

17 février 2016

## Consultation publique sur la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Les tarifs réglementés de vente (TRV) sont proposés à l'ensemble des consommateurs résidant dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), conformément aux dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie.

L'article L. 337-4 dispose quant à lui que la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) « *transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

En application de l'article L. 121-5, les TRV proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de bénéficier des mêmes conditions financières d'accès à l'électricité dont le coût de production et d'acheminement est pourtant hétérogène d'un territoire à l'autre.

Le niveau de prix moyen de chacun des TRV dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire devra être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts des TRV applicables en métropole continentale, telles que définies à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Cet article L. 337-6 prévoit en outre que « *Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.* ».

La structure des tarifs permet d'envoyer aux consommateurs des signaux économiques représentatifs du fonctionnement des parcs de production et des habitudes de consommation en électricité, sur des plages de temps spécifiques. Ces caractéristiques étant très variables d'une ZNI à l'autre, elles justifient la construction, en structure, de grilles tarifaires différentes pour chaque ZNI, qui respectent toutefois le principe de péréquation tarifaire en niveau moyen.

En vue d'un mouvement tarifaire à l'été 2016, la CRE souhaite consulter les acteurs sur la construction des TRV pour chaque ZNI et plus particulièrement :

- sur une méthodologie de mise en œuvre des principes de péréquation tarifaire précisés à l'article R. 337-19 du code de l'énergie ;

- sur une méthodologie de construction de la structure des grilles tarifaires visant à donner aux consommateurs des signaux économiques adaptés à chacune des ZNI considérées.

Elle revient notamment sur l'opportunité de créer de nouveaux TRV plus représentatifs des évolutions récentes des parcs de production dans les ZNI.

À la suite de cette consultation, les choix méthodologiques retenus par la CRE seront publiés dans un rapport accompagnant la proposition des tarifs réglementés transmises aux ministres de l'énergie et de l'économie.

**Les parties intéressées sont invitées à exprimer un avis libre sur les questions ci-après. Les réponses devront parvenir, avant le 21 mars 2016 12h, sous format numérique à l'adresse suivante : [ddm.cp1@cre.fr](mailto:ddm.cp1@cre.fr).**

**Les contributions pour lesquelles les acteurs ne précisent pas qu'elles sont confidentielles pourront être publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que la confidentialité ou l'anonymat de tout ou partie de votre réponse soient garantis.**

## Synthèse

L'objectif de la présente consultation est de proposer une méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente (TRV) dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI).

**La CRE propose dans un premier temps de continuer à appliquer aux clients de moins de 36kVA les grilles tarifaires de la métropole continentale et de revoir la méthodologie de construction de la structure des tarifs pour les clients bleus+, jaunes et verts**

Les consommateurs résidentiels et petits professionnels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA, au TRV bleu, se voient aujourd'hui appliquer les mêmes grilles tarifaires que les TRV bleu de métropole continentale. La CRE propose dans un premier temps de conserver cette approche et de réétudier à l'avenir l'opportunité de créer des TRV bleus spécifiques à chaque ZNI, notamment lorsque le déploiement des compteurs nouvelle génération sera plus avancé.

La méthodologie de construction tarifaire présentée ici concerne ainsi les catégories tarifaires suivantes (pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA) :

- Clients raccordés en basse tension (BT) ayant souscrit le TRV jaune en Corse ;
- Clients raccordés en basse tension (BT) ayant souscrit le TRV bleu+ appliqué dans l'ensemble des ZNI (hors Corse)<sup>1</sup> ;
- Clients raccordés en haute tension (HTA) ayant souscrit un TRV vert. Il existe des TRV verts spécifiques à chaque ZNI.

### **Les TRV dans les ZNI doivent respecter le principe de péréquation tarifaire**

L'article R. 337-19 du code de l'énergie précise les modalités d'application du principe de péréquation tarifaire. Il prévoit que « *dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères.* »

Il est proposé que les coûts de l'électricité en métropole continentale soient déterminés à partir de l'empilement des composantes de coûts prévu à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Les évolutions des coûts de l'électricité en métropole continentale sont déterminées pour chacune des catégories tarifaires énoncées précédemment et selon des profils de consommation représentatifs de la catégorie tarifaire considérée.

Lors d'un mouvement tarifaire, pour chaque ZNI et pour chaque catégorie tarifaire, les niveaux des TRV sont ajustés de façon à suivre l'évolution des coûts de l'électricité de la métropole continentale.

---

<sup>1</sup> uniquement pour de nouveaux TRV bleus+ spécifiques à chaque ZNI, les TRV bleus+ actuels étant construits à partir des grilles tarifaires des TRV bleus de métropole continentale

La méthodologie proposée pour l'application du principe de péréquation tarifaire est présentée en détail à la partie 2.

**Les TRV dans les ZNI doivent renvoyer des signaux de prix incitant les clients à réduire leurs consommations pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée au moyen de structures tarifaires spécifiques à chaque ZNI**

La structure des TRV dans les ZNI est construite de manière à envoyer des signaux de prix représentatifs du fonctionnement des parcs de production de chaque ZNI. En particulier, le prix doit être plus élevé lors des périodes de forte tension des parcs de production, pour lesquelles le coût de l'électricité est le plus élevé. Les consommateurs ont dès lors intérêt à réduire ou reporter leur consommation vers des périodes où le système électrique est moins tendu et donc moins coûteux.

Les prix sont calculés sur certaines périodes caractéristiques de l'année appelées plages horo-saisonniers (par exemple, la période de Pointe en Martinique se compose de cinq heures par jour sauf le samedi et le dimanche, en deux périodes 8h-13h et 17h-20h.)

La dernière révision de la structure date de 2008. Les grilles tarifaires des TRV dans les ZNI ont évolué depuis lors proportionnellement aux évolutions moyennes des TRV de métropole continentale.

Le développement très important du photovoltaïque et la modification des habitudes de consommation ces dernières années justifient la révision de la structure des TRV dans les ZNI. La CRE propose de créer de nouveaux TRV pour l'ensemble des catégories tarifaires considérées, en faisant notamment évoluer les plages horo-saisonniers des TRV.

L'ensemble de ces points fait l'objet de la partie 3.1 de la consultation.

Les choix techniques de modélisation sont précisés en détail dans la partie 4, qui décrit notamment les modèles de construction du signal de prix ainsi que la méthode de retranscription de ce signal dans les grilles tarifaires.

**Compte tenu des contraintes de comptage et de systèmes d'information, la CRE propose de créer de nouveaux tarifs à partir de 2017, tout en maintenant les tarifs actuels dont la structure évoluera à plages horo-saisonniers inchangées, jusqu'à déploiement complet des compteurs « nouvelle génération »**

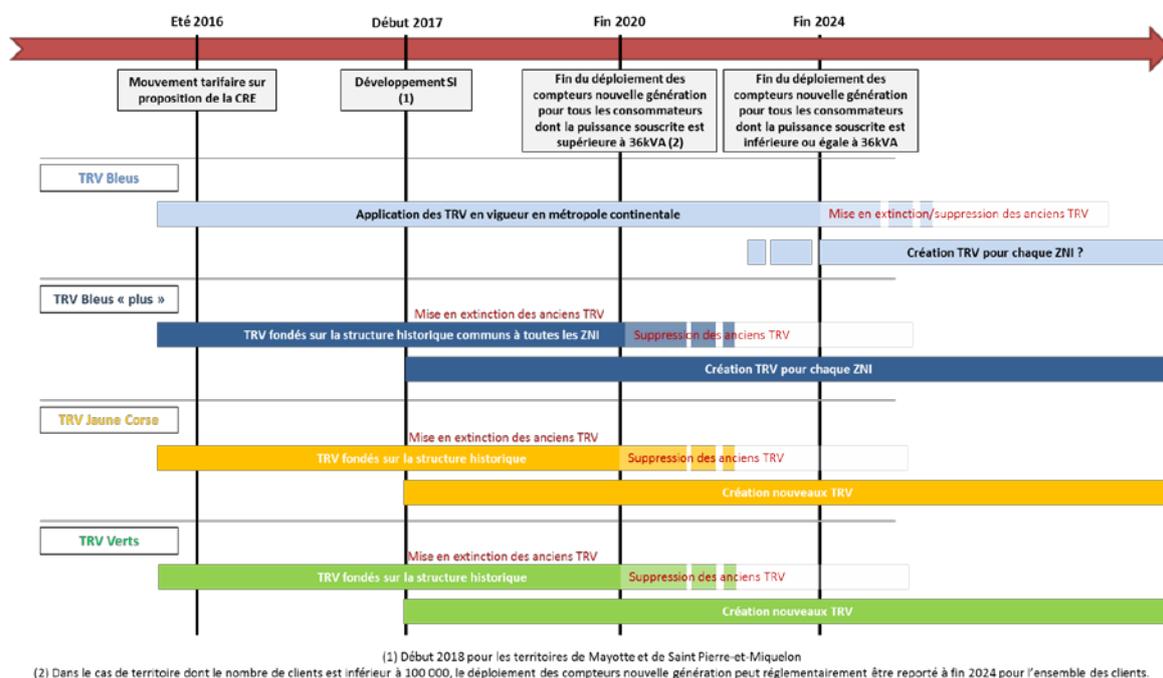
Le déploiement des compteurs « nouvelle génération », actuellement en cours, devrait s'achever en 2020 pour les clients de plus de 36 kVA. D'ici là, les compteurs ne permettent pas ou difficilement de modifier les plages horo-saisonniers de comptage. Il demeure donc nécessaire de continuer à proposer des TRV fondés sur celles-ci.

En conséquence, la CRE propose, pour chaque catégorie tarifaire, de maintenir les TRV proposés actuellement et de proposer, en parallèle, de nouveaux TRV construits pour chaque ZNI selon la méthodologie présentée dans la consultation. Pour traiter la coexistence de ces deux tarifs, des adaptations des systèmes d'information sont nécessaires ; elles seront achevées en 2017.

Les TRV proposés actuellement seront mis en extinction, puis progressivement supprimés lorsque le déploiement des compteurs nouvelle génération sera terminé. Ils feront l'objet de modifications en structure, sans modification des plages horo-saisonniers.

Afin d'éviter des variations de facture trop brusques liées aux évolutions en structure des TRV, celles-ci pourront être lissées sur plusieurs années.

La CRE propose le calendrier suivant de mise en place des nouveaux TRV :



L'ensemble de ces points sont décrits en détail à la partie 3.3 de la consultation.

**Les TRV doivent permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation et de leur facture tout en participant à la maîtrise des charges de service public.**

Lorsque les consommateurs adaptent leur consommation au signal de prix, ils réduisent le coût global pour le système électrique.

Il est proposé que le gain qui en découle soit affecté à 50% au bénéfice des consommateurs par l'intermédiaire de la baisse de leur facture et à 50% en déduction des charges de CSPE.

L'objectif consiste, d'une part, à maintenir une incitation pour le consommateur à adapter ses consommations et, d'autre part, de réduire les coûts dans ces territoires, au bénéfice de l'ensemble des redevables des charges de service public.

Ce point est détaillé à la partie 3.2 de la consultation.

<b>SYNTHESE</b>	<b>3</b>
<b>1. CARTOGRAPHIE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DANS LES ZNI</b>	<b>8</b>
<b>2. LES TARIFS EVOLUENT « DANS LES MEMES PROPORTIONS QUE LE COUT DE L'ELECTRICITE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE » AFIN DE RESPECTER LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE</b>	<b>11</b>
2.1. Définition et financement de la péréquation tarifaire dans les ZNI	11
2.2. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit une évolution des TRV dans les ZNI pour les consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA indexée sur l'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale	12
<b>3. LA STRUCTURE DES TRV PROPOSES DANS LES ZNI, TOUT EN RESTANT FONDEE SUR LA METHODE HISTORIQUE DE CONSTRUCTION D'EDF, DOIT ETRE REMISE A JOUR</b>	<b>16</b>
3.1. La structure des TRV a vocation à inciter à la maîtrise de la consommation en période de pointe	16
3.2. Les consommateurs doivent être incités à modifier leurs habitudes de consommation, afin de réduire leur facture d'électricité tout en participant à la diminution des charges de service public liées à la péréquation tarifaire	17
3.3. La structure des TRV proposés dans les ZNI doit être remise à jour du fait du développement de la production photovoltaïque et de l'évolution du comportement des consommateurs	19
3.3.1. Evolutions de la consommation et des parcs de production dans les ZNI	19
3.3.2. Contraintes de comptage et déploiement des nouveaux compteurs électroniques dans les ZNI	21
3.3.3. Contraintes de systèmes d'information	22
3.3.4. La CRE envisage de créer de nouveaux TRV selon des calendriers spécifiques à chaque catégorie tarifaire	22
3.3.5. Les tarifs réglementés doivent envoyer aux consommateurs un signal économique stable dans le temps.	25
3.3.6. En parallèle à la création des nouveaux TRV, la CRE proposera un ajustement de la structure des TRV actuels jaunes et verts tant qu'ils ne sont pas supprimés	25
3.3.7. Cas particuliers	25
3.4. Calendrier proposé	27
<b>4. METHODOLOGIE DETAILLEE D'ELABORATION DES GRILLES TARIFAIRES</b>	<b>28</b>
4.1. La structure en énergie des TRV est déterminée selon un signal de prix correspondant aux coûts marginaux horaires construits à partir d'un parc de production ajusté à la demande prévisionnelle	28
4.1.1. Construction du signal de prix horaire	28

4.1.2.	Construction de la structure en énergie des TRV	32
4.2.	La structure de la part acheminement des TRV est déterminée par affectation d'une option du TURPE vers chaque catégorie de consommateurs considérée	37
4.3.	Les grilles tarifaires obtenues sont ajustées de façon à respecter le principe de péréquation tarifaire	39
	<b>ANNEXE A : MODELES STOCHASTIQUES DE GENERATION DES CHRONIQUES HORAIRES DE DEMANDE ET DE PRODUCTION FATALE ET INTERMITTENTE</b>	<b>41</b>
	<b>ANNEXE B : METHODE D'ELABORATION DES CHRONIQUES HORAIRES DE DISPONIBILITE DES CENTRALES DE PRODUCTION THERMIQUES ET HYDRAULIQUES</b>	<b>46</b>
	<b>ANNEXE C : CALCUL DES COEFFICIENTS DE PUISSANCE REDUITE DES TRV</b>	<b>48</b>
	<b>ANNEXE D : APPLICATION DE LA MAJORATION LIEE A L'OCTROI DE MER A LA PART VARIABLE DES TRV</b>	<b>51</b>

## 1. Cartographie des tarifs réglementés de vente dans les ZNI

La CRE a la responsabilité de proposer des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs de certains territoires non interconnectés au réseau de la métropole continentale, dont les principaux sont présentés ci-dessous.

Fournisseur historique	Zone non interconnectée	Nombre de sites (en milliers)	Consommation (en TWh)
EDF SEI	CORSE	258	1,9
	GUADELOUPE	259	1,8
	GUYANE (dont sites isolés <sup>2</sup> )	73	0,8
	MARTINIQUE	221	1,4
	REUNION (dont sites isolés <sup>2</sup> )	428	2,6
	SAINT PIERRE ET MIQUELON	4	<0,1
EDM	MAYOTTE	38	0,3
EEWF	WALLIS-ET-FUTUNA <sup>3</sup>	NA	NA

Tableau 1 Nombre de sites et consommation des clients dans les zones non interconnectées au réseau de la métropole continentale (données fin 2014)

Dans la suite du document, l'expression « Zones non interconnectées (notée ZNI) » fera référence à l'ensemble des territoires présentés dans le tableau ci-dessus.

