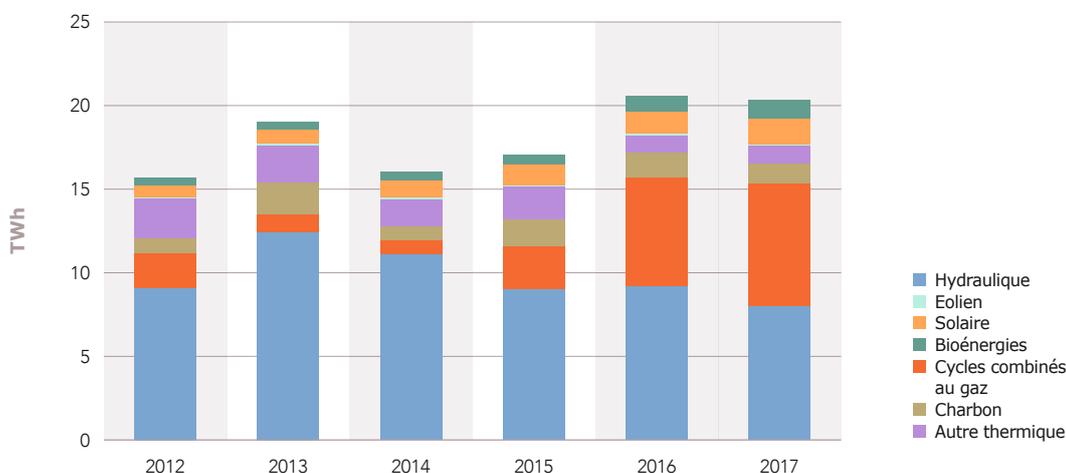
Réseau

Le réseau électrique régional a été notablement renforcé.

En lien avec l'arrivée d'ITER, la ligne entre les postes de Tavel et de Boutre (Cadarache) a été exploitée à sa tension maximale, avec deux circuits à 400 000 volts (comme l'axe sud).

À partir de la zone de Boutre, plusieurs axes distincts à 225 000 volts ont été développés ou renforcés, dans le cadre du «filet de sécurité», afin d'acheminer l'électricité vers les métropoles, de Toulon et de Nice, ainsi que vers les zones de Fréjus-Saint-Raphaël et Cannes-Mougins.

Figure 2. Évolution de la production d'électricité annuelle en région Provence-Alpes-Côte d'Azur



On peut donc désormais considérer que l'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur dispose désormais de deux voies distinctes d'alimentation électrique, l'axe historique au sud, et l'axe nord vers Boutre/Cadarache complété par les différentes lignes du « filet de sécurité ».

Production

Au cours des dix dernières années, la production d'électricité régionale a par ailleurs augmenté et s'est sensiblement diversifiée, en particulier dans les Bouches-du-Rhône.

D'une part, la mise en service des cycles combinés au gaz (quatre CCG au total avec les groupes de Cycofos, Combigolfe, Martigues 5 et 6) a conduit à renforcer très largement les capacités de production « commandables » dans la région.

D'autre part, le développement des filières bio-énergies et photovoltaïque s'est accéléré. Enfin, dans le même temps, la production à partir du charbon a sensiblement diminué depuis 2007, notamment suite à la conversion à la biomasse du groupe Provence 4. Elle a été dépassée en 2017 par la production photovoltaïque.

La production d'électricité régionale est ainsi passée de 14 TWh en 2007 à plus de 20 TWh en 2017, représentant désormais plus de la moitié de la consommation

