

## Comité Social et Économique Central (CSEC) EDF SA

### « Proposition de révision du Tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE)

### Appel à contribution publique de la CRE »

CSEC EDF SA  
4 rue Floréal  
75017 PARIS  
01 47 65 26 96  
csec-edf-sa@edf.fr  
www.csecedfsa.fr

17 octobre 2022

#### PRÉAMBULE

Le Comité Social et Économique Central d'EDF souhaite contribuer au débat engagé sur le Tarif réglementé de vente de l'électricité. Ce débat est quotidien depuis un an pour nos concitoyens usagers domestiques, comme pour les collectivités locales et les entreprises. La CRE lance une consultation publique, très cadrée, sur des thèmes définis et invitant à répondre à des questions qui s'inscrivent dans le cadre contraint et pénalisant du maintien et du renforcement du marché européen de l'électricité. Le choix des élus du CSE Central est de proposer ici une contribution libre qui met en avant des éléments de refonte du TRVE sur des bases déjà annoncées en juin dernier au Conseil d'administration d'EDF, en présence des représentants de l'État.

Appuyés par le cabinet Secafi, nous avons élaboré longuement ces bases de reconstruction, depuis le mois de janvier 2022, date à laquelle nous avons engagé un droit d'alerte économique à EDF. Dans nos conclusions de juin 2022, nous proposons des pistes claires et étayées pour sortir de la catastrophe financière dans laquelle est plongée EDF, par une nouvelle méthode simple permettant, parallèlement, de maîtriser l'évolution des tarifs et donc de contribuer de façon majeure à juguler l'inflation qui ronge le pays. Ces bases de mise en œuvre des tarifs, reformulées ici en intégrant toute la chaîne du mix de production, bousculent fondamentalement les notions de calcul actuelles qui protègent avant tout le business de l'électron au dépend de la notion de Service Public.

Ces propositions sont portées à l'unanimité par les élus du CSE Central, issus des quatre organisations syndicales représentatives d'EDF : FNME-CGT, CFE Énergies, FCE-CFDT, FO Énergie et Mines.

# SOMMAIRE

## 1. Consultation publique de la CRE relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE

---

- 1.1 Contexte et objet
- 1.2 Critique du cadre proposé

## 2. Proposition de mesures d'urgence pour 2023 (et 2024) concernant le TRVE

---

- 2.1 Contexte actuel
- 2.2 Principes des mesures d'urgence proposées
- 2.3 Évaluation des impacts de ces mesures d'urgence sur le TRVE

## 3. Refonte structurelle de la régulation

---

Annexe 1 : Détail des calculs de la composante « énergie » du tarif

Annexe 2 : Simulation des évolutions du TRVE

---

## 1. Consultation publique de la CRE relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

---

### 1.1 Contexte et objet

La CRE a ouvert le 22 septembre 2022 une consultation publique (n°2022-08) relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

La CRE considère que *« jusqu'à présent, [la méthode actuelle d'élaboration des TRV] a répondu aux objectifs fixés par la loi, et notamment à celui de refléter les coûts de fourniture d'électricité d'un fournisseur au moins aussi efficace qu'EDF. (...) Le Conseil d'État, dans des décisions prises jusqu'à présent, a confirmé la validité de la méthode utilisée par la CRE »*.

La CRE explique que *« le contexte des prix de gros de l'électricité pour 2023 teste les limites de la méthode de construction des TRVE qui doit en conséquence évoluer afin qu'elle continue de refléter correctement les coûts de fourniture d'électricité »*. Elle précise également que *« la structure des TRVE, c'est-à-dire la nature et le niveau relatif de chaque terme tarifaire pour un niveau des TRVE donné, doit également évoluer pour inciter davantage les consommateurs aux TRVE à moduler leur consommation en fonction des besoins du système électrique et contribuer ainsi à faciliter le passage des pointes de consommation l'hiver prochain et les suivants »*. La CRE rappelle qu' *« elle publie en même temps (...) une délibération fixant la méthode de calcul des coûts d'approvisionnement des volumes non fournis à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), à la suite de l'atteinte du plafond (" écrêtement Arenh ") »*.

