

Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution

Synthèse – Version du 14 janvier 2016



SOMMAIRE

1	RÉSUMÉ MANAGÉRIAL.....	3
2	REVUE DES CONCLUSIONS	5

TABLE DES FIGURES

Figure 1 : le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels – moyenne du bénéfice sur les 5 premières années.....	6
Figure 2 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon le matériel pour les cas d'étude avec contraintes en croissance.....	7
Figure 3 : évolution de la courbe de charge de la contrainte dans le temps.....	9
Figure 4 : forme de la contrainte 5 ans après l'entrée en contrainte, selon les cas d'étude	10
Figure 5 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité (moyenne des cas d'étude par matériel)	11
Figure 6 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité selon les cas d'étude	12
Figure 7 : descriptions des facteurs favorisant ou défavorisant la valeur de la flexibilité.....	14

1 RÉSUMÉ MANAGÉRIAL

Les réseaux de distribution français (moyenne et basse tension) sont soumis à un ensemble d'évolutions, comme l'augmentation des raccordements d'actifs de production d'énergie renouvelable (EnR) et l'accroissement naturel de la pointe de consommation, **qui génèrent des contraintes** (tension et intensité) **sur les infrastructures et nécessitent des investissements de renforcements** dans les différents composants du réseau : transformateurs HTB/HTA¹, départs HTA², transformateurs HTA/BT³.

Parallèlement, le développement de gisements de flexibilités décentralisées comme l'effacement (diffus voire industriel), stimulé par des mécanismes nationaux, et la baisse des coûts de certaines technologies comme le stockage d'électricité **offrent de nouvelles solutions pour les gestionnaires de réseaux de distribution** et pourraient, dans certains cas, constituer des alternatives locales au renforcement du réseau.

Dans cette étude, la **flexibilité** est définie comme une augmentation ou une diminution temporaire de l'énergie échangée avec le réseau, **pilotée en temps réel**⁴ (de manière manuelle ou automatique)⁵ selon les besoins du gestionnaire de réseau et en fonction de la situation locale.

L'étude de la flexibilité sur les réseaux de distribution est un exercice nouveau et complexe : le nombre limité de cas déployés à l'international (hors démonstrateurs) en témoigne⁶. Cette complexité vient principalement de la diversité et du nombre de situations rencontrées ; ainsi, sur le réseau français : environ 2 200 postes sources, 20 000 départs HTA, 700 000 postes HTA/BT⁷.

L'objectif de ces travaux est d'analyser **une quinzaine de « cas d'étude »**⁸, afin d'illustrer **la valeur potentielle de la flexibilité sur les réseaux de distribution et les rationnels économiques sous-jacents**. Pour cela, ces travaux visent dans un premier temps à caractériser le **bénéfice potentiel de la flexibilité** (c'est-à-dire la valeur du report des investissements de renforcement qu'elle permet), et dans un second temps à estimer **les coûts de la flexibilité** nécessaire pour capter ce bénéfice. La valeur « nette » de la flexibilité se construit comme la différence entre bénéfice et coûts. Seule la valeur économique directe de la flexibilité est analysée dans ce rapport : les impacts environnementaux et les retombées emplois ne sont pas pris en compte. De plus, l'étude du *market design* de la flexibilité (méthode de contractualisation, répartition des responsabilités, péréquation, etc.) n'est pas incluse dans le périmètre de l'étude. À ce stade, huit principales conclusions peuvent être tirées :

¹ Transformateur entre la haute (> 63 kV) et la moyenne tension (15/20 kV).

² Lignes d'acheminement du courant en moyenne tension (15/20 kV).

³ Transformateur entre la moyenne (15/20 kV) et la basse tension (400 V). Le périmètre de l'étude ne couvre pas les départs « basse tension ».

⁴ Une économie d'énergie n'est donc pas considérée comme une flexibilité.

⁵ Un pilotage automatique peut être l'activation d'un effacement asservie à une mesure trop basse de la tension, tandis qu'un pilotage manuel correspondrait à une activation manuelle de l'effacement suite à une prévision de pointe de consommation.

⁶ Nous avons réalisé un benchmark d'une série d'initiatives : au Royaume-Uni (Electricity Northwest, Northern Powergrid, UK Powergrid) en Australie (Ergon Energy) et au Canada (BC Hydro).

⁷ Le poste source intègre les transformateurs HTB/HTA. Le poste HTA/BT intègre les transformateurs HTA/BT.

⁸ Les cas d'étude sont des exemples réalistes de contraintes sur les réseaux de distribution, où la flexibilité (effacement, stockage, écrêtement de production...) pourrait être une alternative à ces investissements de renforcement.

- 1** Lorsqu'une contrainte apparaît, ce qui concerne **chaque année une partie limitée des réseaux de distribution**⁹, **le bénéfice potentiel par kW de flexibilité nécessaire peut s'établir localement à un niveau moyen**¹⁰ **d'environ 30 à 90 €/kW/an**. Ce bénéfice provient selon les cas du report d'investissement ou de la réduction de l'énergie non distribuée¹¹ ; les valeurs estimées sont comparables voire supérieures aux niveaux de valorisation actuels de la flexibilité à l'échelle nationale¹².
- 2** **Le bénéfice annuel est cependant très variable en fonction des cas d'étude**, entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé (transformateur ou réseau), **et en fonction du temps**. Le bénéfice se concentre ainsi sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte¹³ est faible. **Le bénéfice est, pour le réseau HTA, généralement plus important sur les cas d'étude ruraux.**
- 3** **Extraire ce bénéfice nécessite qu'une flexibilité puisse répondre à la « forme de contrainte »**. Cette « forme de contrainte » peut être décrite selon les mêmes attributs que les produits de flexibilité nationaux¹⁴ : puissance maximale, durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale. Cette forme est « courte »¹⁵ (faibles durées d'appel, consécutives ou totales sur l'année) pour les cas d'étude liés au transformateur HTB/HTA, ou aux contraintes liées au photovoltaïque ou à la consommation résidentielle. À l'inverse, elle est longue¹⁶ pour les cas liés à l'éolien ou à la consommation industrielle.
- 4** **L'analyse montre que, dans plusieurs cas d'étude, les coûts de différentes solutions de flexibilité capables de répondre à ces formes de contrainte sont inférieurs aux bénéfices dégagés** (ratio entre euro économisé et euro dépensé supérieur à 1).
- 5** **Pour les contraintes liées au soutirage** (consommation trop importante), **les flexibilités effacement industriel et groupe électrogène présentent un bilan positif** en particulier pour les formes de contraintes courtes.
- 6** **Pour les contraintes liées à l'injection** (production trop importante), **l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas un bilan très positif** (ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10).
- 7** **L'équilibre du bilan bénéfices/coûts pour les solutions telles que le stockage ou l'effacement diffus est circonscrit à des cas plus spécifiques pour des scénarios de coûts bas**¹⁷.