Actuellement, les consommateurs situés dans les ZNI se voient proposer les tarifs réglementés de vente suivants (notés TRV) :

<sup>2</sup> L'article R. 337-18 du code de l'énergie prévoit la création de tarifs en Guyane et à la Réunion pour les sites de faible puissance, non raccordés au réseau de distribution local : « Dans les sites isolés des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental de Guyane et de La Réunion, un tarif réglementé de vente de l'électricité spécifique peut être proposé aux consommateurs finals dont la puissance souscrite est strictement inférieure à 3 kVA et qui sont raccordés à un micro réseau basse tension non raccordé au réseau public de distribution. »

<sup>3</sup> L'article 214 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que les consommateurs de Wallis et Futuna puissent bénéficier de tarifs réglementés de vente. Il indique notamment que « II - Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont, dans un délai qui ne peut excéder cinq ans à compter de la promulgation de la présente loi, progressivement alignés sur ceux de la métropole. Une fois l'alignement réalisé, et au plus tard à l'expiration du délai de cinq ans mentionné à la première phrase du présent II, les tarifs en vigueur en métropole s'appliquent à Wallis-et-Futuna. ». Une ordonnance devrait préciser la méthode de convergence des tarifs actuels vers des tarifs respectant le principe de péréquation tarifaire d'ici cinq ans.

Niveau de tension	Basse Tension	Basse Tension	Haute Tension A
Puissance souscrite	≤36kVA	>36kVA	
<b>CORSE</b>	Options base et Heures Pleines Heures Creuses des tarifs bleus métropole résidentiels et non résidentiels	Jaune CORSE	Vert Corse 5 postes
<b>GUADELOUPE</b>			Verts Corse 3 postes (en extinction)
<b>GUYANE</b>			Vert Guadeloupe 3 postes
<b>MARTINIQUE</b>		Tarif Bleu+ <sup>4</sup>	Vert Guyane 3 postes
<b>REUNION</b>			Vert Martinique 3 postes
<b>SAINT PIERRE ET MIQUELON</b>			Vert Réunion 5 postes
<b>MAYOTTE</b>		Tarif Bleu universel jusqu'à 120kVA <sup>4</sup>	Vert SPM 3 postes <sup>5</sup>
<b>WALLIS-ET-FUTUNA</b>	Tarifs spécifiques à Wallis-et-Futuna non péréqués <sup>3</sup>		

Tableau 2 TRV actuellement proposés aux consommateurs dans les ZNI

Ces TRV se répartissent de la façon suivante par catégorie tarifaire pour les ZNI gérées par EDF SEI :

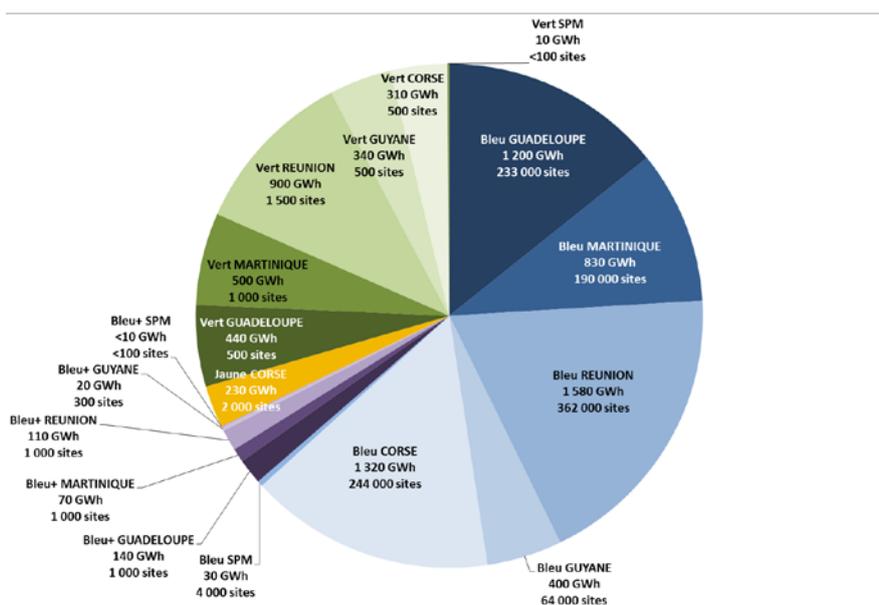


Figure 1 Répartition des consommations pour les clients des ZNI gérées par EDF SEI par catégorie tarifaire à la fin de l'année 2014

NB : Les catégories tarifaires correspondent aux couleurs tarifaires – à savoir : bleu, bleu+, jaune et vert.

**Les consommateurs dans les ZNI ont des habitudes de consommations structurellement différentes de celles des consommateurs de métropole continentale**

<sup>4</sup> Le TRV Bleu+ et le tarif Bleu universel pour Mayotte correspondent au tarif bleu non résidentiel 36kVA (Base ou HPHC) de métropole continentale dont l'abonnement est majoré d'un terme proportionnel à la puissance supplémentaire souscrite.

<sup>5</sup> Pour la version CU, le TRV vert appliqué à Mayotte ne présente que 2 postes.

Dans les ZNI, la part du secteur tertiaire est plus importante qu'en métropole continentale, ce qui implique que la forme globale de la consommation de ces clients est différente par rapport à celle de la métropole continentale.

De même, les TRV jaunes et verts en métropole continentale et dans les ZNI sont conçus pour permettre aux consommateurs de souscrire des niveaux de puissance différents suivants la période de l'année. La souscription d'un dénivelé de puissance permet au consommateur d'optimiser le montant de sa facture. Dans les ZNI, la majorité des sites n'ont pas souscrit à de tels dénivelés de puissance alors que près de 40% des sites en métropole continentale l'ont fait.

Enfin, les consommateurs des ZNI ont des durées d'utilisation sur l'année inférieures à celles des consommateurs en métropole continentale. La durée d'utilisation d'un consommateur correspond au ratio entre l'énergie qu'il a consommé sur l'année et sa puissance. Ainsi, un consommateur appelant la même puissance chaque heure de l'année aura une durée d'utilisation maximale de 8760 heures.

**Les TRV appliqués dans les ZNI présentent certaines caractéristiques de prix spécifiques, différentes de celles de la métropole continentale**

Les TRV proposés dans les ZNI, tout en respectant le principe de péréquation tarifaire en niveau (présenté à la partie 2.2) présentent des caractéristiques de prix spécifiques relatives à la fiscalité appliquée dans ces territoires et aux options tarifaires proposées aux consommateurs.

Les parts variables (composantes des TRV dépendant de la consommation en énergie) de l'ensemble des TRV sont majorées d'un terme en €/MWh lié à l'octroi de mer qui est une taxe appliquée dans les régions d'outre-mer<sup>6</sup>.

Par ailleurs, il n'existe pas de signal de pointe mobile dans les ZNI. Les fournisseurs historiques n'y proposent pas de TRV de type Tempo et EJP (effacement jours de pointe) comme c'est le cas en métropole continentale. Les consommateurs dans les ZNI peuvent uniquement souscrire une option Base (ou éventuellement une option Heure Pleine - Heure Creuse pour les TRV bleus et Bleus+).

---

<sup>6</sup> L'annexe D revient sur la définition de cette taxe et détaille les taux affichés dans les derniers arrêtés tarifaires.

## **2. Les tarifs évoluent « dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité en France métropolitaine continentale » afin de respecter le principe de péréquation tarifaire**

### **2.1. Définition et financement de la péréquation tarifaire dans les ZNI**

Les coûts de fourniture et d'acheminement de l'électricité sont plus élevés sur le territoire des ZNI qu'en métropole continentale.

L'article L. 121-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de bénéficier des mêmes conditions financières d'accès à l'électricité dont le coût de production et d'acheminement est pourtant hétérogène d'un territoire à l'autre. Ainsi, les TRV dans les ZNI sont fixés à un niveau de prix représentatif de ceux de la métropole continentale, selon une méthode présentée ci-après.

En parallèle, les surcoûts de fourniture et d'acheminement<sup>7</sup> de chaque ZNI sont financés par :

- La CSPE (contribution au service public de l'électricité) pour la part fourniture, qui comprend la production et la gestion de la clientèle<sup>8</sup> ;
- Le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) pour la part acheminement.

Les surcoûts de fourniture, c'est-à-dire la différence entre les coûts de production et de gestion de la clientèle dans les ZNI et les recettes associées à la part fourniture du TRV sont estimés à 1 774 millions d'euros, au titre de l'année 2015, soit 28 % des charges totales de la CSPE<sup>9</sup>. Les coûts de fourniture dans les ZNI sont de l'ordre de cinq fois plus importants que ceux de la métropole continentale.

Les charges annuelles nettes d'acheminement sur les territoires d'EDF SEI sont estimées à 511 millions d'euros par an à tarifier en moyenne sur la période de 2014 à 2017<sup>10</sup>. Les coûts d'acheminement dans les ZNI sont environ une fois et demie plus importants que ceux de la métropole continentale.

---

<sup>7</sup> C'est-à-dire la différence entre les coûts réels du fournisseur (fonctionnement des parcs de production, gestion de la clientèle et charges d'acheminement) avec les recettes générées par les TRV (dont les prix sont représentatifs de ceux de la métropole continentale).

<sup>8</sup> La CSPE est supprimée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016. Le financement des charges de service public de l'électricité (y.c. les surcoûts de fourniture résultant de la péréquation tarifaire dans les ZNI) subit une réforme de fiscalité énergétique introduite par la loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015. En attendant la finalisation de cette réforme, la notion de la CSPE continue d'être employée dans la suite de la consultation.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015. Les charges présentées incluent les charges de péréquation tarifaire et de soutien aux ENR dans les ZNI.

<sup>10</sup> Délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

## **2.2.L'article R. 337-19-1 du code de l'énergie prévoit une évolution des TRV dans les ZNI pour les consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA indexée sur l'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale**

Les clients bleus résidentiels et non résidentiels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA dans les ZNI se voient proposer les options Base et Heures Pleines-Heures Creuses du tarif bleu en vigueur en métropole continentale. Aucun TRV bleu spécifique n'est proposé dans les ZNI pour cette catégorie tarifaire. La partie 3.3 revient plus en détail sur ce point et précise pourquoi, à court terme, il est envisagé de conserver cette approche. Les TRV bleus proposés dans les ZNI pour les clients de moins de 36 kVA demeurent donc identiques à ceux en vigueur en métropole continentale.

En ce qui concerne les TRV proposés aux consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36kVA, l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie précise la méthode d'application du principe de péréquation tarifaire. Il prévoit que *« dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, par catégorie tarifaire, dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères. »*

Les grilles tarifaires des TRV pour les consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA doivent ainsi évoluer à chaque mouvement tarifaire de façon à ce que les recettes moyennes issues de la facturation de ces consommateurs suivent un pourcentage représentatif de l'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale.

Cette évolution dite « en niveau » sera différenciée par catégorie tarifaire, à savoir bleu+, jaune, vert, et appliquée aux TRV en vigueur dans chaque ZNI.

Il est à noter que les TRV bleus+ sont actuellement construits à partir des grilles tarifaires des TRV bleu non résidentiels de métropole continentale auxquelles est ajoutée une majoration de la part abonnement. Ces TRV suivent les évolutions des grilles des TRV bleus de la métropole continentale. La méthodologie présentée ci-après ne concerne en conséquence pas les tarifs bleus+ proposés actuellement. La partie 3.3 revient par ailleurs sur l'opportunité de créer de nouveaux TRV bleus+, dont la structure ne suivrait plus celle des tarifs bleus de métropole continentale mais serait construite selon cette nouvelle méthodologie.

La suite de cette partie ne concerne ainsi que les catégories tarifaires correspondant aux tarifs jaunes appliqués en Corse, aux tarifs verts de chaque ZNI et également aux nouveaux tarifs bleus+ de chaque ZNI.

La méthodologie proposée par la CRE pour l'application du principe de péréquation tarifaire aux TRV dans les ZNI se décompose en plusieurs étapes, et ce, pour chaque catégorie tarifaire prise indépendamment :

1. Détermination du coût de l'électricité en métropole continentale pour un profil de consommation représentatif et selon les conditions économiques à la date du dernier mouvement tarifaire ;
2. Détermination du coût de l'électricité en métropole continentale pour le même profil de consommation et selon les conditions économiques prévisionnelles à la date du prochain mouvement tarifaire ;
3. Détermination du pourcentage d'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale entre les deux mouvements tarifaires à partir des coûts calculés aux étapes 1 et 2 ;
4. Détermination des recettes tarifaires pour chaque ZNI issues de la facturation des consommateurs ayant souscrit les TRV alors en vigueur dans les ZNI ;
5. Détermination des recettes tarifaires cibles en niveau pour chaque ZNI qui correspondent aux recettes calculées à l'étape 4 modifiées du pourcentage d'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale déterminé à l'étape 3. Ce niveau cible doit tenir compte des bénéfices liés à des changements de comportement de consommation des clients, comme détaillé au 3.2 ci-après ;
6. Ajustement des grilles tarifaires de chaque ZNI construites pour le mouvement tarifaire à venir, de façon à ce que les recettes issues de ces nouveaux TRV correspondent aux recettes cibles en niveau calculées à l'étape 5. Cette dernière étape est détaillée dans la partie 4.3.

Q1 : Cette méthodologie vous semble-t-elle traduire le principe de péréquation tarifaire tel qu'énoncé à l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie?

Pour réaliser les étapes listées ci-avant, il est nécessaire de préciser :

- les composantes de coûts prises en compte dans les étapes 1 et 2 pour le calcul du coût de l'électricité ;
- les profils de consommation en métropole continentale utilisés dans le calcul des coûts de l'électricité des étapes 1 et 2 et représentatifs des catégories tarifaires considérées ;
- les données de consommation des clients dans chaque ZNI et pour chaque catégorie tarifaire utilisées pour le calcul des recettes de l'étape 4.

Ces trois points sont explicités dans les sous-parties ci-dessous.

### **Composantes de coûts prises en compte dans les étapes 1 et 2 pour le calcul du coût de l'électricité**

En application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont construits en métropole continentale par empilement des composantes suivantes<sup>11</sup> :

*« Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.*

---

<sup>11</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les consommateurs, en métropole continentale, souscrivant une puissance supérieure à 36kVA ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente.

*Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.»*

L'article R. 337-19 du code de l'énergie précise cet article.

Dès lors, pour le calcul du pourcentage d'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale, la CRE propose par analogie de retenir une référence de coûts de l'électricité fondée sur l'empilement de ces différentes composantes.

La méthodologie retenue pour évaluer les composantes de coûts relatives à l'énergie, à la capacité et à l'acheminement serait identique à celle utilisée pour la construction des TRV en métropole continentale.

Concernant les coûts commerciaux retenus, et étant donné qu'il n'existe plus de valeur de référence pour les TRV en métropole continentale pour les TRV dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA, la CRE propose de retenir les valeurs de coûts commerciaux d'EDF telles que présentées dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité publié le 15 juillet 2015, en les faisant évoluer selon l'inflation.