Dans ce cadre, la CRE introduit des propositions sur différentes composantes du TRVE. Et ce sont ses propositions qui sont soumises à consultation. Dix-sept questions sont ainsi posées.

### 1.2 Critique du cadre proposé

Il s'agit pour la CRE d'adapter la formule du TRVE *afin qu'« elle continue de refléter correctement les coûts de fourniture d'électricité »* et par ce biais, de soutenir la concurrence des fournisseurs alternatifs. La tarification par empilement, mise en œuvre en 2015, vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui se définit comme *« la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer,*

sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés » (Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076).

Le cadre de cette consultation reste donc la contestabilité du TRVE définie par la CRE qui, rappelons-le encore une fois, avait été critiquée par l'Autorité de la concurrence.

*Avis n° 19-A-07 du 25 mars 2019 relatif à la fixation des Tarifs réglementés de vente d'électricité (extraits)*

26. Du point de vue de l'analyse concurrentielle, la divergence d'analyse entre la CRE et l'Autorité de la concurrence porte principalement sur la notion de contestabilité des tarifs. L'Autorité relève que le terme de « contestabilité » n'apparaît pas dans le Code de l'énergie et n'est exposé, en tant qu'objectif autonome, dans aucun texte législatif ou réglementaire qui en donnerait une définition précise en ce qui concerne les TRV de l'électricité.

27. La CRE s'appuie, pour sa part, sur une conception de la contestabilité qui serait propre au secteur de l'électricité, et serait seule à même d'atteindre les objectifs assignés à la régulation de ces marchés. Selon cette conception *ad hoc*, les TRV ne seraient « contestables » que si leur niveau permet à tout fournisseur de les contester effectivement, compte tenu des conditions concrètes de son activité, même s'il est moins efficace que l'opérateur historique régulé. La CRE a précisé, lors de la séance, que ce qu'elle nomme « contestabilité » pourrait se rapprocher de la notion de « neutralité » concurrentielle des tarifs sur le marché. L'objectif du régulateur serait, dans ce cadre, de limiter les effets indésirables des TRV sur le fonctionnement du marché de détail.

28. L'Autorité considère que la définition ainsi retenue par la CRE ne serait, dans ce cadre, pas celle d'un prix contestable mais plutôt celle d'un prix « plafond ».

29. Pour sa part, l'Autorité relève que la notion de « contestabilité », dans le sens que lui donne la jurisprudence du droit de la concurrence, est la suivante : le prix d'un bien donné est « contestable » dès lors qu'il couvre les coûts de production de ce bien. La contestabilité est donc une qualité intrinsèquement liée aux caractéristiques économiques de l'entreprise qui produit le bien en cause.

## 2. Proposition de mesures d'urgence pour 2023 (et 2024) concernant le TRVE

### 2.1 Contexte actuel

Les prix de l'énergie et de l'électricité ont commencé à grimper durant l'été 2021. Ce qui avait conduit le gouvernement à prendre différentes mesures pour contenir les effets de ces hausses sur l'économie française. Ces mesures ont fortement pénalisé EDF, principal opérateur industriel en France, dont la production est principalement décarbonée.

Le contexte s'est encore dégradé en début d'année avec la guerre en Ukraine et les menaces sur l'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne, alors que le parc nucléaire français a dû faire face à des arrêts exceptionnels liés à des problèmes de corrosion sous contrainte. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement des réseaux est devenue une problématique majeure, d'autant que plusieurs pays ont engagé depuis plusieurs années l'arrêt de capacités de production pilotables (charbon et nucléaire) et que les conditions météorologiques ne sont pas favorables depuis le début de l'année 2022 à l'hydroélectricité.

De ce fait, les prix n'ont cessé de croître pour atteindre, voire dépasser en France, les 1 000 €/MWh en base durant l'été, soit des niveaux largement supérieurs aux coûts de production les plus élevés des centrales européennes (voire plus en pointe). Les opérateurs de marché anticipent, en particulier en France, des difficultés d'approvisionnement pour le prochain hiver. Les prix calendaires pour 2023 sont aussi à des niveaux très élevés, autour de 600€/MWh en septembre. À titre de rappel, les prix à terme avant le début de cette dérive haussière oscillaient autour de 40-50 €/MWh.