⁹ Les valeurs présentées dans l'étude ne sont valables que localement, sur le périmètre de chaque cas d'étude et sur les puissances en contraintes. Il ne s'agit donc pas de valeurs péréquées, qui correspondraient à des valeurs de la flexibilité moyennées au niveau national, et qui devraient prendre en compte l'ensemble des cas où il n'y a pas de valeur pour la flexibilité.

¹⁰ Il s'agit du bénéfice moyenné sur 5 ans pour l'ensemble des cas d'étude.

¹¹ Cependant, dans l'étude, seul le report d'investissement est pris en compte, comme majorant du bénéfice lié à la réduction de l'énergie non distribuée. Il est donc supposé que la flexibilité n'est utilisée que lorsque le coût de l'énergie non distribuée atteint le coût du renforcement.

¹² Ce bénéfice ne préjuge pas de la forme des contraintes, qui aura des conséquences sur le coût de la flexibilité. Ces formes sont très variables selon les cas d'études et évoluent dans le temps, (Figure 4).

¹³ La profondeur correspond au surplus de puissance (en injection ou soutirage) créant la contrainte.

¹⁴ Par exemple, l'appel d'offres effacement organisé par le gestionnaire de réseau de transport.

¹⁵ « courte » : durée totale d'appel inférieure à 50 h/an ou durée consécutive d'appel inférieure à 10 heures.

¹⁶ « longue » : durée totale d'appel supérieure à 400 h/an ou durée consécutive d'appel supérieure à 20 heures).

¹⁷ Scénarios retenant la fourchette basse des coûts observés en 2015 (300 €/kWh + 900 €/kW).

- 8** Au-delà du cadre d'analyse théorique de la flexibilité, l'étude des conditions pratiques de mise en œuvre des flexibilités met en évidence que les méthodes et outils de planification ainsi que ceux relatifs à la conduite de la mise en œuvre de la flexibilité au sein des gestionnaires de réseaux impactent à la hausse comme à la baisse la valeur de la flexibilité.
- 9** En conclusion, cette étude montre que la flexibilité a de la valeur pour les réseaux de distribution, pour le moins de manière théorique dans certains des « cas d'étude », et vraisemblablement également en pratique, dans un certain nombre de situations. Cependant, **cette étude ne donne pas de résultat sur le potentiel global de la valeur de la flexibilité à l'échelle nationale.** Plusieurs travaux complémentaires devraient être engagés pour déterminer ce potentiel, **ainsi que pour définir le cadre de régulation et la forme de marché (*market design*) qui permettraient de favoriser leur utilisation au bénéfice de la collectivité nationale.** La prise en compte de la défaillance des flexibilités au niveau de leur dimensionnement¹⁸ et du partage de la responsabilité et des pénalités qui découlent de la défaillance, sera déterminante pour la réussite de l'utilisation de la flexibilité.

2 REVUE DES CONCLUSIONS

- 2.1** Lorsqu'une contrainte apparaît, ce qui concerne chaque année une partie limitée des réseaux de distribution, le bénéfice potentiel par kW de flexibilité nécessaire peut s'établir localement à un niveau moyen d'environ 30 à 90 €/kW/an. Ce bénéfice provient selon les cas du report d'investissement ou de la réduction de l'énergie non distribuée ; les valeurs estimées sont comparables voire supérieures aux niveaux de valorisation actuels de la flexibilité à l'échelle nationale.

Dans leur état de référence, les composants des réseaux de distribution sont adaptés aux besoins actuels, et ne sont donc pas en contrainte. Dans ces cas, il n'y a pas au premier ordre de valeur de flexibilité¹⁹. Les contraintes apparaissent avec l'évolution de la consommation et de la production sur les réseaux. Chaque année, un nombre limité de composants des réseaux de distribution sont soumis à de nouvelles contraintes.

Dans ces situations de contrainte, le bénéfice potentiel de la flexibilité par kW sur chaque matériel du réseau (transformateurs HTB/HTA, départs HTA, transformateurs HTA/BT) s'établit localement à un niveau moyen compris dans une fourchette de 30 à 90 €/kW/an (Figure 1) : le bénéfice moyen de chaque matériel est calculé comme la moyenne, sur les cas d'étude²⁰ et sur 5 ans, du bénéfice annuel. Ce bénéfice est exprimé en €/kW/an ce qui permet de le comparer aux niveaux de valorisation de la flexibilité à l'échelle nationale. On peut donc noter que l'ordre de grandeur du bénéfice de la flexibilité sur les réseaux de distribution est d'un niveau similaire voire supérieur aux bénéfices constatés de la flexibilité à l'échelle nationale²¹. Ce bénéfice ne préjuge pas de la forme des contraintes, qui aura des conséquences sur le coût de la flexibilité. Ces formes sont très variables selon les cas d'études et évoluent dans le temps, (Figure 4).