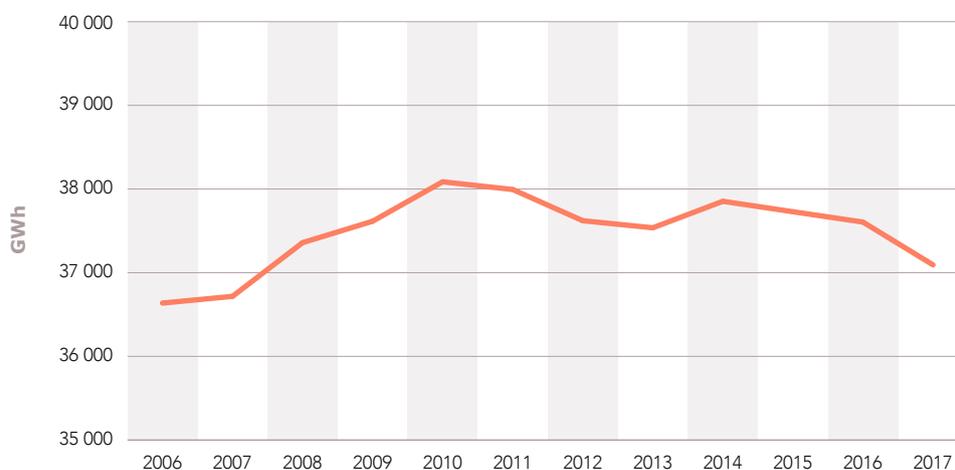
régionale. Cette augmentation est essentiellement liée à l'essor de la production d'électricité des cycles combinés à gaz, qui a quasiment rejoint le niveau de la production hydroélectrique en 2017.

Consommation

Depuis 2008, la consommation électrique s'est stabilisée, voire a diminué au cours des dernières années, malgré une croissance de la population régionale de 3,8% dans le même temps. Ces évolutions sont notamment dues à la diffusion de matériels électriques moins consommateurs grâce aux progrès en matière d'efficacité énergétique. La consommation électrique de la grande industrie, qui représente un peu plus de 20% de la consommation régionale, a également baissé au cours des dernières années.

Bien que la situation de l'alimentation électrique régionale ait été grandement améliorée avec la mise en place du « filet de sécurité » et la diversification de la production régionale, les acteurs économiques tout comme le grand public restent sensibles à l'enjeu de la maîtrise des consommations d'électricité. En partenariat avec l'Etat, l'ADEME et les grandes collectivités régionales, RTE contribue à cette sensibilisation à travers le dispositif EcoWatt, qui signale à l'avance les journées de plus forte consommation et promeut l'adoption d'écogestes.

Figure 3. Consommation d'électricité finale annuelle en Provence-Alpes-Côte d'Azur, corrigée de l'aléa climatique



L'évolution prévisionnelle de l'offre et de la demande locale à moyen terme marquée par une poursuite de la diversification du mix électrique

Réseau

Le seul projet de renforcement structurant dont la mise en service est prévue d'ici 2023 concerne la Haute-Durance, dont le réseau est actuellement vétuste et insuffisant pour répondre à la demande hivernale. Il s'agit d'une rénovation qui n'accroît pas les capacités d'échanges avec les régions voisines.

Dans le contexte actuel de stabilité de la consommation, c'est le développement de la production photovoltaïque qui devrait, dans les années à venir, générer des besoins de renforcements structurants sur le réseau. Ces besoins sont actuellement à l'étude, en lien avec les ambitions du SRADDET et l'élaboration du futur schéma régional de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR).

Production

La fermeture de la centrale au charbon de Gardanne («Provence 5») a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici 2022 et est intégrée au «cas de base» du Bilan prévisionnel 2018.

À l'exception de cette centrale, il n'existe pas de perspective de fermeture des moyens de production d'électricité de la zone, et notamment des cycles combinés au gaz de la zone de Fos. Ces différentes centrales sont de conception récente et donc conformes