### 2.2 Principes des mesures d'urgence proposées

Le CSEC estime que la crise actuelle a d'abord été **une crise de la régulation** dont les effets ont été amplifiés par la guerre en Ukraine et les tensions sur les capacités pilotables en Europe, accrues par les indisponibilités du nucléaire français.

Le CSEC propose des mesures d'urgence qui doivent viser à la fois à la maîtrise des coûts de l'électricité pour le pays et préserver les intérêts d'EDF, principal investisseur de la transition

énergétique et le garant du service public de l'énergie en France. Face à la crise, le CSEC d'EDF considère que le gouvernement ne pourra pas ne rien faire. Sans mesure particulière, le Tarif régulé de vente de l'électricité pourrait augmenter de 80 ou 100 % en 2023. Plutôt que de reconduire une mesure équivalente à celle de janvier 2022, le CSEC demande :

- tout d'abord, à suspendre l'Arenh au titre des circonstances exceptionnelles.

Il s'agit d'acter le caractère exceptionnel de la situation actuelle générée par la crise structurelle de l'énergie, le « choc gazier » qu'entraîne la guerre en Ukraine, et les indisponibilités conjoncturelles du nucléaire qui vont peser jusqu'en 2023.

Et, comme le prévoit le Code de l'énergie (article L336-3), les circonstances exceptionnelles fondent la suspension des volumes d'Arenh. Faire entrer en vigueur cette disposition ramènerait les prix de l'électricité en France vers les coûts de production du mix français ;

- parallèlement, à adapter le TRVE aux réalités du mix de production français

Les spécificités du système français peuvent fonder la révision de la formule du TRVE afin d'intégrer l'ensemble de la production de base, nucléaire et hydraulique. Dans ce cadre, la production de base peut constituer 75 % du TRVE (en n'intégrant que la production hydraulique au fil de l'eau) alors qu'actuellement, les prix de marché en déterminent plus de la moitié ;

- rappelons que la Commission Champsaur avait examiné l'option d'un accès régulé à la base incluant l'hydraulique dans la préparation de la loi NOME. Celle-ci n'avait pas été retenue en raison des incertitudes pesant sur les concessions hydrauliques ;
- la politique suivie en Espagne et au Portugal depuis fin mai s'inscrit dans une telle démarche d'adaptation, dans le contexte de crise, des mécanismes de prix aux spécificités de leur système électrique... avec le maintien des interconnexions. Pour faire le parallèle, la France est un îlot de production centralisée décarbonée. Dans cette même logique, il s'agit de réduire les effets de la hausse du prix des énergies fossiles sur la facture électrique de la France.

La valorisation de ces productions, en première approche, peut se fonder sur les évaluations opérées récemment par la Cour des comptes du coût du nucléaire historique (« *L'analyse des coûts du système de production électrique en France* », septembre 2021). Dans ce cadre, et au vu des productions attendues pour 2022 et 2023, nous prenons comme coût du nucléaire historique 60 €/MWh, voire 70 €/MWh.

Dans ce schéma, il n'y aurait pas, par construction, d'écèlement de la demande d'Arenh, celui-ci étant suspendu. Le complément de marché représenterait 25 % du TRVE. Sur la base des productions actuelles, il serait composé aux deux tiers (16 %) de productions décarbonées (hydraulique, éolien et photovoltaïque) et uniquement pour un tiers de production d'origine fossile (9 %). Nous retenons, pour la valorisation des productions décarbonées, 180 €/MWh soit le plafond des recettes inframarginales introduit par la Commission européenne en septembre 2022. Pour les productions fossiles, la valorisation serait fondée sur les prix de marché ;

- dans ces conditions, le marché demeurerait contestable au sens classique du droit de la concurrence

Dans ces conditions, la concurrence sera toujours possible pour les fournisseurs capables de fournir des prix moindres. Toutefois, le nombre de fournisseurs alternatifs, dont la plupart ne dispose pas de moyens de production, devrait fortement se réduire. Et ils ne bénéficieraient plus des effets d'aubaine. Ceci dit, la contribution des négociants d'électricité en termes de services ou d'innovation n'est pas simple à démontrer. En revanche, l'ouverture à la concurrence a effectivement contribué à faire augmenter les prix.