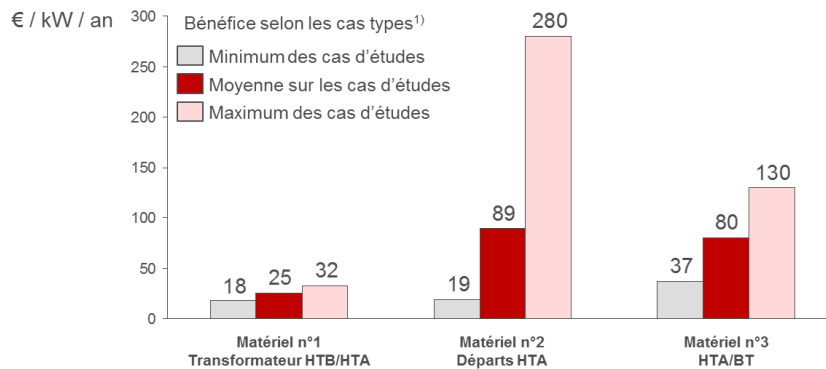
¹⁸ La prise en compte de la défaillance de la flexibilité pourra être différente selon la situation « N » ou « N-1 » de la contrainte concernée.

¹⁹ Au second ordre, la flexibilité peut être valorisée comme une amélioration de la qualité, notamment de réduction de l'Energie Non Distribuée

²⁰ 2 à 9 cas d'étude par matériel. 14 cas d'étude au total.

²¹ Environ 3 € / kW / an pour l'appel d'offre effacement (en 2015) (20 activations annuelles, pour une durée consécutive maximum d'appel de 1 à 4 heures) à environ 36 €/kW/an pour les appels d'offres de réserves tertiaires (les capacités doivent être disponibles tous les jours, avec deux activations par jour, sur une durée consécutive d'appel d'au moins 30 min et jusqu'à une heure) organisés par le gestionnaire du réseau de transport.

LE BÉNÉFICE POTENTIEL DE LA FLEXIBILITÉ SELON LES MOYENNE DU BÉNÉFICE SUR LES 5 PREMIÈRES ANNÉES¹⁾



1) Pour chaque matériel et chaque cas d'études, c'est la moyenne du bénéfice potentiel sur les 5 premières années qui est déterminée. Pour chaque matériel, les valeurs min, max et moyenne du graphe représentent les valeurs extrêmes et moyennes prises parmi les cas d'études associés à ce matériel.

Figure 1 : le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les matériels – moyenne du bénéfice sur les 5 premières années

Éléments de méthodologie

L'étude considère une quinzaine de cas d'étude. Les cas d'étude sont des exemples réalistes de contraintes sur les réseaux de distribution, où la flexibilité (effacement, stockage, écrêtement de production...) pourrait être une alternative à des investissements de renforcement.

Chaque cas d'étude est soumis à une évolution de la production et de la consommation sur une période de 15 ans. Un modèle technico-économique reprenant les principes électrotechniques analyse la réponse du réseau à ces évolutions : pour chaque cas, le modèle évalue d'abord le bénéfice potentiel, puis la forme de la contrainte, et enfin le coût de chaque flexibilité pour y répondre, afin de déterminer la valeur nette de la flexibilité.

1. Le bénéfice potentiel représente les coûts évités sur le réseau grâce à la flexibilité. Ces coûts relèvent d'un report d'investissement ou d'une réduction de l'énergie non distribuée²².
2. La forme de la contrainte est déterminée par le dépassement de certains seuils techniques (en puissance, en intensité, en tension), qui sont définis par les critères²³ réglementaires actuels de dimensionnement des réseaux de distribution. Selon les cas d'étude, il s'agit de seuils (i) en transit (transformateur HTA/BT, réseau HTA), (ii) en tension (réseau HTA) ou lorsque le coût de l'énergie non distribuée dépasse le coût du renforcement du réseau (iii). Cette analyse est réalisée sur des courbes de charge au pas horaire (8760 points) sur les 15 ans d'étude. Dans le cas de l'étude du réseau HTA, les calculs sont discrétisés le long du réseau, avec 10 points de calcul pour un départ HTA.
3. Chaque flexibilité est dimensionnée pour répondre à la « forme » des contraintes, ce qui permet d'en évaluer un coût adapté à chaque cas d'étude et à chaque technologie de flexibilité, et donc la valeur nette dégagée par chaque flexibilité

Cette valeur est une valeur estimée globalement pour la collectivité. Elle ne peut être assimilée à la rémunération explicite de la flexibilité, puisqu'elle ne prend pas en compte certaines externalités (comme la tarification du réseau de transport ou les autres valorisations de la flexibilité), et que la flexibilité est par ailleurs rémunérée implicitement par les économies de TURPE réalisées du fait d'une moindre consommation (pour les flexibilités à la baisse).

²² Cependant, dans l'étude, seul le report d'investissement est pris en compte, comme majorant du bénéfice lié à la réduction de l'énergie non distribuée. Il est donc supposé que la flexibilité n'est utilisée que lorsque le coût de l'énergie non distribuée atteint le coût du renforcement.

²³ Ces règles sont décrites dans les documentations techniques de référence encadrées par la CRE.

2.2 Le bénéfice annuel est cependant très variable en fonction des cas d'étude, entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé (transformateur ou réseau), et en fonction du temps. Le bénéfice se concentre ainsi sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte²⁴ est faible. Le bénéfice est, pour le réseau HTA, généralement plus important sur les cas d'étude ruraux.

Nous l'avons déjà souligné, le réseau de distribution présente des situations multiples et variées. Nous constatons que cette hétérogénéité se traduit par une forte variabilité du bénéfice entre les cas d'étude pour un même matériel (illustré par les valeurs minimum et maximum constatées sur les cas d'étude dans la Figure 1). Parmi les paramètres clés de cette sensibilité, on peut souligner l'importance de la topologie (longueur du réseau, réseau urbain, semi-urbain ou rural).

Le bénéfice potentiel de la flexibilité apparaît plus élevé pour le réseau HTA. C'est particulièrement vrai pour les cas d'étude en milieu rural et cela s'explique par la longueur plus importante en moyenne qu'en zone urbaine. Cette longueur cumule deux facteurs favorables à la flexibilité : le coût total du renforcement est proportionnel à la longueur du réseau à renforcer, impliquant des coûts élevés de renforcement sur les réseaux longs, et donc un bénéfice élevé²⁵ ; les contraintes en tension sont plus marquées à puissance égale pour un réseau long.