Enfin, la CRE propose de retenir un niveau de rémunération normale égal à celui de l'arrêté du 30 juillet 2015 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, à savoir 1,5 €/MWh pour les TRV jaunes (et également pour les nouveaux TRV bleus+) et 1,0 €/MWh pour les TRV verts.

Q2 : Les composantes de coûts retenues traduisent-elles bien selon vous le coût de l'électricité en métropole continentale ?

### **Choix des profils de consommation en métropole continentale, utilisés dans le calcul des coûts de l'électricité des étapes 1 et 2, et représentatifs des catégories tarifaires considérées**

Pour les consommateurs ayant souscrit un TRV jaune ou un TRV vert dans une ZNI, il n'est proposé qu'une seule option tarifaire. Il est envisagé de retenir, pour l'évaluation des coûts de l'électricité en métropole continentale, les profils de consommation suivants :

- le profil ENT 1 pour les tarifs jaunes, qui est représentatif du comportement moyen des consommateurs en métropole continentale qui souscrivaient à un TRV jaune option Base. Ce même profil pourrait être retenu pour les nouveaux tarifs bleus+ qui sont, à l'instar des clients au TRV jaunes, des clients raccordés en basse tension et souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA ;
- le profil ENT 3 pour les tarifs verts, qui est représentatif du comportement moyen des consommateurs en métropole continentale qui souscrivaient à un TRV vert A option A5 Base.

Q3 : Les profils de consommation retenus pour évaluer les coûts de l'électricité en métropole continentale vous semblent-ils suffisamment représentatifs des catégories tarifaires considérées ?

#### **Données de consommation des clients dans chaque ZNI et pour chaque catégorie tarifaire utilisées pour le calcul des recettes de l'étape 4**

La CRE propose de calculer les recettes tarifaires pour chaque ZNI à partir des bases de données de facturation utilisées par les fournisseurs historiques. Ces bases de données sont transmises à la CRE annuellement.

Ces bases de données ne sont pas retraitées à température normale, c'est-à-dire qu'elles ne sont pas corrigées des effets climatiques. En particulier, les consommations des clients sont variables d'une année à l'autre dès lors que l'année a été relativement plus froide ou plus chaude. Une solution pour remédier à ce problème serait de prendre une moyenne des consommations sur plusieurs années, afin de lisser ces effets. Toutefois, les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA sont en moyenne relativement peu thermosensibles (par rapport à des consommateurs résidentiels notamment).

Dans la suite de la consultation, il est proposé de créer de nouveaux TRV dans les ZNI plus adaptés au fonctionnement actuel des parcs de production et aux nouveaux comportements de consommation. Ces TRV présenteraient des périodes de comptage différentes de celles pratiquées aujourd'hui. Il ne pourrait donc être question d'utiliser les bases de données de facturation évoquées ci-dessus et construites selon les périodes de comptage en vigueur aujourd'hui. Une solution retenue par la CRE est de repartir des courbes de consommation horaires relevées par les fournisseurs historiques pour chaque catégorie tarifaire considérée. La CRE veillera toutefois à ce que les données transmises soient suffisamment fiables et complètes pour réaliser les calculs.

NB : Dans le cas où de nouveaux TRV seraient créés, ceux-ci devraient présenter des recettes, évaluées éventuellement à partir des courbes de consommation horaires, correspondant aux recettes cibles calculées à l'étape 5 et à la catégorie tarifaire considérée.

### **3. La structure des TRV proposés dans les ZNI, tout en restant fondée sur la méthode historique de construction des TRV, doit être remise à jour**

#### **3.1. La structure des TRV a vocation à inciter à la maîtrise de la consommation en période de pointe**

Les clients en métropole continentale et dans les ZNI consomment différemment d'une heure de la journée à l'autre, et dans certains cas d'une période de l'année à l'autre. Ces comportements de consommation dits « horo-saisonniers » induisent l'appel de moyens de production plus ou moins coûteux tout au long de l'année suivant le niveau de demande en électricité à chaque instant<sup>12</sup>.

Les moyens de production les moins chers sont appelés en premier lieu pour satisfaire la demande en électricité des consommateurs. Lorsque la demande devient importante, des moyens de production de plus en plus coûteux sont appelés.

Afin de réduire la consommation aux périodes les plus coûteuses, les TRV sont construits de façon à transmettre un signal de prix aux consommateurs incitatif et cohérent avec la réalité physique et économique du fonctionnement du parc de production. L'objectif est de donner aux consommateurs une incitation à réduire leur consommation pendant les périodes les plus tendues pour le système électrique, ou à déplacer leur consommation vers les heures où les prix sont les plus faibles, et ainsi lisser les pointes de consommation.

Le signal de prix envoyé aux consommateurs par les TRV est fondé historiquement sur la notion de coût marginal de production – c'est-à-dire le coût de la production d'une unité supplémentaire, l'unité dite marginale. Le consommateur au TRV qui consomme de l'énergie paie dans ce cas un prix représentatif du surcoût qu'il induit sur le système électrique par la consommation de cette énergie.

La construction détaillée des TRV dans les ZNI proposée en partie 4 de la consultation repose sur le principe de tarification aux coûts marginaux de production.

Par ailleurs, pour que les TRV soient les plus lisibles possibles, ceux-ci ne présentent qu'un nombre limité de prix différents sur des périodes de l'année bien définies, dites plages horo-saisonniers, de manière à ce que :

- la différence de prix entre les plages horo-saisonniers soit suffisamment importante, afin que l'intérêt à réduire ou reporter la consommation soit conséquent pour le consommateur ;
- les variations des coûts marginaux de production à l'intérieur d'une même plage horo-saisonnaire soient les plus faibles possibles afin que le prix reflète au mieux l'état du système sur cette plage de temps.

Les composantes des TRV relatives à chaque plage horo-saisonnaire seront désignées par la suite par l'expression « postes horo-saisonniers ».

---

<sup>12</sup> La disponibilité des moyens de production ou le niveau de production intermittente à chaque heure de l'année sont également des paramètres qui impactent les stratégies d'appel des moyens de production.

Par ailleurs, si une part des coûts intégrés aux TRV ne dépend que de la puissance souscrite du consommateur (en €/kW/an), une autre part des coûts est variable et dépend de sa consommation (en €/MWh). Ainsi, les TRV sont construits de manière binôme entre d'un côté un abonnement, et de l'autre une part variable fonction de la consommation du client (éventuellement différenciée par postes horo-saisonniers). Aussi, il s'agira par la suite de bien identifier les coûts relatifs à l'abonnement et ceux relatifs à la part variable des TRV.

Le choix des plages horo-saisonniers, la détermination des prix par poste horo-saisonnier et la séparation entre un abonnement et des parts variables, définissent intégralement la structure des TRV<sup>13</sup>.

### **3.2. Les consommateurs doivent être incités à modifier leurs habitudes de consommation afin de réduire leur facture d'électricité, tout en participant à la diminution des charges de service public liées à la péréquation tarifaire**

L'adaptation de la consommation des clients au signal de prix renvoyé par les TRV (par exemple, une réduction de la consommation aux heures de pointe), induit une baisse du niveau de leur facture.

Plus généralement, le gain  $G_A$  correspondant à la réduction du niveau des factures de l'ensemble des clients, correspondant à l'adaptation de leur consommation au signal de prix des TRV, peut être déterminé en calculant la différence entre :

- la valorisation des TRV de l'année A avec la base de données de consommation des clients de l'année A-1 ;
- la valorisation des TRV de l'année A avec la base de données de consommation des clients de l'année A.

En règle générale, les bases de données de consommation les plus récentes disponibles à une année A sont celles de l'année A-1. En effet, les données en question correspondent aux données de consommation relevées pour une année calendaire complète et ne sont donc accessibles qu'une fois l'année révolue.

Symboliquement, ce calcul sera noté par la suite :

$$G_A = TRV_A * BDD_{A-1} - TRV_A * BDD_A$$

L'opérateur \* dans la formule  $TRV * BDD$  représente le calcul de la valorisation des tarifs TRV avec les données de consommation de la base de données BDD. Cette valorisation est égale aux recettes issues de ces TRV et pour ces mêmes données de consommation.

Il pourrait être décidé que les recettes cibles définies à l'étape 5 de la partie 2.2 soient calculées de façon à ce que le gain induit sur la facture des consommateurs par l'adaptation de leur consommation soit entièrement laissé à leur bénéfice lors des mouvements tarifaires suivants.

---

<sup>13</sup> Le niveau et la structure des TRV en métropole continentale ne sont plus construits selon un signal de prix fondé sur les coûts marginaux du parc de production de l'opérateur historique. Cette construction ne reflète pas les caractéristiques d'approvisionnement des fournisseurs sur un marché désormais ouvert à la concurrence en métropole continentale. Les TRV sont dès lors construits de manière à être contestables le plus finement possible par des offres d'électricité proposées par des fournisseurs nouveaux entrants en se fondant sur les caractéristiques d'approvisionnement en électricité propre au marché de métropole continentale.

Comme indiqué plus haut, les TRV seront ensuite mis à niveau, selon le principe de péréquation tarifaire, pour que les recettes qu'ils génèrent soient égales aux recettes cibles.

La formule ci-dessous précise schématiquement cette construction dans le cas de la mise à niveau des  $TRV_{A+1}$  pour l'année A+1 :

$$\begin{aligned} \text{Recettes cibles}_{A+1} &= TRV_{A+1} * BBD_A \\ &= [TRV_A * BBD_A] \times \%_{A \rightarrow A+1}^{MC} \\ &= ([TRV_A * BBD_{A-1}] - G_A) \times \%_{A \rightarrow A+1}^{MC} \end{aligned}$$

avec  $\%_{A \rightarrow A+1}^{MC}$  le pourcentage d'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale entre l'année A et l'année A+1

En d'autres termes,

$$\text{Recettes cibles}_{A+1} = (\text{Recettes cibles}_A - G_A) \times \%_{A \rightarrow A+1}^{MC}$$

Toutefois, les TRV proposés aux clients dans les ZNI sont très en-deçà des coûts réels de fonctionnement des systèmes électriques sur ces territoires. Comme évoqué précédemment, les surcoûts induits sont financés pour partie par la CSPE et pour partie par le TURPE payés par l'ensemble des consommateurs des ZNI et de la métropole continentale. Les TRV ne représentent ainsi pas le niveau d'incitation économique réel de maîtrise de la demande en énergie sur ces territoires, et ce *a fortiori* aux heures les plus chères, en ce qu'ils ne traduisent pas l'entière des coûts de fonctionnement du parc de production. En effet, les consommateurs seraient d'autant plus incités à réduire leur consommation s'ils payaient le coût réel de fourniture de l'électricité sur ces territoires.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit en outre que « *la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée* ».

À cet effet, la CRE propose que les consommateurs dans les ZNI participent à la réduction des coûts pour la collectivité en redistribuant une partie du gain évoqué précédemment au profit d'une diminution des charges de la CSPE. Ce choix entraîne une légère augmentation du niveau des recettes cibles.

La CRE considère qu'une répartition à 50-50 des gains entre le consommateur des ZNI et la CSPE serait pertinente. Elle permet de laisser au consommateur le bénéfice d'une partie du gain lié à son comportement vertueux, tout en le faisant participer à l'effort global de réduction des coûts pour la collectivité liés au principe de péréquation tarifaire.

La formule précédente relative au calcul des recettes cibles devient dès lors :

$$\text{Recettes cibles}_{A+1} = (\text{Recettes cibles}_A - 50\% \times G_A) \times \%_{A \rightarrow A+1}^{MC}$$

À noter que dans le cas où  $G_A$  serait négatif, la totalité des malus serait alors laissé aux clients. Dans ce cas, ce serait la première formule qui s'appliquerait.

Q4 : Que pensez-vous du choix d'affecter une partie des gains liés aux comportements vertueux des consommateurs à la réduction des charges de service public, ce afin de participer à l'effort général de réduction des coûts pour la collectivité des consommateurs ?

### **3.3.La structure des TRV proposés dans les ZNI doit être remise à jour du fait du développement de la production photovoltaïque et de l'évolution du comportement des consommateurs**

Chacune des composantes des TRV proposés dans les ZNI (abonnement et parts variables) a été réévaluée à chaque mouvement tarifaire, depuis 2008, selon le pourcentage d'évolution moyen de la catégorie tarifaire considérée en métropole continentale. Ainsi, aucune évolution de la structure de ces TRV n'est intervenue depuis cette année-là.

Le développement récent et conséquent de la production photovoltaïque dans les ZNI ainsi que l'évolution des habitudes de consommation induisent des modifications substantielles du fonctionnement du parc de production et donc de ses coûts de fonctionnement. En particulier, dans certaines ZNI, les coûts de production du matin ont été réduits sensiblement par le développement de la production photovoltaïque, justifiant une baisse des prix de vente à cette même heure.

La CRE envisage en conséquence de procéder à une remise à jour de la structure des tarifs réglementés dans les ZNI afin d'intégrer ces évolutions selon les échéances et la méthodologie décrites dans la suite du document.

#### **3.3.1. Evolutions de la consommation et des parcs de production dans les ZNI**

Pour réaliser cette refonte de la structure tarifaire, la CRE propose de retenir les hypothèses présentées dans les bilans prévisionnels réalisés pour chaque ZNI ou dans tout document de programmation pluriannuelle de l'énergie disponibles à date pour :

- les investissements prévisionnels dans le parc de production ;
- les caractéristiques de consommation - niveau moyen et pointe moyenne.

Le Tableau 3 présente, pour information, les évolutions prévisionnelles de consommation et de la pointe de consommation par ZNI selon le scénario de « référence MDE » explicité dans les bilans prévisionnels d'EDF SEI (version mise à jour en 2015) :

	Consommation 2015	Consommation 2020	Evolution	Pointe annuelle moyenne 2015	Pointe annuelle moyenne 2020	Evolution
<b>Corse</b>	2254 GWh	2440 GWh	8,3%	502 MW	542 MW	8,0%
<b>Guadeloupe</b>	1754 GWh	1863 GWh	6,2%	253 MW	275 MW	8,7%
<b>Guyane</b>	879 GWh	1026 GWh	16,7%	130 MW	154 MW	18,5%
<b>La Réunion</b>	2901 GWh	3172 GWh	9,3%	471 MW	517 MW	9,8%
<b>Martinique</b>	1569 GWh	1684 GWh	7,3%	242 MW	262 MW	8,3%

Tableau 3 Evolutions de la consommation annuelle moyenne et de la pointe moyenne par ZNI entre 2015 et 2020 selon le scénario « référence MDE » présentées dans les bilans prévisionnels d'EDF SEI (versions mises à jour en 2015)

La consommation à la pointe augmente plus rapidement que la consommation moyenne. Cela impacte notamment les niveaux de prix des TRV appliqués sur les périodes de pointe de consommation.

Par ailleurs, la puissance installée des centrales de production fatale et intermittente a évolué très fortement ces dernières années comme illustrée à Figure 2 ci-dessous pour la production photovoltaïque. Ce développement, en particulier du photovoltaïque, tend à diminuer les coûts de production en journée, et donc le prix des postes horo-saisonniers de la journée.