La mise en œuvre de ces mesures d'urgence n'est pas contradictoire avec des adaptations spécifiques pour renforcer l'attractivité de l'option heures pleines-heures creuses, ainsi que pour l'intégration éventuelle des consommateurs TEMPO (chapitre 6 de l'appel à contribution de la CRE : « *Sécurité d'approvisionnement : leviers de rétablissement de l'attractivité de l'option HPHC* »)

### **2.3 Évaluation des impacts de ces mesures d'urgence sur le TRVE**

Nous avons procédé à plusieurs évaluations :

- Des évaluations s’inscrivant dans le prolongement des décisions précédentes :
  - une reprenant l’allocation historique de l’Arenh 100 TWh à 42 €/MWh ;
  - une autre reprenant la proposition de la CRE de juin dernier, à savoir un plafond d’Arenh relevé à 130 TWh, avec une valorisation à 49,5 €/MWh ;
  - nous avons retenu, sur la base des données historiques, un prix moyen de 200 €/MWh en base et 500 €/MWh en pointe pour le complément de marché (moyenne sur 2 ans) et 600 €/MWh pour l’écêtement (calendaire 2023 fin d’année 2022).
- Des évaluations dans le cadre de la suspension de l’Arenh, avec une révision du prix du nucléaire historique à 60 €/MWh, voire 70 €/MWh) :
  - une avec un complément de marché au prix de marché ;
  - une avec un élargissement de la base à une partie de la production hydraulique (hydraulique au fil de l’eau) au même prix, et un complément de marché différenciant les productions décarbonées (180 €/MWh) et les productions fossiles au prix de marché (voir point 2.2) ;
  - une dernière, reprenant la construction précédente, mais avec un prix de la production nucléaire et hydraulique de base à 70 €/MWh.

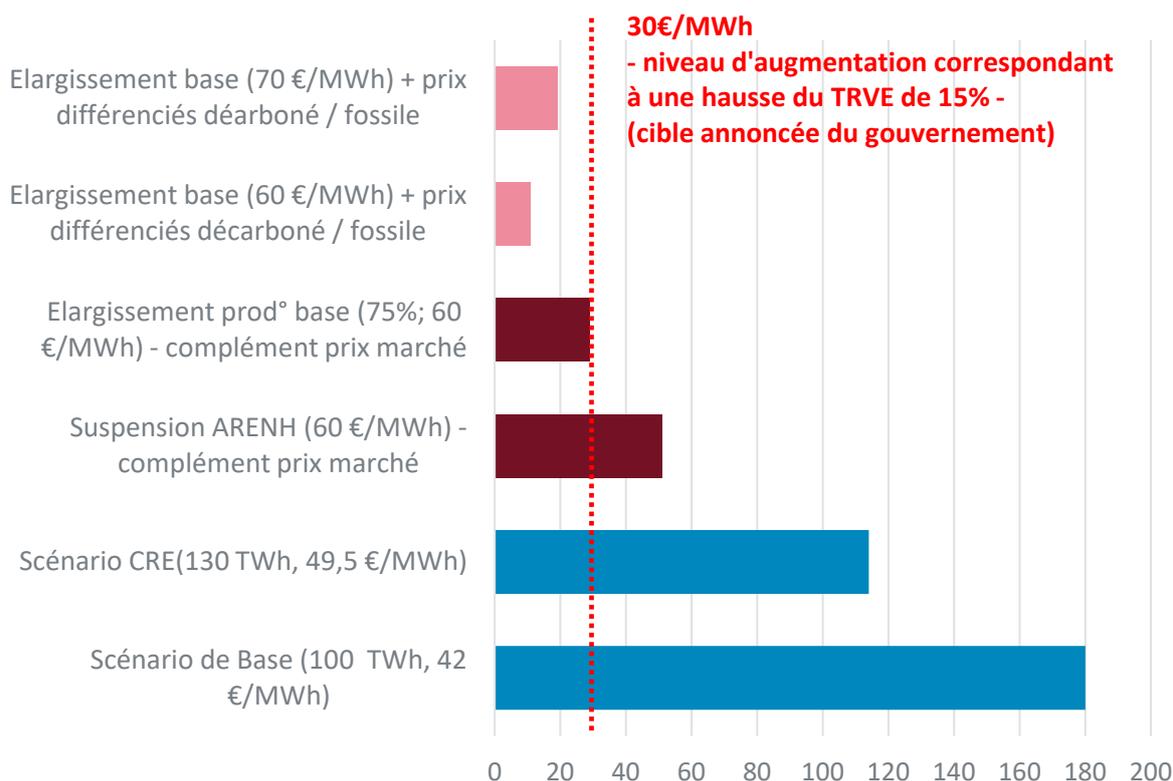
Ces évaluations visent à estimer l’impact de ces mesures sur le prix de l’énergie constitutive du TRVE. Pour mesurer la portée de ces mesures, nous les apprécions d’abord au regard du bouclier énergétique annoncé (hausse du TRVE plafonné à 15 %). Nous posons les hypothèses suivantes :