Par ailleurs, sur un même cas d'étude, le bénéfice de la flexibilité variera fortement dans le temps. Cette variabilité dépend du rythme de croissance de la contrainte (ex : croissance de la production photovoltaïque sur un départ). Plus il est rapide et plus la profondeur de la contrainte (kW) augmentera rapidement réduisant d'autant le bénéfice en €/kW/an.

Le bénéfice oscille entre 0 et plus de 200 €/kW/an, selon le matériel renforcé²⁶.

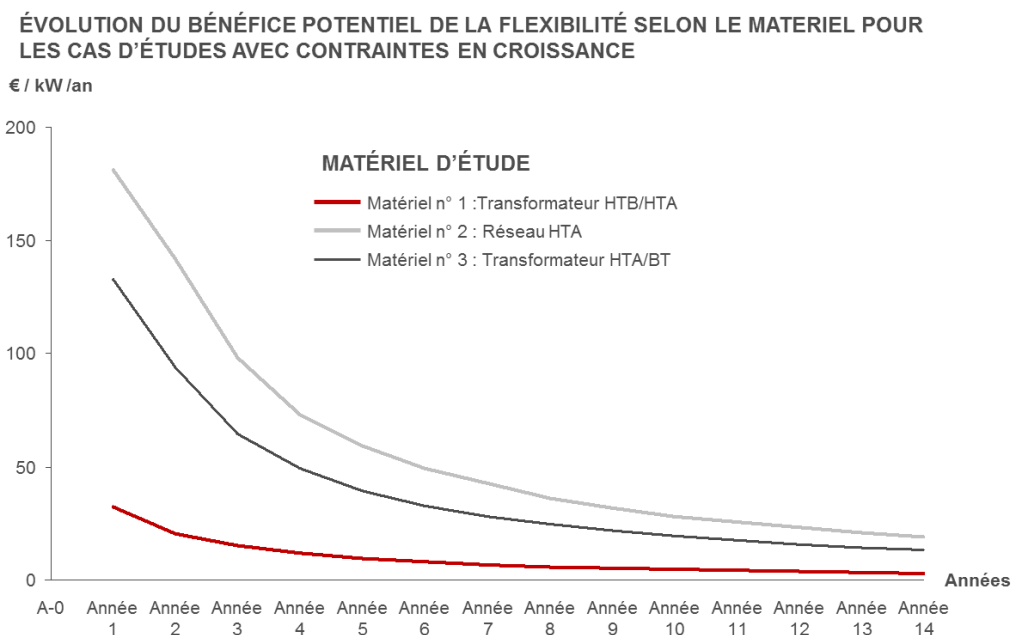


Figure 2 : évolution du bénéfice potentiel de la flexibilité selon le matériel pour les cas d'étude avec contraintes en croissance

²⁴ La profondeur correspond au surplus de puissance (en injection ou soutirage) créant la contrainte.

²⁵ L'étude ne prend pas en compte les externalités d'un renforcement, comme l'amélioration de la qualité obtenue par l'enfouissement des réseaux en diminuant l'espérance du temps de coupure des clients.

²⁶ Pour autant, le bénéfice potentiel disponible en valeur absolue (k€) de la flexibilité est nettement plus élevé pour les cas d'étude concernant le transformateur HTB/HTA, car ces matériels sont de tailles significatives par rapport aux autres.

Comme illustré sur la Figure 2, le bénéfice se concentre généralement sur les cinq années qui suivent l'apparition de la contrainte, c'est-à-dire lorsque la profondeur de la contrainte est faible.

2.3 Extraire ce bénéfice nécessite qu'une flexibilité puisse répondre à la « forme de contrainte ». Cette « forme de contrainte » peut être décrite selon les mêmes attributs que les produits de flexibilité nationaux²⁷ : puissance maximale, durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale. Cette forme est « courte » (faibles durées d'appel, consécutives ou totales) pour les cas d'étude liés au transformateur HTB/HTA, ou aux contraintes liés au photovoltaïque ou à la consommation résidentielle. À l'inverse, elle est longue pour les cas liés à l'éolien ou à la consommation industrielle.

Des critères réglementaires déterminent la puissance maximale admissible des différents matériels²⁸ : un dépassement toléré (110 % de la puissance nominale) pour les transformateurs HTB/HTA en situation « *N-1* » (c'est-à-dire avec une défaillance sur le réseau) ; une intensité maximale en situation « *N-1* » sur les réseaux HTA ; des seuils de tension à ne pas dépasser en situation « *N* » (sans défaillance sur le réseau) pour les réseaux HTA ; un dépassement toléré (110 % de la puissance nominale) pour les transformateurs HTA/BT en situation « *N* ».

Pour l'ensemble des cas en situation « *N-1* » le non-respect de ces critères réglementaires n'implique pas forcément un investissement de renforcement : un calcul économique du coût l'énergie non distribuée est réalisé.

Cette puissance maximale admissible est confrontée à la courbe de charge à laquelle le matériel devra répondre, cette courbe de charge étant définie en moyenne au sens de l'aléa climatique²⁹. Tout point dépassant la puissance maximale admissible³⁰, en injection ou en soutirage, est une contrainte. L'ensemble de ces points définit une « courbe de charge de la contrainte ». Comme illustré en Figure 3, la courbe de charge de la contrainte évolue dans le temps au fur et à mesure du développement de la consommation ou de la production.

²⁷ Par exemple, l'appel d'offres effacement organisé par le gestionnaire de réseau de transport.

²⁸ Dans le cas des réseaux pour les contraintes en situation *N*, ces puissances admissibles sont spatiales, c'est-à-dire qu'elles varient en fonction du point du réseau considéré.

²⁹ Les critères réglementaires actuels impliquent un raisonnement en courbe de charge moyenne au sens de l'aléa climatique. D'autres critères, tels que ceux utilisés au niveau du réseau de transport (3h par an), pourraient conduire à des analyses plus complexes sur les aléas, notamment climatiques, impliquant par exemple des approches probabilistes de type *Monte-Carlo*.