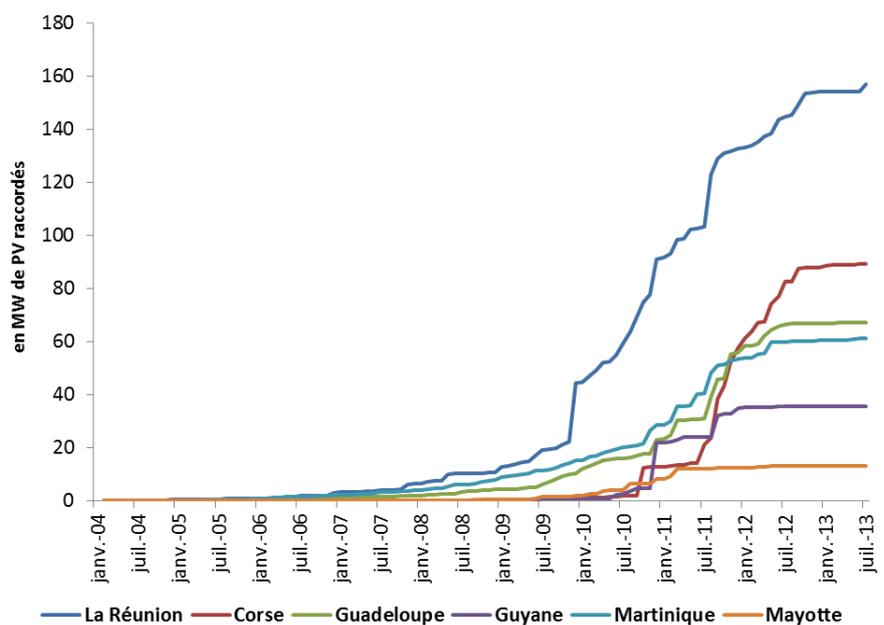


Figure 2 Evolution de la puissance raccordée des centrales photovoltaïques depuis 2004

Les prévisions d'évolution de la puissance des centrales de production fatale et intermittente ne sont pas présentées à l'heure actuelle dans les bilans prévisionnels d'EDF SEI. Le cas échéant, la CRE retiendra les hypothèses inscrites dans les programmations pluriannuelles de l'énergie.

Enfin, s'il n'existe pas de programmation pluriannuelle de l'énergie, la CRE retient l'hypothèse que la puissance installée de ces centrales évolue dans les mêmes proportions que la demande

prévisionnelle prévue dans les bilans prévisionnels dans les ZNI. Le plafond de 30% d'énergie fatale et intermittente<sup>14</sup> a déjà été atteint certaines heures de l'année dans les ZNI.

### 3.3.2. Contraintes de comptage et déploiement des nouveaux compteurs électroniques dans les ZNI

L'article R. 341-8 du code de l'énergie prévoit en métropole continentale et dans les ZNI le déploiement de nouveaux systèmes de comptage selon le calendrier ci-dessous :

*« D'ici au 31 décembre 2020, 80 % au moins des dispositifs de comptage des installations d'utilisateurs raccordées en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères sont rendus conformes aux prescriptions de l'arrêté prévu à l'article R. 341-6, dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024.*

*D'ici au 31 décembre 2020, tout gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité desservant cent mille clients et plus ainsi que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité rend, pour les installations d'utilisateurs raccordées en basse tension (BT) pour des puissances supérieures à 36 kilovoltampères ou raccordées en haute tension (HTA ou HTB), conformes aux prescriptions de l'arrêté prévu à l'article R. 341-6 la totalité des dispositifs de comptage mis en place aux points de raccordement à ses réseaux concédés.*

*D'ici au 31 décembre 2024, tout gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité desservant moins de cent mille clients rend, pour toutes les installations d'utilisateurs raccordées en basse tension (BT) pour des puissances supérieures à 36 kilovoltampères ou en haute tension (HTA), conformes aux prescriptions de l'arrêté prévu à l'article R. 341-6 au moins 90 % des dispositifs de comptage mis en place aux points de raccordement à ses réseaux concédés. »*

Dans ce cadre, l'ensemble des clients ayant souscrit des TRV « bleus », qui sont raccordés en basse tension et dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, devront réglementairement être équipés de compteur de type « Linky » au plus tard fin 2024.

De même, dès la fin de l'année 2020<sup>15</sup>, les clients ayant souscrits des TRV « Bleus+ », qui sont raccordés en basse tension et dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA seront progressivement équipés de nouveaux compteurs respectant les prescriptions de l'arrêté prévu à l'article R. 341-6 du code de l'énergie. Ces clients sont actuellement équipés de compteurs CBE, CVE et SL7000.

Enfin, à la fin de l'année 2020<sup>15</sup>, les clients ayant souscrit un TRV jaune en Corse ou un TRV vert dans les ZNI vont également être équipés de nouveaux compteurs. Actuellement, les consommations de ces clients sont mesurées au moyen des trois catégories de compteurs :

---

<sup>14</sup> Selon l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 : « Toute installation de production dont la puissance Pmax est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau ». Au-delà de 30%, l'hypothèse retenue dans le modèle est que les moyens de production intermittente qui ont été installés le plus récemment sont déconnectés du système électrique.

<sup>15</sup> À la fin de l'année 2024 pour les gestionnaires de réseau ayant moins de 100 000 clients. A noter qu'EDF SEI est considéré comme étant un gestionnaire de réseau de plus de 100 000 clients sur l'ensemble des ZNI qu'il gère.

- Electromécanique : EMK ;
- Electronique ancienne génération : CVE et ICE (pour les clients verts) et CJE (pour les clients jaunes en Corse) ;
- Electronique nouvelle génération : PME-PMI.

Les compteurs électromécaniques sont les plus anciens compteurs encore en fonctionnement dans les ZNI pour ces clients. Le gestionnaire de réseau n'a plus la possibilité de modifier les plages horo-saisonniers sur ces tarifs. Ces compteurs ne permettent pas non plus le comptage des dépassements quadratiques de puissance prévu aujourd'hui réglementairement.

Les compteurs électroniques ancienne génération ne permettent pas une programmation à distance des plages horo-saisonniers. Une intervention spécifique sur le compteur est nécessaire.

Enfin, les compteurs PME-PMI permettent l'envoi de données télérelevées de la consommation des clients. Il est également possible de modifier les plages horo-saisonniers à distance sur ces compteurs. Toutefois, ces fonctionnalités nécessitent l'installation de lignes téléphoniques spécifiques qui ne sont pas présentes à l'heure actuelle sur l'ensemble des compteurs PME-PMI déjà en place et qui devront également être installés d'ici 2020.

Dans les ZNI gérées par EDF SEI, fin 2014, 13% des consommateurs dont la puissance est supérieure à 36 kVA sont équipés de compteurs PME-PMI. EDF SEI doit remplacer en cinq ans 6900 compteurs (2200 clients au tarif bleu+, 1200 clients au tarif jaune et 3500 clients au tarif vert). Aujourd'hui, les sites équipés de compteurs PME-PMI sont les sites neufs ou les sites existants dont le compteur a été changé suite à une panne ou un dysfonctionnement.

### **3.3.3. Contraintes de systèmes d'information**

EDF SEI ne pourra techniquement intégrer de nouveaux TRV dans ses systèmes d'information qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017.

La CRE prendra également en compte les contraintes de systèmes d'information d'EDM à Mayotte et d'EEWF à Wallis-et-Futuna lors de la construction des TRV pour ces territoires.

### **3.3.4. La CRE envisage de créer de nouveaux TRV selon des calendriers spécifiques à chaque catégorie tarifaire**

Comme indiqué précédemment, les évolutions du parc de production (notamment avec le développement du photovoltaïque ainsi que les évolutions des habitudes de consommation) semblent justifier une refonte de la structure tarifaire – ce qui signifie :

- une modification des plages horo-saisonniers ;
- une réévaluation des niveaux de prix par postes horo-saisonniers, selon les plages horo-saisonniers définies précédemment ;
- une réévaluation des niveaux respectifs de la part fixe et de la(les) part(s) variable(s).

Les évolutions envisagées par la CRE sont développées dans les parties qui suivent pour chaque catégorie tarifaire.

***3.3.4.1. La CRE est favorable, à court terme, à ce que les TRV bleus en vigueur en métropole continentale continuent d'être proposés aux consommateurs dans les ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA***

Historiquement, le gouvernement a choisi d'appliquer les mêmes grilles tarifaires des TRV bleus de métropole continentale à l'ensemble des clients souscrivant des TRV bleus dans les ZNI. Il pourrait être envisagé d'élaborer de nouveaux tarifs bleus dont la structure serait spécifique pour chaque ZNI, afin de refléter les spécificités de chaque système électrique.

Dans un premier temps, la CRE propose néanmoins de conserver des tarifs bleus identiques à ceux de la métropole continentale, pour les raisons exposées ci-après.

Dans les ZNI, les clients aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels peuvent choisir entre deux options : Base et Heures Pleines-Heures Creuses (notée « HPHC »).

Concernant l'option Base, le même prix est appliqué toutes les heures de l'année et le niveau est fixé, par péréquation tarifaire, au niveau de la métropole continentale. Par construction, l'option Base des tarifs bleus ne peut être qu'identique à celle de la métropole continentale.

L'option HPHC comporte quant à elle deux postes horo-saisonniers : les consommations en heures pleines sont plus chères que les consommations en heures creuses.

Les fournisseurs historiques ont la possibilité technique de définir pour chaque ZNI les plages horo-saisonniers pour cette option tarifaire dans les contraintes prévues dans les arrêtés tarifaires.

À l'heure actuelle, il est difficile de construire une structure spécifique à chaque ZNI pour l'option HPHC des tarifs bleus, notamment à cause de la quasi-absence de relèves de consommation horaires pour ces consommateurs.

La CRE propose en conséquence, à court terme, de continuer d'appliquer les tarifs bleus HPHC de la métropole continentale pour les clients dans les ZNI, en veillant tout particulièrement à ce que les plages horo-saisonniers soient définies de manière pertinente, et ce, en se fondant sur les signaux de prix horaire définis dans la partie 4.1.

Q5 : Pensez-vous qu'il soit pertinent de construire des TRV spécifiques à chaque ZNI pour les clients résidentiels et petits professionnels de moins de 36kVA souscrivant un tarif bleu ? Le cas échéant, pensez-vous qu'il soit nécessaire de réaliser une telle construction avant la fin du déploiement des compteurs évolués « Linky » ?

***3.3.4.2. La CRE envisage la création dès 2017 de nouveaux tarifs comportant de nouvelles plages horo-saisonniers pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36kVA, tout en conservant les tarifs proposés actuellement jusqu'au déploiement complet des nouveaux compteurs électroniques***

**Concernant la création de nouveaux TRV bleus+**

Comme indiqué précédemment, les TRV bleus+ sont construits à partir des grilles tarifaires des TRV

bleu non résidentiels de métropole continentale (pour une puissance souscrite de 36 kVA) auxquelles est ajoutée une majoration de la part abonnement.

La CRE considère que la construction actuelle des TRV bleus+ n'envoie pas de signaux de prix suffisamment pertinents à ces clients ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et raccordés en basse tension. En particulier, il n'existe que deux uniques options pour les TRV bleu+ appliquées à l'ensemble des ZNI d'EDF SEI (autre que la Corse).

L'article R. 337-18 du code de l'énergie prévoit que « le « *tarif jaune* » peut être proposé aux consommateurs finals pour tout site situé dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain continental, raccordé en basse tension (tension de raccordement inférieure ou égale à 1 kilovolt) et dont la puissance maximale souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères ». La CRE considère cependant que la création de nouveaux TRV fondés sur la structure des TRV bleus+ actuelle à un ou deux postes horo-saisonniers pourrait être une solution moins contraignante et suffisante.

La CRE propose ainsi de mettre en place dès 2017 de nouveaux tarifs pour cette catégorie tarifaire, qui seraient proposés pour chaque ZNI en remplacement progressif des TRV bleus+ actuels communs à l'ensemble des ZNI.

### **Concernant la création de nouveaux TRV jaunes et verts**

Comme évoqué précédemment, la refonte de la structure tarifaire des TRV inclut la modification des plages horo-saisonniers. Cela implique que les compteurs soient reprogrammés pour que le comptage se fasse selon les nouvelles plages définies.

Toutefois, jusqu'en 2020<sup>15</sup>, l'ensemble des compteurs électroniques (nouvelle génération) ne seront pas déployés et des compteurs « non reprogrammables » ou « difficilement reprogrammables » subsisteront. Il demeurera donc nécessaire, jusqu'au déploiement complet des compteurs électroniques PME-PMI, de proposer des TRV établis selon les plages horo-saisonniers actuelles.

### **Mise en extinction des TRV actuels dès la mise en place des nouveaux TRV**

La CRE propose que deux TRV soient proposés « en parallèle » :

- Les TRV proposés actuellement ;
- Les nouveaux TRV construits pour chaque ZNI selon la méthodologie présentée dans la consultation.

Dans cette hypothèse, les TRV proposés actuellement seraient mis en extinction. Un client qui souhaiterait changer de TRV devrait nécessairement souscrire un des nouveaux TRV créés. S'il ne dispose pas de compteur nouvelle génération, il se verrait changer de dispositif de comptage à cette occasion. Cette option a l'avantage de permettre aux clients le désirant de souscrire dès à présent les nouveaux TRV adaptés à la situation particulière de chaque ZNI, tout en tenant compte du calendrier de déploiement progressif des compteurs par EDF SEI.

Dans tous les cas, à la fin du déploiement des nouveaux compteurs, l'ensemble des clients pourront souscrire les TRV construits selon les nouvelles plages horo-saisonniers et les anciens tarifs seront alors progressivement supprimés.

### **3.3.5. Les TRV doivent envoyer aux consommateurs un signal économique stable dans le temps.**

L'article R. 337-20 du code de l'énergie prévoit que « *La Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives.* »

L'évolution de la structure des TRV pourra éventuellement être lissée sur plusieurs mouvements tarifaires afin d'éviter des variations de factures trop importantes pour certains consommateurs. Pour ce faire, la CRE réalisera des études approfondies de l'impact sur les factures des consommateurs, de la mise en place de nouvelles structures de prix<sup>16</sup>.

Par ailleurs, la CRE propose de réviser la structure cible des TRV dans les ZNI uniquement dans le cas où les déterminants économiques sous-jacents à sa construction évolueraient significativement. L'objectif est de donner un signal stable dans la durée aux consommateurs, afin de leur permettre d'adapter leurs habitudes de consommation.

Q6 : A l'aune de quel critère doit-il être envisagé un lissage des mouvements en structure des TRV plutôt qu'un mouvement en une fois à la cible?

### **3.3.6. En parallèle à la création des nouveaux TRV, la CRE proposera un ajustement de la structure des TRV actuels jaunes et verts tant qu'ils ne sont pas supprimés**

Concernant les TRV jaunes et verts proposés actuellement, les niveaux de prix par postes horo-saisonniers et la répartition des coûts entre part fixe et parts variables des TRV proposés actuellement seront révisés à plages horo-saisonniers inchangées. Cette révision sera effectuée à partie du même signal de prix utilisé pour la construction des nouveaux TRV.

Le cas échéant, les évolutions en structure de ces TRV pourraient également être lissées s'il est considéré que les impacts sur les factures des consommateurs sont trop importants.

La structure de ces TRV pourra être revue jusqu'à leur suppression et la mise en œuvre complète des nouveaux TRV.

NB : Les TRV bleus+ actuels sont fondés sur la structure des TRV bleus en métropole continentale et leur structure évoluera comme la structure de ces TRV et le cas échéant selon les lissages choisis en métropole continentale.