- le plafonnement de la hausse du TRVE annoncé par le gouvernement à 15 % s’entend TTC, comme pour la hausse de 4 % pour 2022 ;
- le maintien de la Taxe intérieure sur la consommation finale d’électricité (TICFE) à 1 €/MWh, comme en 2022 ;
- la hausse se fera d’abord sur le poste « énergie » du TRVE. Dans ces conditions de stabilité des autres composantes du TRVE, l’augmentation de ce poste serait d’environ 30€/MWh (35 %).

## Évolution du TRVE en 2021 et 2022 (janvier) – Projections 2023

en €/MWh	2021	2022	Diff.	Var. %	2023	Diff.	Var. %
<b>TTC</b>	<b>194,1</b>	<b>202</b>	<b>7,9</b>	<b>4 %</b>	<b>232,3</b>	<b>30,3</b>	<b>15 %</b>
Taxes et TICFE	66,3	42,1	-24,2	-37 %	42,1	0	0 %
<i>dont TICFE</i>	22,5	1	-21,5	-96 %	1	0	0 %
<b>HT</b>	<b>127,8</b>	<b>159,9</b>	<b>32,1</b>	<b>25 %</b>	<b>190,2</b>	<b>30,3</b>	<b>19 %</b>
TURPE	53,5	54,3	0,8	1 %	54,3	0	0 %
Prod et coûts ciaux	74,3	105,6	31,3	42 %	135,9	30,3	29 %
<i>dont énergie</i>	<b>49,4</b>	<b>85,7</b>	<b>36,3</b>	<b>73 %</b>	<b>116</b>	<b>30,3</b>	<b>35 %</b>

### Impacts des mesures sur la composante "Energie" du TRVE (Variation en €/MWh)



Les scénarios de base (plafond fourniture Arenh de 100 TWh à 42 €/MWh) et CRE de juin dernier conduiraient mécaniquement aux hausses du TRVE les plus fortes, la flambée des prix de marché emportant le complément de marché comme la valorisation du produit Arenh écrêté.

Dans le cadre de la suspension de l'Arenh, l'impact de l'écrêtement serait par définition éliminé. La hausse serait limitée si la base de calcul était élargie et le complément de marché différencierait les productions décarbonées et carbonées. **Dans ce cas, la hausse pourrait être à peine supérieure à 10 €/MWh, soit trois fois moindre que le 30 €/MWh induit par l'annonce du gouvernement de plafonner la hausse du TRVE à 15 % (dans les hypothèses précédemment posées).** Dans une telle situation, le rétablissement de la composante de la TICFE servant à la péréquation tarifaire (<5€/MWh) serait possible sans remettre en cause l'objectif du gouvernement.

### 3. Refonte structurelle de la régulation

---

Si des mesures ont été annoncées par l'Europe pour faire face au choc gazier (RePowerEU), les prix ont continué de grimper et ont atteint des niveaux exceptionnels, soulignant la gravité de la crise. L'organisation du marché de l'électricité est, aujourd'hui, à l'ordre du jour à la Commission européenne.