³⁰ Dans les cas relevant de situations « *N-1* », ce sont les caractéristiques de durées et de fréquence des défaillances du réseau qui déterminent en premier lieu la courbe de charge de la contrainte.

ÉVOLUTION DE LA COURBE DE CHARGE DE LA CONTRAINTE DANS LE TEMPS DANS LE CAS D'UNE CROISSANCE DE LA CONSOMMATION RÉSIDENNELLE SUR UN TRANSFORMATEUR HTA/BT –
Illustration sur un jour de janvier 2014

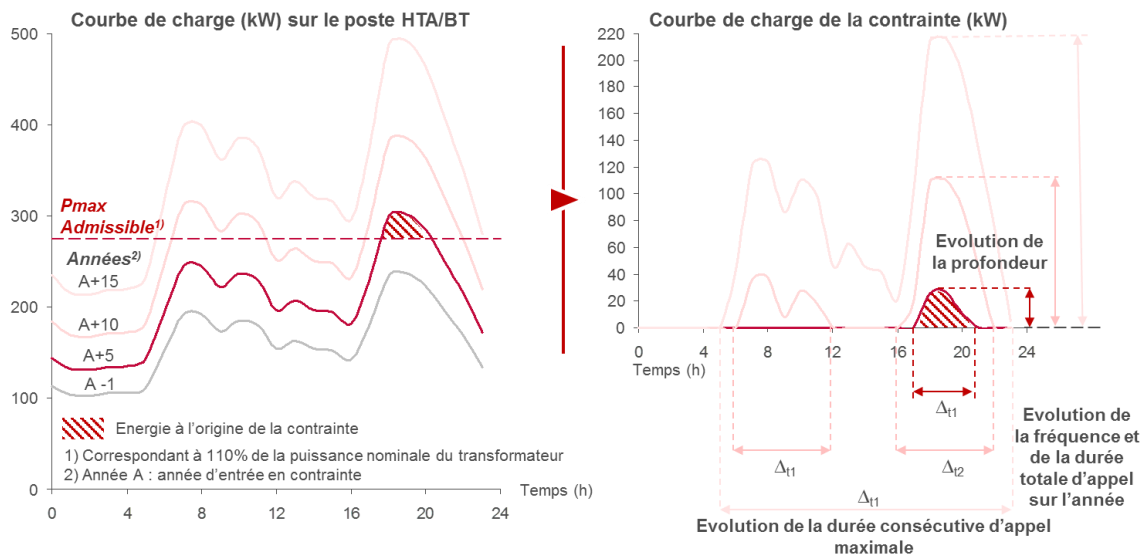


Figure 3 : évolution de la courbe de charge de la contrainte dans le temps

La « forme de contrainte » est une représentation conventionnelle de la courbe de charge de la contrainte. Elle se définit de manière semblable aux produits de flexibilité nationaux³¹ : puissance maximale (en miroir de la profondeur maximale de la contrainte), durée totale d'appel sur l'année, fréquence d'appel, durée consécutive d'appel maximale.

Cette forme est « courte » (durée totale d'appel inférieure à 50 h/an ou durée consécutive d'appel inférieure à 10 heures), dans des cas d'étude tels que transformateur HTB/HTA, contraintes liées à la production photovoltaïque ou à la consommation résidentielle. Elle est longue (durée totale d'appel supérieure à 400 h/an ou durée consécutive d'appel supérieure à 20 heures) dans des cas tels que : contraintes liées à la production éolienne, cogénération ou à une consommation industrielle « plate ». Un *benchmark* international confirme l'achat par des distributeurs de produits courts similaires à ceux déterminés par les analyses³².

³¹ Par exemple l'appel d'offres effacement diffus organisé par le gestionnaire du réseau de transport

³² Dans le cas du distributeur ENWL, des capacités d'effacement ont été achetées, pour une activation 10 fois par an entre le 1^{er} octobre et le 31 mars, sur une durée de 3 heures à chaque activation.

		Profondeur (Année 5)	Durée totale d'appel sur l'année (Année 5)	Fréquence (Année 5)	Durée consécutive d'appel maximum (Année 5)		
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA	Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA	2,5 MW	~25 heures	~ 5 /an	~ 20 heures	Contraintes de soutirage	
	Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 5%/an de la consommation résidentielle	1,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
Matériel n° 2 Réseau HTA	Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la consommation professionnelle HTA	0,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la conso. Résidentielle	1,1 MW	~150 heures	~95 /an	~3 heures		
	Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle	850 kW	~80 heures	~50 /an	~5 heures		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle	35 kW	~20 heures	~20 /an	~ 2 heures		
Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA	Croissance de 2 MW de la production éolienne	2 MW	~25 heures	~ 5 /an	~ 20 heures		Contraintes d'injection
	Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 1 MW de la production CHP	1 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
	Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV	1,7 MW	~20 heures	~5 /an	~ 10 heures		
Matériel n° 2 Réseau HTA	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolienne	200 kW	~430 heures	~90 /an	~20 heures		
	Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la production PV	500 kW	~450 heures	~180 /an	~5 heures		
	Réseau urbain, contrainte en tension, croissance 5,5 MW de la production CHP	950 kW	~2800 heures	<10 /an	~2200 heures		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT	Croissance de 5%/an de la production PV	60 kW	~400 heures	~170 /an	~5 heures		
	Installation de 300 kW de production CHP	10 kW	~ 2800 heures	< 10 /an	~2200 heures		

Capacité de la flexibilité à répondre à la contrainte	< 30 h	< 10	< 10 h
	≤ 500 h	≤ 150	≤ 12 h
	> 500 h	> 150	> 12 h

Figure 4 : forme de la contrainte 5 ans après l'entrée en contrainte, selon les cas d'étude

2.4 L'analyse montre que, dans plusieurs cas d'étude, les coûts de différentes solutions de flexibilité capables de répondre à ces formes de contrainte sont inférieurs aux bénéfices dégagés (ratio entre euro économisé et euro dépensé supérieur à 1).