### **3.3.7. Cas particuliers**

#### **Cas des TRV proposés dans les ZNI de Saint-Pierre-et-Miquelon et de Mayotte**

---

<sup>16</sup> En niveau, les TRV dans les ZNI respectent le principe de péréquation tarifaire.

Les données accessibles actuellement et les développements potentiels à réaliser sur les systèmes d'information dans ces territoires ne permettent pas de réviser la structure appliquée aujourd'hui ou d'envisager la création de nouveaux TRV avant 2018.

En attente de ces éléments, la CRE propose de faire évoluer les TRV appliqués actuellement sans évolution de la structure. Le pourcentage d'évolution des coûts de l'électricité par catégorie tarifaire défini à la partie 2.2 serait appliqué directement à l'ensemble des composantes des TRV actuels.

#### **Cas des TRV proposés dans la ZNI de Wallis-et-Futuna**

La CRE n'a pour le moment aucun élément à disposition concernant les TRV applicables à Wallis-et-Futuna. La CRE ne peut donc pas à l'heure actuelle se prononcer sur la construction des TRV sur ce territoire spécifique.

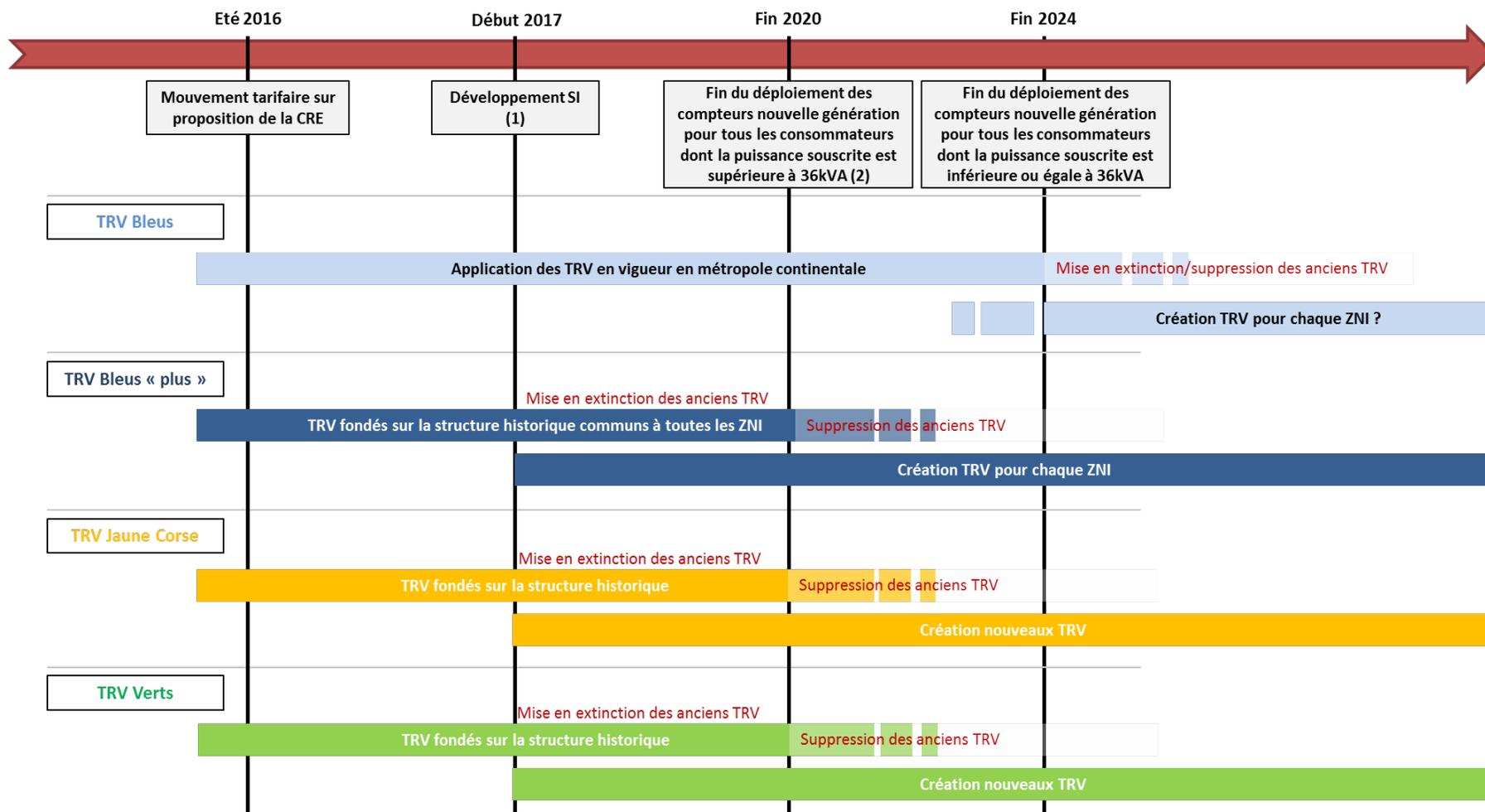
#### **Cas des tarifs monômes proposés aux sites de très petites puissances dans les sites isolés de Guyane et de la Réunion**

Le code de l'énergie prévoit en son article R. 337-18 que « *dans les territoires, non interconnectés au réseau métropolitain continental, de Guyane et de La Réunion, un tarif réglementé de vente de l'électricité spécifique peut être proposé aux consommateurs finals dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kilovoltampères pour des sites isolés raccordés en basse tension à un micro réseau non raccordé lui-même au réseau public de distribution principal.* »

La CRE propose dès lors de créer des tarifs monômes, c'est-à-dire ne présentant qu'une seule composante, fonction de la consommation des clients (en c€/kWh), construits à partir des grilles tarifaires des TRV bleus résidentiels pour la puissance souscrite de 3kVA.

Ces tarifs monômes seraient déduits par proratisation selon la puissance et la consommation moyenne représentatives des clients situés sur ces zones spécifiques.

### 3.4. Calendrier proposé



(1) Début 2018 pour les territoires de Mayotte et de Saint Pierre-et-Miquelon

(2) Dans le cas de territoire dont le nombre de clients est inférieur à 100 000, le déploiement des compteurs nouvelle génération peut réglementairement être reporté à fin 2024 pour l'ensemble des clients.

Q7 : Que pensez-vous de ce calendrier de création des nouveaux TRV ?

## 4. Méthodologie détaillée d'élaboration des grilles tarifaires

Q8 : Cette partie technique reprend de manière détaillée la méthode de construction envisagée par la CRE pour les TRV dans les ZNI. La CRE attend vos remarques et suggestions sur l'ensemble des points abordés ci-après.

### 4.1. La structure en énergie des TRV est déterminée selon un signal de prix correspondant aux coûts marginaux horaires construits à partir d'un parc de production ajusté à la demande prévisionnelle

#### 4.1.1. Construction du signal de prix horaire

Le calcul du signal de prix horaire est réalisé pour chaque ZNI. Il est fondé sur le fonctionnement du parc de production ajusté à la demande prévisionnelle à l'horizon d'une année de référence cible dont le choix est précisé ci-dessous.

Le signal de prix horaire, traduit dans les grilles tarifaires, est calculé en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur un ensemble de scénarios représentatifs des conditions auxquelles peut être confronté le parc de production. La construction de ces différents scénarios est précisée ci-dessous.

Cette partie reprend très largement la partie 1.2 et les annexes de la délibération du 10 juin 2015 « portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées ».

##### 4.1.1.1. Principe du modèle

Le choix du signal de prix horaire retenu correspond au coût marginal horaire de fonctionnement du parc de production ajusté à la demande prévisionnelle à l'horizon d'une année de référence cible (comme proposé à la partie 3.1). Il sera noté par la suite  $C_m(h)$ <sup>17</sup>.

#### Choix d'une année de référence cible

La CRE retient pour la construction des coûts marginaux  $C_m(h)$  une année de référence cible à cinq ans, c'est-à-dire à l'année en cours plus cinq ans. Par suite, le parc de production retenu à l'année de référence cible sera nommé parc de production cible.

Le choix d'une année de référence cible à cinq ans permet tout à la fois :

- de rester relativement proche des réalités économiques et techniques actuelles et ainsi faire des économies de court terme en énergie et en coûts en incitant à limiter les consommations notamment aux heures les plus chères de l'année<sup>18</sup> ;
- d'avoir un signal de prix stable et pertinent à moyen terme qui induit une modification pérenne du comportement des consommateurs, et limite par là-même l'engagement de nouveaux investissements (ou du moins en décale l'échéance).

<sup>17</sup> A noter qu'il aurait été plus pertinent de noter  $C_{m_{ZNI}}(h)$  car ce signal de prix est calculé pour chaque ZNI.

<sup>18</sup> Et par suite protéger le système en périodes de tension

### **Modèle théorique de construction du signal de prix : $C_m(h)$**

Pour construire le signal de prix  $C_m(h)$ , il est nécessaire de caractériser le parc de production cible. Celui-ci est composé :

- des centrales de production, hors centrales de production fatale, existantes au moment de la proposition tarifaire et dont le démantèlement est prévu après l'année de référence cible ;
- de toutes les centrales de production fatale et intermittente existantes au moment de la proposition tarifaire ;
- de nouvelles centrales de production fatale et intermittente selon les hypothèses évoquées à la partie 3.3.1 ;
- des nouvelles centrales de production en cours de construction ainsi que des projets de centrales inscrits dans les bilans prévisionnels ou dans tout document de programmation pluriannuelle de l'énergie disponibles à date

Chaque moyen de production du parc de production cible est modélisé, le cas échéant, selon sa puissance installée, sa disponibilité, ses coûts variables de fonctionnement et, les contraintes s'appliquant sur les stocks d'eau pour les installations hydroélectriques.

Il est ainsi nécessaire pour réaliser la modélisation du fonctionnement du parc de production cible d'intégrer en entrée les chroniques horaires suivantes construites en amont :

- Demande prévisionnelle représentative de l'année de référence cible ;
- Production des moyens de production fatals et intermittents ;
- Disponibilité de l'ensemble des moyens de production thermiques et hydrauliques (hors fil de l'eau) du parc de production ;
- Apports en eau des réservoirs des centrales hydroélectriques.

Il sera modélisé autant de chroniques horaires que de scénarios considérés.

Les chroniques horaires de demande et de production des moyens fatals et intermittents sont générées à partir de modèles mathématiques détaillés en annexe A. Les méthodes d'élaboration des chroniques de disponibilité des moyens de production thermiques et hydrauliques sont présentées en annexe B. Les chroniques d'apport en eau des réservoirs des centrales hydroélectriques sont définies selon les caractéristiques spécifiques propres à chaque ZNI et à chaque centrale de production hydroélectrique.

Enfin, pour un scénario donné et sur certaines heures de l'année, la demande peut excéder la production disponible. Ces heures sont nommées heures de défaillance. Le modèle prend en compte ce phénomène, en leur affectant un coût variable « de fonctionnement » très élevé. Ce point est détaillé ci-après.

### **Méthode d'ajustement du parc de production cible selon le critère de trois heures de défaillance en espérance**

Pour rappel, la chronique horaire des  $C_m(h)$  retenus dans le calcul des TRV est la moyenne des chroniques de coûts marginaux déterminées pour chacun des scénarios considérés. Elle est

construite de telle sorte que le nombre d'heures moyen de défaillance sur l'ensemble de ces scénarios soit de trois heures<sup>19</sup>.

En d'autres termes, le parc de production cible est ajustée à la demande prévisionnelle pour prendre en compte le critère de trois heures de défaillance en espérance.

Pour ce faire, le parc de production cible est ajusté en ajoutant selon les besoins du parc considéré :

- des turbines à combustion (TAC) fonctionnant au fioul pour les besoins de « pointe » (fonctionnement inférieur à 2000 heures par an) ;
- des centrales diesel pour les besoins de « base ».

La puissance de ces moyens de production est déterminée à « epsilon près », c'est-à-dire de façon à ce que le critère de trois heures de défaillance par an en espérance soit atteint exactement.

### **Coûts variables de fonctionnement retenus pour les moyens de production thermique du parc cible**

Les coûts variables de production sont constitués d'une part, (i) des coûts de combustible et de CO2 et d'autre part, (ii) des coûts relatifs aux consommables et des frais divers d'exploitation proportionnels au nombre d'heures de fonctionnement du moyen de production.

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici à l'année de référence cible, les coûts variables de fonctionnement sont évalués à partir des données les plus récentes de la comptabilité appropriée, ou à défaut à partir des éléments dont la CRE dispose dans le cadre de ses travaux d'évaluation des projets d'investissement dans les ZNI. Ces coûts sont projetés à l'année de référence cible de la manière suivante :

(i) Les coûts de combustible et de CO2 à l'année de référence cible évoluent dans les mêmes proportions que les prix de référence correspondants publiés par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans son *World Energy Outlook* (WEO). Ils correspondent à la moyenne des projections de prix du *New Policies Scenario* à l'horizon de référence cible des cinq dernières éditions du WEO. Le taux de change euro/dollar à l'année de référence cible correspond à sa valeur moyenne constatée dans les six mois qui précèdent le calcul des coûts marginaux à l'horizon de référence cible.

(ii) Les autres postes de coûts variables évoluent en suivant une inflation de 2 % par an.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine mais qui feront partie du parc ajusté à horizon de l'année de référence cible, les coûts variables sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente en fonctionnement.

### **Cas spécifique du coût de la défaillance**

Comme évoqué précédemment, le signal de prix retenu est le coût marginal de fonctionnement du parc de production cible. Lorsque sur une heure, le parc est en défaillance – c'est-à-dire lorsque la demande excède la production disponible – le coût marginal correspond à un coût de la défaillance en €/MWh défini ci-dessous.

---

<sup>19</sup> Ce critère est le critère retenu par RTE dans les « Bilans prévisionnels de l'électricité en France ».

De façon théorique, le coût de défaillance correspond au coût que la collectivité est prête à payer pour ne pas être coupée. En d'autres termes, le coût de la défaillance peut être défini comme les coûts de développement qu'il faudrait engager pour qu'il n'y ait pas d'heures de défaillance.

Cette définition a toutefois des limites car elle implique qu'il n'y ait aucune heure de défaillance sur l'ensemble des scénarios considérés. Cela peut amener à un développement démesuré de moyens de production, l'excès de demande par rapport à la disponibilité des moyens de production sur certains scénarios et certaines heures pouvant être très important.

Étant donné que le critère retenu est celui de trois heures de défaillance en espérance, la CRE propose que le coût de la défaillance (en €/MWh) corresponde au coût de développement et de fonctionnement de trois heures d'une TAC normalisée à 1MW selon la formule suivante :

$$\text{Coût}_{\text{défaillance}} = \frac{\text{Coût de développement} + \text{Coût de fonctionnement} \times 3h}{3h}$$

Avec *Coût de développement* : correspond aux charges fixes de développement d'une TAC en €/kW/an

et *Coût de fonctionnement* : correspond aux coûts variables de fonctionnement d'une TAC en €/h défini ci-avant.

### **Cas de la gestion des stocks hydrauliques**

Les centrales de production hydroélectriques ont un coût variable de production quasiment nul mais un réservoir d'eau limité. L'objectif est d'utiliser au mieux les réservoirs de façon à limiter au maximum l'utilisation des moyens de production dont les coûts de production sont les plus chers.