Toutefois, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), mandatée par la Commission européenne pour analyser les problèmes d'organisation des marchés électriques, considérait en avril 2022 que cette organisation « *garantit un approvisionnement en électricité efficace et sûr dans des conditions de marché relativement normales* », et à ce titre mérite d'être conservée... Cependant, l'histoire montre que les prix des ressources fossiles sont très volatiles et très sensibles à la conjoncture économique et géopolitique. De même, l'intermittence du photovoltaïque et de l'éolien implique une grande volatilité des prix dans le système tel qu'il est configuré aujourd'hui, avec des points hauts dépendants du type de production pilotable complémentaire.

Face à l'échec de l'ouverture à la concurrence, le CSE Central d'EDF demande une refonte structurelle de la régulation qui doit permettre de réconcilier les prix (flux financiers) et les coûts (flux physiques) et réduire la volatilité des prix induite par la construction des prix de marché

fondée sur les coûts de la dernière centrale appelée. Il s'agit de favoriser les importants investissements nécessaires dans le cadre de la transition écologique, de sécuriser l'approvisionnement de ce bien essentiel, vital, de première nécessité, qu'est l'électricité, avec des coûts abordables et prévisibles. Ces objectifs devant l'emporter sur le primat de la concurrence qui guide la politique européenne depuis vingt-cinq ans.

Ainsi, dans cette perspective et considérant que le dispositif de l'Arenh est supposé disparaître en 2025, le Comité Social et Économique Central d'Électricité de France propose de revoir immédiatement la formule du TRVE selon la méthode qu'il développe ici et qu'il soumet au débat public. Aussi, nous considérons que le débat doit s'étendre à une métamorphose du Tarif, sur les bases des mesures d'urgence que nous proposons, mais avec la perspective de plus long terme qui exige une rupture avec le marché.

#### 4. Annexe 1 : Détail des calculs de la composante « énergie » du tarif

En €/MWh	2022			2023					
	Bouclier tarifaire (+ 4 % TTC)	Sc. de base	Prop. CRE	Susp. Arenh Accès nuc. hist. = 60 €/MWh Base nucléaire 67 %	Susp. Arenh Accès nuc. hist. = 70 €/MWh Base nucléaire 67 %	Susp. Arenh accès ARB = nuc. + hydro fil de l'eau 75 % ; 60 €/MWh	Susp. Arenh accès ARB = nuc. + hydro fil de l'eau 75 % ; 70 €/MWh	Susp. Arenh accès ARB = 60 €/MWh + prix différencié pour complément	Susp. Arenh accès ARB = 70 €/MWh+ prix différencié pour complément
Surcoût produit Arenh écrêté		141	70						
Complément marché		75	75	75	75	51	51	15	15
Complément marché décarboné à 180 €/MWh								18	18
Surcoût produit Arenh non écrêté			5	12	19	14	21	14	21
Variation en conséquence du plafonnement	36								
<b>Variation totale / année n-1</b>		<b>180</b>	<b>114</b>	<b>51</b>	<b>58</b>	<b>29</b>	<b>36</b>	<b>11</b>	<b>19</b>

##### Principales hypothèses

- Bouclier tarifaire 2022 (4 % TTC) : variation du coût de l'électron (+ 36,3 €/MWh) compte tenu de la réduction à 1 €/MWh de la TICFE ;
- Calendrier 2023 : 600 €/MWh, complément marché : mix base 200 pointe 500 €/MWh ;
- Scénario de base actualisé : plafond Arenh 100 TWh, écrêtement 37,6 % ;
- Proposition CRE actualisée aux nouvelles conditions de marché : plafond Arenh à 130 TWh à 49,5 €/MWh ;



- Suspension de l'Arenh = plus de surcoût produit Arenh écrêté ;
- Le complément marché (25 %) est segmenté entre d'une part un complément décarboné (16 %) plafonné à 180 €/MWh et d'autre part un autre complément marché (9 %) évoluant comme le mix Base + Pointe ;
- Bouclier tarifaire 2023 (15 % TTC) : estimation de la variation du coût de l'électron, toutes choses égales par ailleurs (notamment maintien à 1 €/MWh de la TICFE).