Nous étudions la performance de cinq solutions de flexibilité dans leur réponse aux « formes de contraintes » définies ci-dessus : l'effacement industriel ; l'effacement diffus ; les groupes électrogènes (hors valorisation des externalités environnementales) ; le stockage ; l'écrêtement de la production renouvelable. Pour chacune de ces flexibilités, nous définissons un scénario de coût bas et un scénario de coût haut construits sur des études de référence. L'ensemble de ces solutions de flexibilités apparaissent dans les *benchmark* réalisés.

Afin de comparer les résultats entre les différents matériels, alors que les montants de bénéfice potentiel ne sont pas du même ordre de grandeur, la métrique retenue est l'euro économisé sur les reports d'investissement par euro dépensé dans la flexibilité. Un ratio supérieur à un indique que la valeur nette de la flexibilité est positive, tandis qu'un ratio inférieur à un démontre une valeur nette de la flexibilité négative.

La valeur nette de la flexibilité sur les réseaux de distribution apparaît positive pour chaque matériel, au moins vis-à-vis du recours à certaines solutions de flexibilité (Figure 5). Les résultats varient cependant selon les hypothèses retenues et notamment les scénarios de coûts.

EUROS ECONOMISES PAR EURO INVESTI DANS LA FLEXIBILITE (MOYENNES DES CAS D'ETUDES PAR MATERIELS)

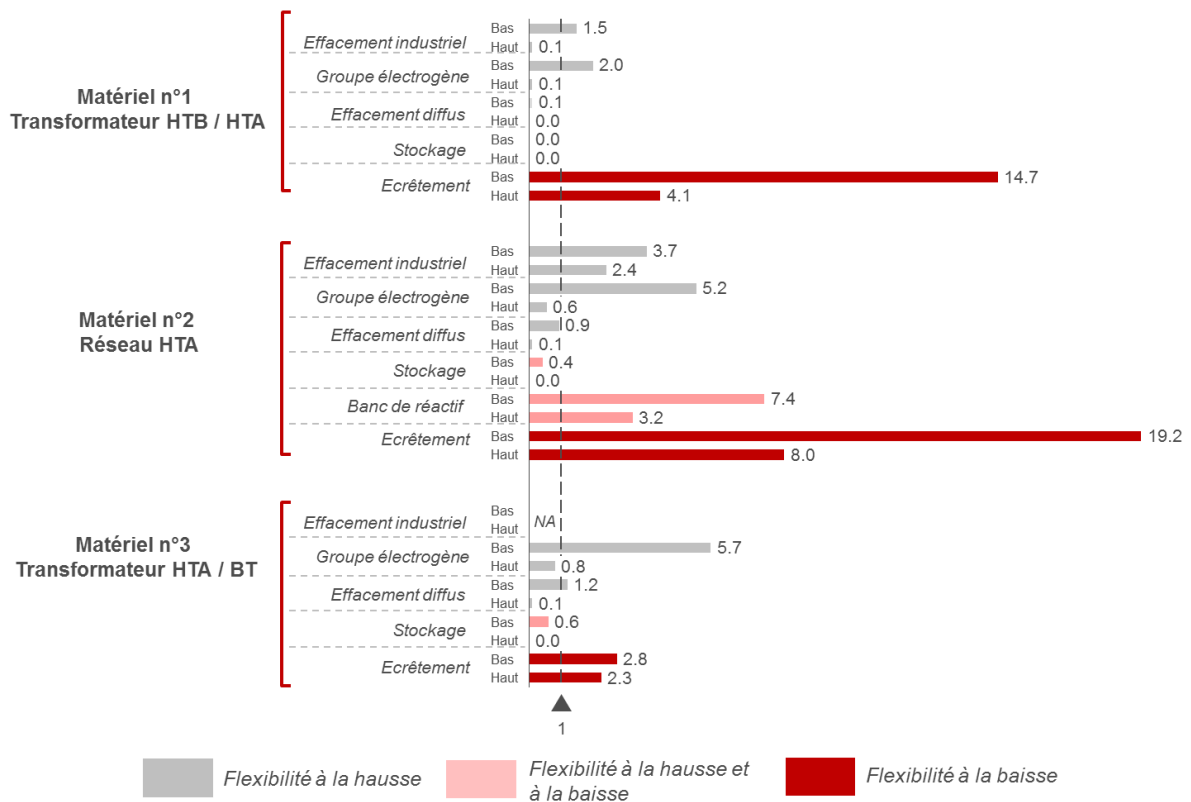


Figure 5 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité (moyenne des cas d'étude par matériel)

Le résultat de l'analyse cas d'étude par cas d'étude, en Figure 6, confirme ce constat. Cependant, le détail des cas d'étude souligne aussi la variabilité des valeurs nettes obtenues selon les conditions particulières de chaque cas. La valeur nette est la conséquence directe des écarts constatés sur le bénéfice potentiel et les formes de contraintes, et ces deux éléments se sont chacun révélés très variables selon les cas d'étude. Enfin, les chiffres par cas d'étude témoignent de niveaux de valeur nette globalement plus élevés sur le réseau HTA que sur les autres matériels.

Les ratios inférieurs à un montrent que le bénéfice sur les réseaux de distribution ne suffisent pas à compenser les coûts, mais ils ne signifient pas nécessairement que les moyens de flexibilité ne seront pas utilisés, dans la mesure où d'autres bénéfices peuvent être valorisés, comme le mécanisme d'ajustement ou la valeur capacitaire.