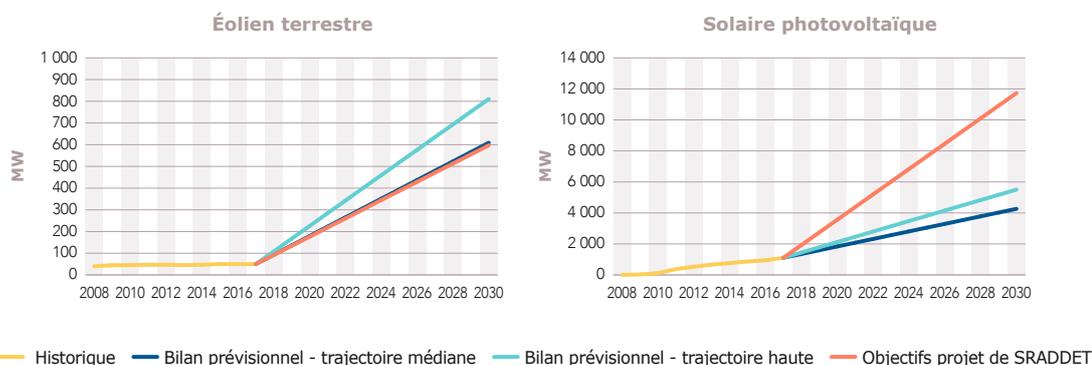
aux normes environnementales en vigueur. La mise en place du mécanisme de capacité a permis d'apporter un complément de rémunération à leur exploitant, afin de valoriser leur disponibilité pendant les périodes de l'année où la consommation est la plus forte. Dans tous les scénarios étudiés dans le Bilan prévisionnel, ces cycles combinés trouvent des débouchés économiques pour leur production d'électricité.

Conformément aux annonces du Gouvernement dans le cadre de la PPE, aucun nouveau projet de centrale thermique à combustible fossile ne devrait être développé. En revanche, le développement de la production renouvelable, notamment photovoltaïque, devrait s'accélérer au cours des prochaines années, la région bénéficiant d'un potentiel de productible solaire très favorable.

Ainsi, la déclinaison des trajectoires du Bilan prévisionnel conduit à envisager un rythme annuel de développement de la production photovoltaïque dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur de l'ordre de 250 MW par an (trajectoire médiane) à 350 MW par an (trajectoire haute).

Ces trajectoires sont supérieures au rythme de développement observé ces dernières années (en moyenne rythme de mise en service d'environ 115 MW par an sur les cinq dernières années),

Figure 4. Perspectives de développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque en région Provence-Alpes-Côte d'Azur



mais très largement inférieures aux trajectoires envisagées par la Région Provence-Alpes-Côte d'Azur dans le cadre des SRADDET et qui visent un rythme de développement régional d'environ 800 MW par an pour atteindre plus de 11,7 GW de capacités photovoltaïques installées en 2030 (cf. Figure 4).

S'agissant de l'éolien terrestre, les perspectives de développement dans la région sont modestes avec un rythme de développement de 40 MW par an dans la trajectoire médiane du Bilan prévisionnel, qui coïncide avec les objectifs de la Région inscrits dans le projet de SRADDET. Au large de Fos-sur-Mer, le document stratégique de façade maritime a identifié une zone propice au développement de l'éolien flottant, susceptible d'accueillir 250 à 500 MW d'ici 2030.

Consommation

À moyen terme, la consommation électrique régionale devrait rester dans la tendance observée ces dernières années, stable ou en baisse, malgré l'installation probable de nouveaux sites industriels ou tertiaires consommateurs d'électricité (data centers, électrolyseurs...) dans la zone à moyen terme. Ces installations devraient en outre avoir un impact limité sur la sécurité d'alimentation de la zone. S'agissant des électrolyseurs, flexibles par nature, ils devraient présenter un caractère effaçable, permettant de limiter l'impact sur la pointe de consommation. S'agissant des data centers, ils ont une consommation généralement stable, voire moindre en hiver du fait d'un moindre besoin de refroidissement.

L'alimentation de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est garantie même en l'absence de la centrale au charbon de Provence

La fermeture annoncée de la centrale au charbon de Provence réduit la capacité commandable disponible dans la région. Les analyses du réseau local montrent que la sécurité d'alimentation pourra malgré tout être assurée dans la continuité, étant donné les perspectives de maintien des autres moyens de production existants dans la zone.

Maîtrise du risque d'écroulement de tension

Un grand nombre d'installations de production sont présentes dans la zone ou à proximité (7200 MW de nucléaire avec les centrales de Tricastin et de Cruas, 1600 MW de cycles combinés au gaz, nombreuses usines hydroélectriques...). Dans ces circonstances, la région Provence-Alpes Côte d'Azur ne présente donc pas de risque spécifique d'écroulement de tension.