## Annexe 2 : Simulation des évolutions du TRVE

En €/MWh	TRVE réel début d'année				TRVE "simulé" selon annonce gouvernement (hyp stabilité taxes, ticfe, turpe...)			Propositions CSEC : élargissement base (NUC + hydro fil de l'eau ; 60 €/MWh) + complément marché différencié décarboné / fossile			Proposition CSEC + péréquation tarifaire		
	2021	2022	Diff.	Var. %	2023	Diff.	Var. %	2023	Diff	Var. %	2023	Diff	Var. %
<b>TTC</b>	<b>194,1</b>	<b>202</b>	<b>7,9</b>	<b>4 %</b>	<b>232,3</b>	<b>30,3</b>	<b>15 %</b>	<b>213</b>	<b>11</b>	<b>5 %</b>	<b>218</b>	<b>16</b>	<b>8 %</b>
Taxes et TICFE	66,3	42,1	-24,2	-37 %	42,1	0	0 %	42,1	0	0 %	47,1	5	12 %
<i>dont TICFE</i>	22,5	1	-21,5	-96 %	1	0	0 %	1	0	0 %	6	5	500 %
<b>HT</b>	<b>127,8</b>	<b>159,9</b>	<b>32,1</b>	<b>25 %</b>	<b>190,2</b>	<b>30,3</b>	<b>19 %</b>	<b>170,9</b>	<b>11</b>	<b>7%</b>	<b>170,9</b>	<b>11</b>	<b>7 %</b>
TURPE	53,5	54,3	0,8	1 %	54,3	0	0 %	54,3	0	0 %	54,3	0	0 %
Prod et coûts ciaux	74,3	105,6	31,3	42 %	135,9	30,3	29 %	116,6	11	10 %	116,6	11	10 %
<i>dont énergie</i>	<b>49,4</b>	<b>85,7</b>	<b>36,3</b>	<b>73 %</b>	<b>116</b>	<b>30,3</b>	<b>35 %</b>	<b>96,7</b>	<b>11</b>	<b>13%</b>	<b>96,7</b>	<b>11</b>	<b>13 %</b>

### Annonce du gouvernement, hypothèses retenues :

- le plafonnement de la hausse du TRVE annoncé par le gouvernement à 15 % s'entend TTC, comme pour la hausse de 4 % pour 2022 ;
- le maintien de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) à 1 €/MWh, comme en 2022 ;
- la hausse se fera d'abord sur le poste « énergie » du TRVE. Dans ces conditions de stabilité des autres composantes du TRVE, l'augmentation de ce poste serait d'environ 30€/MWh (35 %). Cette hausse doit être considérée comme un maximum pour tenir l'objectif de 15 % de hausse du TRVE TTC.

Proposition du CSEC, hypothèse de stabilité de la fiscalité, du Turpe, et autres éléments. La hausse TTC du TRVE serait de 5 %.

Proposition du CSEC + péréquation tarifaire : estimation de l'impact du TRVE d'une hausse de la TICFE de 5 €/MWh pour financer la péréquation tarifaire. La hausse TTC du TRVE serait de 8 %.

Dans le cadre de la suspension de l'Arenh, l'impact de l'écrêtement serait par définition éliminé. La hausse serait limitée si la base de calcul était élargie et le complément de marché différencierait les productions décarbonées et carbonées. Dans ce cas, la hausse pourrait être à peine supérieure à 10 €/MWh, soit trois fois moindre que le 30 €/MWh induit par l'annonce du gouvernement de plafonner la hausse du TRVE à 15 % (dans les hypothèses précédemment posées). Dans une telle situation, le rétablissement de la composante de la TICFE servant à la péréquation tarifaire (<5€/MWh) conduirait à une hausse du TRVE qui serait de 8 % TTC. Sachant que la TVA actuellement maintenue à 20 % sur ce produit de nécessité qu'est l'électricité devrait faire l'objet d'un taux à 5,5 %. Autrement dit, les pouvoirs publics ont la possibilité de maîtriser les TRVE à un niveau permettant de juguler l'inflation et de protéger réellement la France de la crise économique et sociale dans laquelle elle s'enfonce.