La CRE utilise aujourd'hui des logiciels *ad hoc* de calcul pour optimiser la gestion des stocks hydrauliques<sup>20</sup>. Elle a également développé un modèle spécifique pour la Guyane reposant sur le calcul de valeurs de Bellman, modèle historique utilisé par EDF<sup>21</sup>. Ce modèle permet de donner une valeur de l'eau, égale à l'espérance des surcoûts qui seront supportés par la suite, pour chaque mètre cube d'eau supplémentaire turbiné aujourd'hui.

La CRE envisage d'étendre à l'avenir ses modèles de gestion des réservoirs hydrauliques en se fondant sur le modèle réalisé pour la Guyane. Ces développements sont assez complexes, notamment à cause de la présence de plusieurs barrages sur certaines ZNI (contrairement à la Guyane où il n'y en a qu'un seul).

---

<sup>20</sup> Ces outils se fondent sur des modèles d'optimisation linéaire.

<sup>21</sup> Il est nécessaire de développer un tel modèle pour la Guyane territoire sur lequel la majorité de la production est assurée par le barrage de Petit Saut, qui est potentiellement marginal par modélisation un nombre significatif d'heures de l'année.

En conclusion, la chronique horaire de coûts marginaux  $Cm(h)$  est construite de façon à :

- assurer l'équilibre physique offre demande pour chaque scénario considéré et à chaque heure de l'année ;
- optimiser pour chaque scénario les coûts d'utilisation des moyens de production<sup>22</sup> ainsi que la gestion des stockages hydrauliques ;
- respecter le critère de défaillance de trois heures par an en espérance sur l'ensemble des scénarios en ayant ajusté au préalable le parc de production cible.

#### **4.1.1.2. Hypothèses spécifiques de modélisation**

Il existe également des caractéristiques spécifiques propres à certaines ZNI qui sont également prises en compte dans la modélisation :

- Période sucrière à la Réunion et en Guadeloupe ;
- Disponibilités des interconnexions en Corse (SARCO et SACOI) ;
- Contraintes de fonctionnement de certains barrages (puissance en fonction du stock, stock minimal...);
- Coefficients de disponibilités variables dans le temps pour certaines installations (exemple moyens de production diesel en Corse).

#### **4.1.2. Construction de la structure en énergie des TRV**

L'objectif de cette partie est de construire la structure en énergie des TRV à partir du signal de prix  $Cm(h)$  défini dans la partie précédente pour chaque catégorie de consommateurs  $c$  et pour chaque ZNI.

Une catégorie de consommateurs  $c$  correspond aux consommateurs souscrivant à l'un des tarifs présentés dans le Tableau 1 pour les consommateurs ayant souscrit un TRV jaune ou vert<sup>23</sup> ainsi que dans le cas de la souscription à de nouveaux TRV bleus+ tels que proposés à la partie 3.3. Les TRV bleus et les TRV bleus+ proposés actuellement sont construits différemment de la méthodologie présentée ici.

L'expression « catégorie de consommateurs » est plus précise ici que l'expression « catégorie tarifaire » en ce qu'elle permet de différencier des options tarifaires au sein des couleurs tarifaires.

##### **4.1.2.1. Détermination des plages horo-saisonniers et des postes horo-saisonniers dans le cas de « nouveaux » TRV à partir du signal de prix horaire $Cm(h)$**

Les chroniques horaires  $Cm(h)$  peuvent présenter, suivant les ZNI, des différences significatives de niveau entre les saisons (été vs hiver), au sein d'une semaine (semaine vs weekend) et au sein d'une journée (heures creuses vs heures pleines vs heures de pointe).

---

<sup>22</sup> De manière générale, les moyens de production du parc sont appelés selon leur ordre de préséance économique (*merit order*).

<sup>23</sup> A noter qu'il n'est pas fait de distinction ici entre versions tarifaires. Cette distinction sera réalisée par la suite au sein même d'une même catégorie de consommateur  $c$ .

Il est alors possible de définir différentes plages horo-saisonniers et par suite des postes horo-saisonniers  $p$  dont le niveau de prix sera représentatif des coûts marginaux horaires  $Cm(h)$  sur la plage horo-saisonnière correspondante.

Pour chaque ZNI et pour chaque catégorie de consommateurs  $c$ , il est donc nécessaire de déterminer :

- D'une part le nombre de postes fonction des saisonnalités observées ;
- D'autre part, la « taille » de ces postes (par exemple, le nombre d'heures pleines dans une journée ou le nombre de mois où des heures de pointe sont considérées).

Le choix des postes horo-saisonniers doit respecter les critères suivants :

- L'homogénéité des coûts marginaux à l'intérieur de chacun des postes ;
- L'arbitrage entre un signal tarifaire très affiné (grand nombre de postes) et les coûts de comptage ;
- Lisibilité des plages horo-saisonniers par le consommateur.

La création des postes horo-saisonniers se fonde en premier lieu sur le niveau de coût moyen relatif de chaque heure issu des  $Cm(h)$ .

#### 4.1.2.2. Détermination de parts énergie moyennes à partir des plages horo-saisonniers choisies et du signal de prix horaire $Cm(h)$

Cette étape intermédiaire consiste à déterminer pour chaque catégorie de consommateurs  $c$  et sur chacun des postes horo-saisonniers  $p$  déterminés au préalable, le prix moyen en énergie  $PE_{p,c}$  (en €/MWh) pour la catégorie de consommateurs  $c$  et sur le poste horo-saisonnier  $p$ , à partir des chroniques de coûts marginaux horaires  $Cm(h)$ . La solution qui est proposée est de réaliser la moyenne des  $Cm(h)$  pondérée du profil de consommation horaire  $Profil_c(h)$  (en MWh) de la catégorie de consommateurs  $c$  considérée :

$$PE_{p,c} = \frac{\sum_{h \in \{h \in p\}} Cm(h) \times Profil_c(h)}{\sum_{h \in \{h \in p\}} Profil_c(h)}$$

La moyenne pondérée est le choix le plus pertinent en ce qu'il permet d'affecter un poids plus important aux heures où les clients de la catégorie  $c$  consomment en moyenne le plus, et ceci d'autant plus significativement lors des heures où les coûts marginaux sont les plus élevés.

Toutefois, cette méthode est valable uniquement si les données de courbes de charges horaires à disposition  $Profil_c(h)$  sont représentatives du comportement de chaque catégorie de consommateur. La CRE veillera à ce que les données transmises soient suffisamment fiables et complètes pour réaliser les calculs.

#### 4.1.2.3. Méthode de séparation des coûts en €/MWh entre part fixe et parts variables

L'objectif est de déterminer quelle part des coûts inclus dans le signal de prix  $Cm(h)$  peut être considérée comme fixe – c'est-à-dire ne dépendant pas de la consommation d'un site – et être intégrée dans la part abonnement des TRV<sup>24</sup>.

Il s'agit *in fine* de créer un tarif binôme présentant un abonnement (en €/kW/an) et des parts variables fonction de la consommation (en €/MWh).

La CRE considère que la part de coûts fixes intégrée au signal de prix  $Cm(h)$  correspond au coût de la défaillance, soit :

$$\sum_h Cm_{défaillance}(h) \times Profil_c(h)$$

avec  $Cm_{défaillance}(h)$  qui correspond à la moyenne des coûts de défaillance sur l'ensemble des scénarios évoqués dans la partie 4.1.1 et sur chaque heure de l'année<sup>25</sup>

En effet, le coût de la défaillance ne correspond pas à un coût de production à proprement parler car il n'y a pas d'énergie supplémentaire produite durant les heures de défaillance. Ce coût a donc été considéré comme étant fixe.

La CRE propose ainsi de séparer les parts énergie  $PE_{p,c}$  déterminées ci-dessus entre des parts fixes  $PF_{p,c}$  et des parts variables  $PV_{p,c}$  selon des ratios  $R_{p,c}$  calculés pour chaque postes horo-saisonniers  $p$  de la catégorie de consommateurs  $c$  considérée de la façon suivante :

$$R_{p,c} = \frac{\sum_{h \in \{h \in p\}} Cm_{défaillance}(h) \times Profil_c(h)}{\sum_{h \in \{h \in p\}} Cm(h) \times Profil_c(h)} = \frac{\text{Coûts de la défaillance du poste } p}{\text{Coûts total du poste } p}$$

L'objectif est de bien prendre en compte le montant de coûts fixes induit sur chaque plage horo-saisonnaire  $p$ .

Il est alors possible d'en déduire des parts fixes et des parts variables en énergie pour la catégorie de consommateurs  $c$  considérée :

$$PF_{p,c} = R_{p,c} \cdot PE_{p,c} = \frac{\sum_{h \in \{h \in p\}} Cm_{défaillance}(h) \times Profil_c(h)}{\sum_{h \in \{h \in p\}} Profil_c(h)}$$

$$PV_{p,c} = (1 - R_{p,c}) \times PE_{p,c}$$

#### 4.1.2.4. Construction de l'abonnement en énergie des TRV en €/kW/an

L'objectif est de déterminer à partir des parts fixes  $PF_{p,c}$  calculées pour chaque catégorie de consommateurs  $c$  et pour chaque poste horo-saisonnier  $p$ , l'abonnement en énergie  $Abo\ Energie_c$  des TRV exprimé en €/kW/an.

<sup>24</sup> NB : il question ici de structure des TRV et non de niveau. Les TRV seront ensuite « péréqués » pour être recalés au niveau de coût moyen souhaité.

<sup>25</sup> En d'autres termes,  $Cm_{défaillance}(h) = \frac{\sum_{S \in \{S \text{ soit en défaillance sur l'heure } h\}} \text{Coût}_{défaillance}}{N_S}$  avec  $S \in \llbracket 1, N_S \rrbracket$  et  $N_S =$  nombre de scénarios.

Cette construction prend en compte :

- la consommation annuelle par poste horo-saisonnier  $p$  :  $Conso_{p,c} = \sum_{h \in \{h \in p\}} Profil_c(h)$
- la puissance de référence par poste horo-saisonnier  $p$ ,  $P_{p,c}^{réf}$  qui correspond à la puissance maximale atteinte par l'ensemble des consommateurs de la catégorie  $c$  sur le poste horo-saisonnier  $p$ .

Il est envisagé de construire l'abonnement en énergie de la façon suivante :

$$Abo\ Energie_c = \sum_p \frac{PF_{p,c} \times Conso_{p,c}}{P_{p,c}^{réf}}$$

NB : La puissance retenue *in fine* pour le calcul de la facture de l'abonnement de chaque consommateur est la puissance réduite. Elle prend en compte le fait que les consommateurs peuvent souscrire des puissances différentes d'un poste horo-saisonnier à l'autre. La puissance réduite est calculée pour chaque consommateur à l'aide des coefficients de puissance réduite. La construction de ces coefficients est présentée en annexe. Elle s'appuie sur les parts fixes  $PF_{p,c}$ .

#### 4.1.2.5. Création des versions tarifaires

A titre préliminaire, il est nécessaire de définir la notion de durée d'utilisation d'un consommateur, qui correspond au ratio entre l'énergie consommée par ce consommateur et sa puissance de référence d'appel sur le réseau. Par exemple, la durée d'utilisation d'un client consommant en ruban, c'est-à-dire appelant la même puissance chaque heure de l'année, sera égale à 8760h (24h x 365j). Des consommateurs ayant une durée d'utilisation inférieure à 8760h consomment donc davantage à certaines heures de l'année qu'à d'autres.

En général, les consommateurs ont une propension à consommer en premier lieu sur les heures de la journée les plus chères<sup>26</sup>. A titre d'exemple, il est plus coûteux d'approvisionner huit consommateurs appelant 1kW sur 1000 heures qu'un seul consommateur appelant 1kW sur 8000 heures.

Théoriquement, un consommateur dont la durée d'utilisation est élevée aura un profil de consommation s'approchant d'un « ruban ». Pour alimenter ce consommateur, la solution la plus performante est d'appeler un moyen de « base » qui fonctionne un nombre d'heures élevé tout au long de l'année et dont le coût de production est plus majoritairement constitué de coûts fixes (investissements) que de coûts variables (combustible).

À l'inverse, un consommateur dont la durée d'utilisation est faible consommera un nombre limité d'heures dans l'année. Dans ce cas, le plus performant est de faire appel à un moyen de type « pointe » qui fonctionne peu d'heures dans l'année et dont les coûts en capitaux sont relativement faibles et les coûts de combustible élevés.

Partant de ce constat, certaines options tarifaires sont déclinées en plusieurs versions tarifaires, typiquement courte utilisation (CU), moyenne utilisation (MU) et longue utilisation (LU). Un tarif « courte utilisation » aura une part fixe relativement faible et des coûts variables relativement élevés

---

<sup>26</sup> Ce qui semble logique étant donné que la demande globale d'électricité est la plus forte sur ces heures-là.

alors qu'un tarif « longue utilisation » aura une part fixe relativement élevée et des coûts variables relativement faibles.

Pour ce faire, une méthode à l'étude pourrait être de modifier la part fixe et les parts variables des tarifs selon un taux  $t_v$  différent d'une version  $v$  à l'autre. En d'autres termes, le taux est appliqué pour réduire la part fixe d'une version de référence, à choisir, et la réduction de coûts correspondant est réappliquée de façon homogène sur les parts variables. L'objectif de la construction est alors de définir d'une part les caractéristiques propres à chaque version (durée d'utilisation caractéristique par exemple) et d'autre part que les versions par TRV soient construites de telles sorte que les consommateurs dont les caractéristiques sont représentatives de la version en question aient le plus intérêt à choisir cette version (une façon de faire est d'ajuster le taux  $t_v$  de façon *ad hoc*).

Dans la suite de cette partie, trois versions tarifaires, correspondant aux TRV verts actuels, sont considérées.

Il est tout d'abord nécessaire de déterminer une version de référence à partir de laquelle les taux  $t_v$  sont appliqués pour fabriquer la première version.

Une solution (dans le cas de trois versions CU, MU et LU), est de repartir des parts fixes et variables calculées à la partie précédente  $\{PF_{p,c}, PV_{p,c}\}$  comme étant cette première version qui sera désignée comme « TLU », c'est-à-dire :

$$PF_{p,c}^{TLU} = PF_{p,c} \text{ et } PV_{p,c}^{TLU} = PV_{p,c}$$

Les parts fixes et les parts variables des versions CU, MU et LU sont ensuite déterminées comme suit :

$$PF_{p,c}^{TLU-x} = PF_{p,c}^{TLU} \times \prod_{v=1}^x (1 - t_v)$$

$$PV_{p,c}^{TLU-x} = PE_{p,c} - PF_{p,c}^{TLU-x}$$

avec  $x=1$  qui correspond à la version LU,  $x=2$  à la version MU et  $x=3$  à la version CU

Pour compenser la baisse du prix fixe, les parts variables sont augmentées pour que le niveau de prix total  $PE_{p,c}$  soit conservé d'une version à l'autre.

La CRE poursuit ses analyses afin d'améliorer la construction des versions, en particulier pour estimer au mieux les taux  $t_v$ .<sup>27</sup>

---

<sup>27</sup> En particulier, ces taux  $t_v$  devraient être déterminés de façon à répartir uniformément les consommateurs dans chaque version selon leur durée d'utilisation.

## 4.2. La structure de la part acheminement des TRV est déterminée par affectation d'une option du TURPE vers chaque catégorie de consommateurs considérée

### Choix d'affectation des options du TURPE par catégorie de consommateurs

Les coûts d'acheminement, inclus dans les TRV des ZNI, sont fondés sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) en vigueur et applicables à l'ensemble du territoire national.