Ceci demeure vrai même en cas d'augmentation significative de la consommation dans la zone (c'est-à-dire une augmentation supérieure à celle qui correspondrait à la variante de consommation la plus haute intégrée à l'analyse nationale).

Contraintes de transit

Le renforcement du réseau régional avec la mise en place du «filet de sécurité» a permis de sécuriser l'alimentation électrique de la région et ainsi de limiter les conséquences d'un éventuel incident sur la liaison 400 000 volts historique (axe sud).

Toutefois, RTE maintient une vigilance vis-à-vis d'un tel risque d'incident, notamment dans les situations de forte consommation, par exemple induites par une vague de froid hivernale.

L'analyse de résilience vise alors à vérifier que la somme de la production disponible dans la zone et de la capacité d'importation depuis les autres régions reste suffisante pour couvrir la consommation locale en cas d'avarie sur l'axe principal (principe du «N-1»).

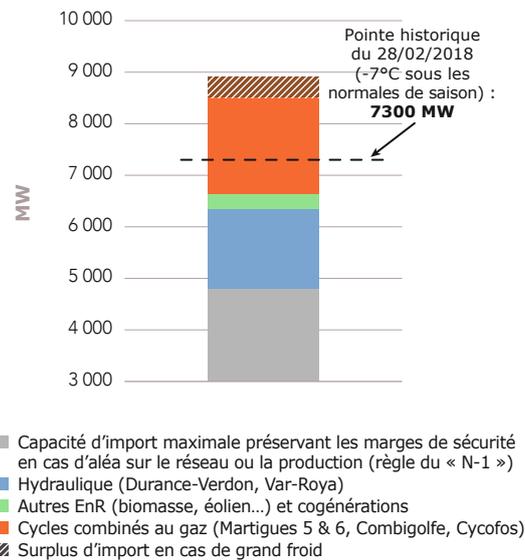
Cette analyse montre que, même en l'absence de la centrale de Provence, l'alimentation de la zone en situation d'avarie de réseau (situation de «N-1») peut être garantie pendant une vague de froid avec températures extrêmes (-7°C sous les normales saisonnières). Cette analyse intègre l'apport des réseaux électriques

intelligents développés dans le cadre du programme «Flexgrid». En effet, la capacité des lignes électriques s'accroît lorsque les températures baissent ou que le vent les refroidit. Les capteurs installés par RTE sur la ligne à 400 000 volts historique (axe sud) démontrent l'existence d'un surplus d'import possible en situation de grand froid.

La marge restante permet de surcroît de faire face à d'autres aléas défavorables, tels que l'indisponibilité d'un cycle combiné au gaz et/ou une production faible des usines hydroélectriques de la Durance.

Enfin, même dans des situations exceptionnelles de conjonctions d'aléas défavorables, RTE pourrait faire appel à des moyens «post-marché», non représentés sur la figure 5, pour éviter des coupures de consommateurs. Parmi ces moyens figurent l'interruptibilité de sites de consommation volontaires et rémunérés à cet effet (en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, 120 MW de capacités de ce type sont aujourd'hui recensées), ou encore la baisse contrôlée de la tension sur les réseaux de distribution.

Figure 5. Moyens disponibles pour l'alimentation du Sud et de l'Est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur à la pointe de consommation hivernale à 19h (production et consommation en aval du poste de Réaltor)



En conclusion, la sécurité d'alimentation locale sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est assurée au cours des prochaines années, même avec la fermeture de la centrale au charbon de Provence et tant que les autres moyens de production présents dans la zone sont maintenus (notamment les quatre cycles combinés au gaz situés autour de Fos). Cette configuration permet notamment de garantir l'alimentation durant une vague de froid extrême.

L'appel aux leviers post-marché, visant à éviter la coupure de consommateurs, ne serait nécessaire que dans l'hypothèse d'une conjonction extrêmement peu probable d'aléas défavorables portant de manière simultanée sur le réseau, la production et la consommation (incident sur l'axe Sud à 400 000 volts, augmentation de la consommation locale, vague de froid avec températures inférieures de 7°C aux normales de saison et indisponibilités de groupes de production dans la zone).