EUROS ECONOMISES PAR EURO INVESTI DANS LA FLEXIBILITE SELON LES CAS D'ETUDES

Cas et source de la contrainte		Effacement industriel		Groupe électrogène		Effacement diffus		Stockage		Banc de capacité		Ecrêtement	
		Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut
		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA Contraintes de soutirage </div>											
Croissance de 5%/an de la consommation professionnelle HTA		1,5	0,1	2	0,1	0,1	0	0	0				
Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 5%/an de la conso. résidentielle		2,2	0,4	4,3	0,1	0,2	0	0,1	0				
Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la consommation professionnelle HTA		2,6	0,4	5,5	0,1	0,3	0	0,1	0				
Matériel n° 2 Réseau HTA		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes de soutirage </div>											
Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la conso. résidentielle		5,2	5	5,9	0,9	1,5	0,2	1,1	0,1	2,6	1,2		
Réseau semi-urbain contrainte en tension croissance 2%/an de la consommation industrielle		4,7	2,8	4,8	0,9	1,5	0,2	1	0,1	2,7	1		
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes de soutirage </div>											
Croissance de 5%/an de la consommation résidentielle				5,7	0,8	1,2	0,1	0,6	0				
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Matériel n° 1 Transfo. HTB/HTA Contraintes d'injection </div>													
Croissance de 2 MW de la production éolienne								0	0			14,7	4,1
Réseau rural, contrainte en intensité, croissance 1 MW de la production CHP								0,1	0			21,5	5,2
Réseau urbain, contrainte en intensité, croissance 2%/an de la production PV								0,1	0			3,1	2,1
Matériel n° 2 Réseau HTA		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes d'injection </div>											
Réseau rural, contrainte en tension, croissance 1,5 MW de la production éolien								0	0	14,4	6,2	43	12,7
Réseau rural, contrainte en tension, croissance 5%/an de la production PV								1,2	0,1	5,2	2,5	28	19,6
Réseau urbain, contrainte en tension, croissance 5,5 MW de la production CHP								0	0	2,5	1	0,3	0,3
Matériel n° 3 Transfo. HTA/BT		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Contraintes d'injection </div>											
Croissance de 5%/an de la production PV								0,4	0			3,9	3
Installation de 300 kW de production CHP								0	0			1,6	1,5

LEGENDE : <1 Valeur nette négative >1 Valeur nette positive

Figure 6 : euros économisés par euro investi dans la flexibilité selon les cas d'étude

2.5 Pour les contraintes liées au soutirage (consommation trop importante), les flexibilités effacement industriel et groupe électrogène présentent un bilan positif en particulier pour les formes de contraintes courtes.

L'effacement industriel et le groupe électrogène (sans prise en compte des externalités environnementales) présentent un bilan positif dans un certain nombre de cas d'étude, notamment sous des scénarios de coûts favorables. Ces deux actifs sont favorisés par des coûts fixes relativement faibles. Pour l'effacement industriel, c'est en particulier vrai pour les formes de contraintes courtes, car cet actif répond plus aisément à ces contraintes qu'à une activation sur la durée.

Il existe cependant des incertitudes fortes sur l'adéquation entre gisement et besoin de flexibilité local, en volume et en coût. Les benchmarks hors démonstrateurs³³ montrent la complexité à mobiliser un gisement d'effacement à l'échelle d'un réseau de distribution.

³³ Cas d'ENWL au Royaume-Uni : l'utilisation d'effacement a été interrompue par manque de gisement d'effacement industriel local, au niveau du poste source en contrainte.

2.6 Pour les contraintes liées à l'injection (production trop importante), l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas un bilan très positif (ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10).

L'écrêtement dynamique consiste à réduire temporairement la production locale d'électricité pour éviter une production trop importante pour le réseau³⁴. Avec un ratio entre euro économisé et euro dépensé dépassant 10, l'écrêtement dynamique de la production présente dans la totalité des cas d'étude un bilan très positif. Ces ratios importants s'expliquent par un coût de la flexibilité limité : faibles volumes énergétiques ; hypothèse de valorisation de l'énergie basse.

Compte tenu de ces valeurs, certains développeurs de projets renouvelables diminuent déjà la taille de l'installation afin de réduire ou d'éviter les coûts de raccordement et de renforcement. Hors expérimentation³⁵, on ne constate cependant pas aujourd'hui de pilotage « dynamique » de ces écrêtements.

Dans une moindre mesure, les bancs de capacité apparaissent pertinents pour l'injection de réactif face aux problématiques de tension.

2.7 L'équilibre du bilan bénéfiques/coûts pour les solutions telles que le stockage ou l'effacement diffus est circonscrit à des cas plus spécifiques pour des scénarios de coûts bas.

Les technologies de stockage et d'effacement sont pénalisées par des coûts d'investissement élevés qui ne sont pas amortis sur les cinq années où se concentre la valeur de report. Le scénario bas, qui fait l'hypothèse que les coûts échoués peuvent être couverts par d'autres utilisations (par exemple repositionnement d'un container de batteries sur une autre zone de contrainte), affiche un bilan positif dans plusieurs cas d'étude (réseaux ruraux et semi-urbains sur des contraintes courtes).

Un scénario de mutualisation des valorisations entre les réseaux de distribution et le système électrique national (arbitrage énergie, marché de capacité, services systèmes) pourrait aussi améliorer la rentabilité de ces solutions.

2.8 Au-delà du cadre d'analyse théorique de la flexibilité, l'étude des conditions pratiques de mise en œuvre des flexibilités met en évidence que les méthodes et outils de planification ainsi que ceux relatifs à la conduite de la mise en œuvre de la flexibilité au sein des gestionnaires de réseaux impactent à la hausse comme à la baisse la valeur de la flexibilité.

Les facteurs limitant la valeur de la flexibilité concernent d'une part la planification, c'est-à-dire la capacité à prévoir le besoin de flexibilité, en format, en quantité et donc à prévoir sa valeur ; et d'autre part la conduite, c'est-à-dire la capacité à exploiter une flexibilité qui serait correctement dimensionnée, en temps réel selon l'apparition des contraintes.

³⁴ Dans cette étude, seul l'écrêtement dynamique est retenu, car c'est la technologie répondant à la définition de la flexibilité dans l'étude. Dès lors, le raccordement d'un producteur avec une limitation de puissance d'injection, qui pourrait également permettre de reporter des investissements, n'est pas considéré. Si cette dernière méthode était en place, la valeur de l'écrêtement dynamique se limiterait à une optimisation des coûts de l'énergie écrêtée.