Le Système d'Information actuel d'EDF SEI ne permet pas de réaliser un choix entre deux options du TURPE comme c'est le cas en métropole continentale pour certaines options des TRV. La CRE va étudier l'opportunité de demander à EDF SEI de développer son système d'information à l'avenir en ce sens. EDF SEI a toutefois souligné qu'un tel développement est complexe à mettre en œuvre.

Il a donc été choisi d'affecter un unique TURPE à chaque option tarifaire.

La CRE propose de retenir les TURPE affectés par option tarifaire suivants :

Tarif	Puissance	Tension de raccordement	TURPE affecté
Nouveaux bleus+	P > 36kVA	BT	BT > 36 kVA
Jaune Corse MU	P > 36kVA	BT	BT > 36 kVA MU
Jaune Corse LU	P > 36kVA	BT	BT > 36 kVA LU
Vert A 3 postes	Toutes puissances	HTA	HTA 5 postes <sup>28</sup>
Vert A 5 postes	Toutes puissances	HTA	HTA 5 postes

Tableau 4 TURPE affectés retenus dans la construction tarifaire

Seules la composante de gestion (CG) et la composante de soutirage (CS) sont intégrées aux grilles hors taxe des TRV.

Les composantes suivantes sont facturées en sus en application des grilles du TURPE :

- Composante de comptage ;
- Dépassements de puissance souscrite<sup>29</sup> ;
- Composante d'énergie réactive (uniquement pour les tarifs verts).

Les plages horo-saisonniers des postes tarifaires des TRV d'une part et du TURPE d'autre part sont potentiellement différentes pour chaque ZNI (et éventuellement le nombre de postes tarifaires peuvent être différents comme c'est le cas pour le tarif vert A 3 postes et du TURPE affecté HTA 5 postes). La CRE propose d'effectuer un retraitement des niveaux de prix retenus pour chacun des postes tarifaires du TURPE en effectuant des moyennes pondérées tenant compte notamment des durées d'application des différents postes horo-saisonnier des TRV ainsi que ceux du TURPE.

<sup>28</sup> Pour ces tarifs, l'option du TURPE HTA 5 postes est transformée pour obtenir une grille à 3 postes en faisant la moyenne - pondérée du nombre d'heures de chaque poste horo-saisonnier - des postes HPH et HCH d'une part, et HPE et HCE d'autre part

<sup>29</sup> La mesure des dépassements est contrainte par le système de comptage. L'objectif est que l'ensemble des consommateurs soient in fine facturés sur la base de dépassements quadratiques de puissance.

### Retraitement de la composante de gestion

La composante de gestion est exprimée dans les grilles du TURPE en €/an. Pour l'intégrer à la part abonnement du TRV il s'agit de la transformer en €/kW/an. Pour ce faire, la CRE applique la formule suivante :

$$CG_c^{ajustée} = \frac{CG_c \cdot \text{nombre clients}_c}{P^{réf}_c}$$

avec  $P^{réf}_c$  la puissance de référence pour la catégorie de consommateurs c définie à la partie 4.1.2.4.

Il s'agit ici d'une transformation spécifique à la construction des TRV dans les ZNI.

### 4.3. Les grilles tarifaires obtenues sont ajustées de façon à respecter le principe de péréquation tarifaire

L'addition de la grille tarifaire obtenue aux parties 4.1 et 4.2 pour la part énergie et de la part acheminement permet de définir une première grille de TRV « non péréquée ». Le niveau de prix ne correspond pas encore à celui de la métropole continentale.

Il est alors possible de déterminer les recettes « non péréquées » en évaluant les factures de l'ensemble des consommateurs avec cette première grille tarifaire.

L'objectif est ensuite de transformer cette grille tarifaire de façon à ce que les recettes associées correspondent aux recettes cibles présentées à la partie 2.2.

L'évaluation des recettes dans cette partie est réalisée à partir des données de consommation décrites à la partie 2.2, à savoir les données de facturation des fournisseurs historiques pour les TRV existants d'une part, et les courbes de charge horaires pour les nouveaux TRV d'autre part.

Pour atteindre le niveau de recettes cibles, il est proposé de soustraire un terme  $T_c$  directement sur les coûts marginaux  $Cm(h)$  au moment du calcul des  $PE_{p,c}$  et ce pour chaque poste horo-saisonnier  $p$  et pour chaque catégorie de consommateurs  $c$  considérées. Le calcul des  $PE_{p,c}$  devient alors :

$$PE_{p,c} = \frac{\sum_{H\{h \in p\}} [Cm(h) - T_c] \times Profil_c(h)}{\sum_{H\{h \in p\}} Profil_c(h)}$$

Le terme  $T_c$  est déterminé par itérations successives pour arriver au niveau de prix moyen cible défini précédemment.

Cette expression est équivalente à appliquer un terme correctif  $T_c'$  directement aux  $PE_{p,c}$  :

$$PE_{p,c} = \frac{\sum_{H\{h \in p\}} [Cm(h) - T_c] \times Profil_c(h)}{\sum_{H\{h \in p\}} Profil_c(h)} = \frac{\sum_{H\{h \in p\}} Cm(h) \times Profil_c(h)}{\sum_{H\{h \in p\}} Profil_c(h)} - \frac{\sum_{H\{h \in p\}} T_c \times Profil_c(h)}{\sum_{H\{h \in p\}} Profil_c(h)}$$

Et donc :

$$PE_{p,c} = \frac{\sum_{H\{h \in p\}} Cm(h) \times Profil_c(h)}{\sum_{H\{h \in p\}} Profil_c(h)} - T_c'$$

Cette transformation est nommée par la suite « translation ».

Il est toutefois possible que la « translation » renvoie des parts énergie  $PE_{p,c}$  négatives, ce qui n'aurait pas de sens économiquement (le consommateur gagnerait de l'argent en consommant de l'énergie).

Ainsi, il a été décidé que  $T_c'$  ne puisse pas excéder  $Min_p\{PE_{p,c}\}$ .

Dans le cas où le niveau des recettes cibles n'est pas atteint et donc que  $T_c' = Min_p\{PE_{p,c}\}$ , il est proposé d'effectuer une deuxième transformation – en plus de la « translation » – qui consiste à appliquer aux parts énergies obtenues un coefficient multiplicateur  $H_c$ , de la façon suivante :

$$PE_{p,c} = \left[ \frac{\sum_{H\{h \in p\}} Cm(h) \times Profil_c(h)}{\sum_{H\{h \in p\}} Profil_c(h)} - T_c' \right] \times H_c$$

Cette transformation est nommée par la suite « homothétie ».

La CRE privilégie la méthode par « translation » car elle préserve au maximum l'incitation tarifaire pour le consommateur pour lequel un report de consommation d'une heure chère à une heure moins chère réduira sa facture d'un montant directement corrélé à la baisse de coûts induite sur le parc de production.

## ANNEXE A : Modèles stochastiques de génération des chroniques horaires de demande et de production fatale et intermittente

L'objectif de cette annexe est de présenter les modèles retenus pour la génération stochastique des chroniques horaires de demande et de production fatale dont les caractéristiques statistiques (saisonnalités, espérance, écart-type, loi de distribution, etc.) correspondent à celles des données horaires historiques.

Les données historiques de demande et de production sont transmises par le fournisseur historique à la CRE sur la plage temporelle la plus large disponible et à maille horaire.

Les chroniques horaires de demande et de production fatale simulées sont ensuite intégrées au modèle d'équilibre offre demande du parc ajusté.

La modélisation de la demande fait appel à des modèles semblables à ceux de la production fatale mais présente des spécificités expliquées ci-dessous.

Le cas particulier des moyens de production fatale avec stockage sont également présentés dans cette annexe.

### **Traitement des données historiques de production fatale**

Les données historiques de production fatale  $Prod(t)$  sont traitées de manière à extraire les caractéristiques statistiques qui permettront, dans un deuxième temps, de paramétrer les modèles stochastiques puis de réaliser les simulations.

Il est nécessaire en premier lieu de faire abstraction des évolutions du parc en puissance (qui sont d'ailleurs très conséquente pour les moyens de production fatale), afin de considérer des données homogènes sur toute la durée où les données sont à disposition. Aussi, les chroniques historiques de production  $Prod(t)$  (qui correspondent à la puissance produite moyenne à chaque heure) sont divisées par la puissance installée  $P(t)$  (qui dépend également du temps) :

$$X(t) = \frac{Prod(t)}{P(t)}$$

Les chroniques  $X$  ainsi obtenues sont appelées facteur de charge. Il s'agit d'un pourcentage et non plus d'un niveau absolu de puissance produite. Les simulations qui vont suivre, ont vocation à générer des chroniques de facteur de charge auquel sera *in fine* appliqué la puissance installée dans le parc cible considéré.<sup>30</sup>

En pratique, le facteur de charge  $X$  présente des saisonnalités annuelles<sup>31</sup> et horaires<sup>32</sup> qu'il est nécessaire de traiter en amont des simulations. En effet, le modèle stochastique développé ne

---

<sup>30</sup> Cette méthode fonctionne parfaitement si la technologie des centrales n'a pas foncièrement évolué et que le foisonnement de la production est négligeable sur les zones considérées.

<sup>31</sup> Par exemple, la production moyenne éolienne sur le mois de janvier peut être supérieure à la production moyenne sur le mois de juin car il y a plus de vent en hiver.

<sup>32</sup> Par exemple, la production moyenne éolienne à 17h peut être supérieure à la production moyenne à 12h car il y a plus de vent en fin d'après-midi.

permet pas de prendre en compte de telles saisonnalités. Il s'agira après avoir réalisé les simulations d'appliquer à nouveau un traitement permettant cette fois-ci de réappliquer les saisonnalités.

S'agissant des saisonnalités annuelles, une simulation est réalisée pour chacun des mois  $m$  de l'année. Dès lors, elle considère douze chroniques de facteur de charge différentes  $X_m$ . Les étapes qui suivent sont alors réalisées douze fois à partir de chacune des chroniques  $X_m$ . Pour simplifier la notation,  $X_m$  sera notée  $X$  dans la suite de l'annexe.

S'agissant des saisonnalités horaires, le facteur de charge horaire  $X$  est normalisé de la façon suivante :

$$X_n = \frac{X}{K_h}$$

Avec  $K_h = \frac{\mathbb{E}[X_h]}{\mathbb{E}[X]}$  pour chaque heure  $h$  de la journée,

et  $X_h = X(t)$  pour tout  $t$  correspondant à l'heure  $h$  de la journée tel que  $t \equiv h[24]$ .

L'objectif du modèle stochastique, détaillé dans la partie suivante, est de simuler le facteur de charge normalisé  $Y_n(t)$ , ayant les caractéristiques suivantes :

- Espérance :  $\mathbb{E}[Y_n] = \mathbb{E}[X_n] = \mathbf{E}_x$
- Ecart-type :  $\sigma[Y_n] = \sigma[X_n] = \mathbf{S}_x$
- Loi de probabilités :  $\mathcal{D}[Y_n] = \mathcal{D}[X_n]$
- Fonction d'autocorrélation<sup>33</sup> :  $ACF_{Y_n} = ACF_{X_n}$

Les paramètres de saisonnalité puis le niveau de puissance installé dans le parc cible considéré, sont ensuite réappliqués, comme évoqué précédemment, sur les chroniques simulés du facteur de charge normalisé  $Y_n$  par application de deux étapes successives aboutissant à des chroniques horaires de production simulées :

$$\text{Etape 1 : } Y = Y_n \times K_h$$

$$\text{Etape 2 : } \text{Prod simulée} = Y \times \text{Puissance installée cible}$$

### **Présentation du modèle stochastique**

Le modèle stochastique utilisé pour simuler les chroniques de facteur de charge normalisé  $Y_n(t)$ , notées ci-dessous  $Y_t$ , repose sur des modèles de type équation différentielle stochastique dont la forme générale est :

$$dY_t = \mu(Y_t, t)dt + \sigma(Y_t, t)dB_t$$

---

<sup>33</sup> La fonction d'autocorrélation, notée ACF, calcule la corrélation d'une série temporelle par elle-même décalée dans le temps. Ce décalage temporel est appelé *lag* et noté  $\tau$ . La fonction d'autocorrélation est définie de la façon suivante :

$$ACF[\tau] = \text{corr}(X_t, X_{t+\tau}) = \frac{1}{\sigma_X^2 N} \sum_{t=1}^{N-\tau} (X_{t+\tau} - \mathbb{E}[X])(X_t - \mathbb{E}[X])$$

Avec  $B_t$  un mouvement brownien décrit par un processus de Wiener caractérisé par les trois propriétés suivantes :

- $B_0 = 0$  ;
- La fonction  $t \rightarrow B_t$  est presque sûrement continue ;
- $(B_t - B_s) \rightarrow \mathcal{N}(0, t-s)$  ;  $0 \leq s < t$ .

$\mu$  et  $\sigma$  sont deux fonctions qui sont définies sous certaines hypothèses portant sur la loi de probabilité et sur la fonction d'autocorrélation de  $X_n$ . Elles sont également construites de façon à ce que les chroniques simulées aient une espérance égale à  $\mathbf{E}_X$  et un écart-type égal à  $\mathbf{S}_X$ .

La détermination de la fonction  $\mu$  se fait en prenant l'hypothèse que la fonction d'autocorrélation de la série temporelle  $X_n$  décroît exponentiellement :

$$ACF[\tau] = e^{-\theta\tau}$$

En pratique, cette hypothèse se vérifie sur l'ensemble des chroniques étudiées.

La fonction  $\mu$  qui en résulte, s'écrit comme suit :

$$\mu(X_t, t) = \mu(X_t) = \theta \times (\mathbf{E}_X - X_t)$$

La fonction  $\sigma$  est déterminée en reprenant l'hypothèse que la distribution de probabilité de la série simulée demeure identique à la série de données historiques.

Dans les études réalisées, les distributions de probabilités des séries  $X_n$  relatives à la production éolienne sont bien représentées par des lois Beta de paramètres  $\alpha$  et  $\beta$ . De même, des lois dites « tri-modales » (combinaison linéaire de trois lois de probabilités normales) représentent correctement les distributions de probabilités des séries  $X_n$  relatives à la production photovoltaïque et des centrales dites « fil de l'eau ».

Les fonctions  $\sigma$  qui en résultent, sont définies comme suit :

Pour la loi Beta de paramètres  $(\alpha, \beta)$  :

$$\sigma^2(x) = \left[ \frac{2\theta x(\gamma - x)}{\alpha + \beta} \right]$$

$$\text{Avec } \gamma = \frac{\max(X)}{\min(K_h)}$$

Pour la loi tri-modale :

$$\sigma^2(x) = 2\theta \times \frac{\sum_{i=1}^3 p_i \sigma_i e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu_i}{\sigma_i}\right)^2} + \sqrt{2\pi} \times \sum_{i=1}^3 p_i (E_{tri} - \mu_i) \times N_{\mu_i, \sigma_i}(x)}{\sum_{i=1}^3 \frac{p_i}{\sigma_i} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu_i}{\sigma_i}\right)^2}}$$

Avec

- $p_i$  la pondération relative à la loi normale  $i$  et telle que  $\sum_{i=1}^3 p_i = 1$  ;
- $\mu_i$  l'espérance relative à la loi normale  $i$  ;

- $\sigma_i$  l'écart-type relative à la loi normale  $i$  ;
- $E_{tri} = \sum_{i=1}^3 p_i \times \mu_i$  ;
- $N_{\mu_i, \sigma_i}(x) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{y-\mu_i}{\sigma_i} \right)^2} dy$ .