³⁵ Notamment au travers de l'utilisation du DEIE (dispositif d'échange d'informations d'exploitation), permettant aux gestionnaires de réseaux de distribution d'opérer à distance sur les installations de production

	Favorable pour la flexibilité	Défavorable pour la flexibilité
Facteurs liés à la planification	<ul style="list-style-type: none"> Développement de nouvelles options de résolution des contraintes pour la planification 	<ul style="list-style-type: none"> Manque de données locales (courbes de charge locales, spatialisation des données...) Incertitude des mesures Difficulté à isoler les renforcements dus à d'autres motif d'investissement (enfouissement, embellissement ...)
Facteurs liés à la conduite	<ul style="list-style-type: none"> Evolution des métiers du GRD 	<ul style="list-style-type: none"> Gestion en temps réel de la flexibilité (préavis d'activation, activation, suivi...) Besoins opérationnels (ressources, compétences, SI) pour la mise en œuvre de la flexibilité
Facteurs liés à la transition énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Développement des sources de flexibilités Développement des contraintes liées à la production distribuée Augmentation de l'efficacité énergétique et donc évolution rapide de l'usage du réseau 	

Figure 7 : descriptions des facteurs favorisant ou défavorisant la valeur de la flexibilité

Les analyses réalisées dans l'étude montrent que la valeur nette de la flexibilité est très fortement influencée par ces facteurs, jusqu'à la rendre nulle ou négative dans certains cas (comme celui du transformateur HTA/BT notamment, où les données locales font actuellement défaut).

Par ailleurs, la transition énergétique pourra être à l'origine de changements d'usages de l'électricité qui bénéficieront à la flexibilité. En modifiant plus rapidement l'usage du réseau : une contrainte pourrait apparaître avec un nouveau raccordement d'une installation de consommation, puis disparaître quelques années plus tard avec le développement de l'efficacité électrique. Dans un tel cas, l'utilité d'un renforcement serait réduite à une période de temps limitée.

2.9 En conclusion, cette étude montre que la flexibilité a de la valeur pour les réseaux de distribution, pour le moins de manière théorique dans certains des « cas d'étude », et vraisemblablement également en pratique, dans un certain nombre de situations. Cependant, cette étude ne donne pas de résultat sur le potentiel global de la valeur de la flexibilité à l'échelle nationale. Plusieurs travaux complémentaires devraient être engagés pour déterminer ce potentiel, ainsi que pour définir le cadre de régulation et la forme de marché (*market design*) qui permettraient de favoriser leur utilisation au bénéfice de la collectivité nationale. La prise en compte de la défaillance des flexibilités au niveau de leur dimensionnement³⁶ et du partage de la responsabilité et des pénalités qui découlent de la défaillance, sera déterminante pour la réussite de l'utilisation de la flexibilité.

Les travaux complémentaires nécessaires concernent en particulier :

- **L'impact des synergies et/ou des contraintes de valorisation par rapport aux mécanismes nationaux.** Celui-ci pourrait être décisif pour certaines solutions comme le stockage.
- **Le gisement³⁷ de flexibilité et son adéquation avec les besoins locaux.** Le *benchmark* international montre que le gisement local de flexibilité peut être trop réduit pour permettre de résoudre les contraintes et reporter les investissements. Cela peut notamment s'expliquer par un manque de foisonnement au niveau local, ou un manque de clients industriels à même de s'effacer.

³⁶ La prise en compte de la défaillance de la flexibilité pourra être différente selon la situation « N » ou « N-1 » de la contrainte concernée.

³⁷ Le gisement de la flexibilité est la capacité localement disponible qui peut fournir de la flexibilité au réseau de distribution. Le gisement est lié aux installations de production, consommation, stockage ou autres équipements électriques raccordés au réseau. Plus le périmètre du cas d'étude est restreint ou plus le nombre d'utilisateur est faible, plus ce gisement sera réduit.

- **L'estimation d'une valeur de la flexibilité sur les réseaux de distribution à l'échelle métropolitaine.** L'extrapolation de ces résultats « en laboratoire » à la totalité du réseau de distribution nécessitera un travail important de modélisation pour estimer une valeur globale de la flexibilité
- **La conception de *market design* efficaces pour mobiliser des ressources de flexibilité dans des situations multiples mais avec une valeur unitairement faible** (de 20 à 500 k€ de valeur cumulée actualisée par cas). Celle-ci devra prendre en compte les enjeux de l'intégration de la flexibilité dans le cadre tarifaire actuel. A titre d'illustration, cette intégration devrait limiter la possibilité d'exploiter des effets d'aubaine pouvant résulter de l'écart entre la valorisation locale, potentiellement élevée, sur la base de laquelle pourrait être rémunérée la flexibilité fournie par un utilisateur du réseau, et ce qu'il paye pour les contraintes qu'il crée lui-même, établi sur la base d'un tarif péréqué. L'étude du *market design* devra notamment définir les conditions à remplir pour que les OPEX de mise en œuvre des flexibilités soient reconnues et compensées par le TURPE ; ou encore les conditions dans lesquelles les flexibilités pourront être souscrites (appel d'offres) ou activées (notamment dans la recherche d'une optimisation par rapport à leur possible utilisation concurrente pour l'équilibre offre-demande).
- Il sera en outre nécessaire d'**anticiper le risque d'écart entre la fiabilité réelle, constatée en pratique, des flexibilités et leur fiabilité théorique, contractualisée initialement.** Les exigences de fiabilité³⁸ seront un point essentiel, car le coût de l'énergie non distribuée est très élevé et il n'y aura pas de solutions alternatives au niveau local en cas de défaillance pour une contrainte en situation N³⁹. Les GRD pourraient craindre l'engagement de leur responsabilité *in fine*, en cas de défaillance du fournisseur de flexibilité : la capacité de l'opérateur à payer des pénalités est incertaine, tout autant que l'issue d'un éventuel contentieux porté en justice ; des garanties devront dans tous les cas être prises.

³⁸ Dans la modélisation, les exigences de fiabilité sont intégrées comme un facteur de surdimensionnement du besoin de flexibilité.

³⁹ Inversement, en situation N-1, le format court des contraintes limite l'impact économique d'une défaillance de la flexibilité, car elle est déjà la solution de secours d'une défaillance du réseau.