Dans certains cas et pour certaines données, il pourra être nécessaire d'introduire de nouvelles lois de probabilités spécifiques.

L'équation différentielle stochastique définie ci-dessus est continue. En pratique, pour les simulations, l'équation est discrétisée de la façon suivante et la chronique  $Y_t$  est calculée par itération successive de pas de temps  $\Delta_t$  :

$$Y_{t+\Delta t} = Y_t + \mu(Y_t, t)\Delta t + \sigma(Y_t, t)\Delta B_t$$

Un choix convenable du pas de temps  $\Delta_t$ , qui permet à la fois d'obtenir des simulations pertinentes en évitant un temps de calcul trop important, est de prendre  $\Delta_t = \frac{10^{-2}}{\theta}$ .

Enfin, les simulations sont contraintes à rester dans l'intervalle  $\left[ \frac{\min(X)}{\max(K_h)} ; \frac{\max(X)}{\min(K_h)} \right]$ .

### **Cas particulier de la modélisation de la demande**

La modélisation de la demande obéit à des principes similaires à ceux développés ci-dessus, mais comporte quelques différences listées ci-après.

Tout d'abord, la série  $X_m$  définie pour chaque mois  $m$ , est calculée de la façon suivante :

$$X_m = \frac{Demande_m(t)}{\mathbb{E}[Demande_{m,a}]}$$

avec  $a$  l'année à laquelle  $t$  appartient.

La demande présente une saisonnalité horaire mais également une saisonnalité dépendant du jour de la semaine :  $X_n$  est dès lors calculé à partir de coefficients  $K_{hj}$  dépendant de l'heure de la journée ainsi que du jour de la semaine cette fois-ci<sup>34</sup> :

$$X_n(t) = \frac{X}{K_{hj}}$$

$$\text{Avec } K_{hj} = \frac{\mathbb{E}[X_{hj}]}{\mathbb{E}[X]}$$

et  $X_{hj} = X(t)$  pour tout  $t$  correspondant à l'heure  $h$  de la journée et à la journée  $j$  de la semaine.

Enfin, dans les études réalisées, la chronique  $X_n$ , issue des données historiques de demande s'approche d'une distribution normale. Dans ce cas, la fonction  $\sigma$  devient :

$$\sigma^2(x) = 2\theta S_X$$

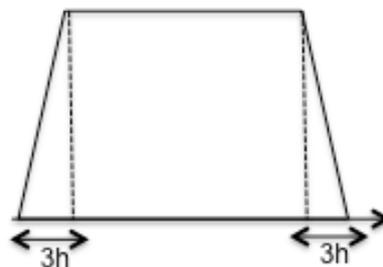
---

<sup>34</sup> La demande a notamment un profil très différent entre les jours de semaine et de weekend.

Des retraitements marginaux sont également réalisés sur les chroniques de demande simulées de telle sorte que le niveau de consommation et la puissance de pointe correspondent en espérance à ce qui est spécifié dans le scénario de référence du dernier bilan prévisionnel d'EDF SEI pour l'année de référence cible choisie.

### ***Hypothèses spécifiques de modélisation retenues pour les moyens de production fatale avec stockage***

Les chroniques simulées de production propres aux installations photovoltaïques (PV) avec stockage sont déterminées à partir de chroniques de production photovoltaïque sans stockage qui sont retraitées afin que la production soit lissée sur la journée et présente une rampe de montée et de descente en puissance le matin et le soir. En guise d'illustration le schéma ci-dessous présente un exemple avec une montée et une descente en puissance de trois heures :



Exemple de production photovoltaïque avec stockage sur une journée

Pour les installations éoliennes avec stockage, le lissage s'effectue actuellement sur une demi-heure. Les chroniques utilisées en entrée du modèle étant au pas horaire, ce lissage n'est pas visible et n'est donc pas pris en compte.

### ***Cas spécifiques non modélisés***

Certaines installations très spécifiques ou de petites puissances considérées comme fatales n'ont pas été modélisées. Les scénarios ont été générés directement à partir des données historiques de production via un réarrangement aléatoire des données.

Les centrales en question sont listées ci-dessous :

- Corse : Centrale Biogaz sur le site de Tallone (1,7 MW) ;
- Guadeloupe : Géothermie Bouillante (13,6 MW) ;
- Guyane : Installation biomasse sur le site de Kourou (1,7 MW) ;
- Martinique : Site de production SARA (3 MW) et l'usine d'incinération des ordures ménagères (4 MW) ;
- Réunion : les centrales biogaz de Rivière Saint Etienne et Sainte Suzanne (3,9 MW).

## ANNEXE B : Méthode d'élaboration des chroniques horaires de disponibilité des centrales de production thermiques et hydrauliques

Les chroniques horaires de disponibilité sont définies pour chaque tranche de production à partir de deux paramètres identiques pour chaque type de centrale  $i$  (diesel, TAC, charbon, centrales hydroélectriques à réservoir...) :

- le coefficient de disponibilité  $K_{d,i}$  correspondant au ratio entre le nombre d'heures moyen où la centrale est disponible sur le nombre d'heures total de l'année ;
- la durée moyenne d'arrêt de la centrale  $d_i^{35}$ .

Ces éléments sont communiqués par les fournisseurs historiques de chaque ZNI à la CRE à partir des données historiques dont ils disposent.

La chronique de disponibilité d'une centrale  $i$  correspond à un pourcentage de la puissance disponible de cette centrale à chaque heure de l'année. Il est considéré par la suite qu'une centrale peut soit être disponible complètement (100%) soit indisponible (0%). En outre, certaines centrales présentent plusieurs tranches de production dont les disponibilités sont indépendantes les unes des autres.

Le nombre de pannes moyennes  $\delta_i$  sur une année peut dès lors être défini comme suit :

$$\delta_i = \frac{(1 - K_{d,i}) \times 8760}{d_i} = \frac{\text{Durée moyenne de disponibilité sur l'année}}{\text{Durée moyenne d'indisponibilité lors d'une panne}}$$

La probabilité de panne  $P_1$ , s'il n'y avait qu'une seule panne en moyenne sur l'année de durée  $(1 - K_{d,i}) \times 8760$  heures, serait égale à :

$$P_1 = \frac{1}{8760 \times K_{d,i}}$$

En effet, il y a « une chance sur le nombre d'heures de fonctionnement que survienne une indisponibilité ».

Par suite, on définit la probabilité de panne  $P[\delta_i]$  de la façon suivante :

$$P[\delta_i] = \frac{\delta_i}{8760 \times K_{d,i}} = \frac{1 - K_{d,i}}{K_{d,i}} \times \frac{1}{d_i}$$

Les chroniques de disponibilités sont réalisées de manière itérative pour chaque tranche de centrale et pour chaque heure de l'année selon une chaîne de Markov simple à deux états (M : marche et A : arrêt), définie selon le schéma suivant :

---

<sup>35</sup> Il est question ici de scénarios moyen/long terme. Il n'a pas été jugé nécessaire de distinguer les arrêts selon qu'ils sont programmés ou fortuits.

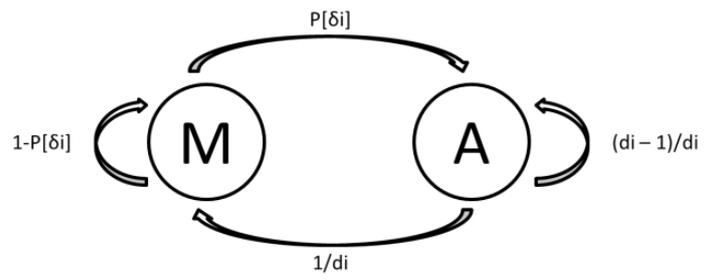


Figure 3 Chaîne de Markov à deux états permettant de simuler les indisponibilités des centrales de production thermiques et hydrauliques

## ANNEXE C : Calcul des coefficients de puissance réduite des TRV

Les clients jaunes et verts ont la possibilité de souscrire des puissances différentes d'un poste horo-saisonnier à l'autre sous la contrainte que la puissance souscrite d'un poste horo-saisonnier de rang  $p$  soit supérieure ou égale à la puissance souscrite du poste de rang  $p-1$ <sup>36</sup>.

Le montant en € de l'abonnement d'un client est déterminé de la manière suivante :

$$\text{Abonnement(en €/kW)} \times P_r(\text{en kW}).$$

$P_r$  correspond à la puissance réduite et se calcule comme suit :

$$P_r = k_1 \times P_1 + \sum_{p=2}^P (P_p - P_{p-1}) \times k_p$$

avec  $P_p$  la puissance souscrite et  $k_p$  les coefficients de puissances réduites au rang  $p$  (ou poste horo-saisonnier  $p$  classés du plus coûteux au moins coûteux).

Les coefficients de puissance réduite  $k_p$  sont déterminés de façon à faire peser un poids maximal sur la souscription de puissance au rang 1 (correspondant à la période où le système électrique est le plus tendu) puis des poids dégressifs appliqués au delta de puissances souscrites supplémentaires sur les rangs suivants, l'objectif étant d'inciter les consommateurs à souscrire en premier lieu de la puissance sur les périodes où le système est en général le moins en tension.

Les coefficients de puissance réduite de la grille tarifaire finale  $k^{TRV}_{p,c}$  pour chaque poste horo-saisonnier  $p$  et pour chaque catégorie de consommateurs  $c$ , doivent associer au prorata des différents abonnements, les coefficients de puissance réduite de la part fourniture  $k^{Fourniture}_{p,c}$  dont le calcul est explicité ci-dessous et les coefficients de puissance réduite issus des grilles tarifaires du TURPE  $k^{TURPE}_{p,c}$ . La CRE propose alors de retenir l'expression suivante :

$$k^{TRV}_{p,c} = \frac{Abo\ Energie_c \times k^{Fourniture}_{p,c} + Abo\ TURPE_c \times k^{TURPE}_{p,c}}{Abo\ Energie_c \times k^{Fourniture}_{1,c} + Abo\ TURPE_c \times k^{TURPE}_{1,c}}$$

Ou plus simplement, étant donné que les  $k^{Fourniture}_{1,c} = k^{TURPE}_{1,c} = 1$

$$k^{TRV}_{p,c} = \frac{Abo\ Energie_c \times k^{Fourniture}_{p,c} + Abo\ TURPE_c \times k^{TURPE}_{p,c}}{Abo\ Energie_c + Abo\ TURPE_c}$$

De même, la formule proposée pour le calcul des coefficients de puissances réduite de la part fourniture  $k^{Fourniture}_{p,c}$  pour une catégorie de consommateurs  $c$  et pour chaque poste horo-saisonnier  $p$ , est présentée ci-dessous :

$$k^{Fourniture}_{p,c} = \frac{\sum_{p'=p}^P PF_{p',c} \times n_{p'}^{37}}{\sum_{p'=1}^P PF_{p',c} \times n_{p'}}$$

<sup>36</sup> Les rangs permettent de classer les postes horo-saisonniers du plus coûteux au moins coûteux. Pour le tarif vert A5, les postes horo-saisonniers sont classés comme suit : Rang 1 = Pointe, Rang 2 = HPE, Rang 3 = HCE, Rang 4 = HPH, Rang 5 = HCH.

<sup>37</sup>  $n_p$  correspond aux nombres d'heure du poste horo-saisonnier  $p$ .

pour tout  $p \in \llbracket 1, \dots, \text{Nombre de postes horosaisonniers} = P \rrbracket$

Une démonstration de cette formule est présentée ci-après.

Le calcul des  $k^{TRV}_{p,c}$  est réalisé, le cas échéant, pour chaque version tarifaire du tarif.

**Démonstration de la formule de construction des coefficients de puissance réduite associée à la fourniture :  $k^{Fourniture}_{p,c}$**

Le coefficient de puissance réduite au poste horo-saisonnier  $p$  représente le poids en € qu'induit la souscription d'un incrément de puissance supplémentaire sur ce poste. En particulier, souscrire de la puissance sur le poste de rang 1 (le poste horo-saisonnier le plus coûteux) aura *a priori* plus d'incidence sur le coût du système que de souscrire de la puissance sur un poste inférieur.

La souscription sur un poste horo-saisonnier  $p$  implique que le système reste disponible pour fournir cette puissance sur le poste horo-saisonnier  $p$  ainsi que sur les postes de rangs supérieurs ( $p+1$  à  $P$ ).

L'idée retenue pour le calcul du coefficient de puissance réduite au rang  $p$  est de comparer le coût induit par l'appel, sur les heures du rang  $p$  et des rangs supérieurs, de la puissance souscrite « supplémentaire » sur le poste  $p$  par rapport au coût de cette même puissance si elle avait été appelée toute l'année.

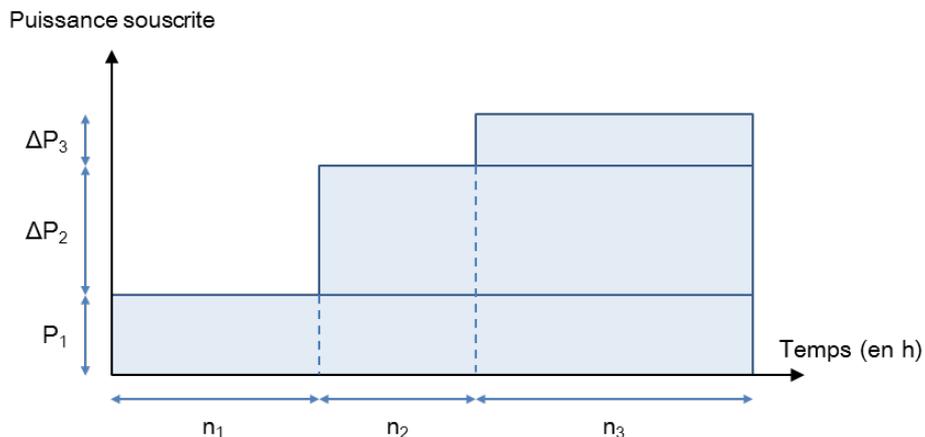
Une des problématiques de ce calcul est de savoir quel coût retenir sur chaque poste horo-saisonnier. Il a été décidé de prendre les parts fixes  $PF_{p,c}$  déterminées à la partie 4.1.2.

Le calcul des coefficients de puissance réduite de la part fourniture est détaillé ci-dessous dans le cas d'un tarif à trois postes horo-saisonniers (et donc trois rangs). Le cas général est présenté à la suite.

Dans ce cas, le client souscrit une puissance  $P_1$  sur le poste horo-saisonnier de rang 1 et respectivement  $P_1 + \Delta P_2$  et  $P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3$  pour les postes horo-saisonniers de rang 2 et 3.

Les postes horo-saisonniers 1, 2 et 3 ont des durées respectives de  $n_1$ ,  $n_2$  et  $n_3$  heures (avec  $n_1 + n_2 + n_3 = \text{nombre d'heures sur l'année} = 8760 \text{ heures}$ ).

L'ensemble des variables sont affichées dans la figure ci-dessous :



Dans ce cas, le coefficient de puissance réduite pour la catégorie de consommateurs  $c$  et le poste horo-saisonnier de rang 3, noté  $k_{3,c}$ , se calcule comme suit :

$$k_{3,c} = \frac{\text{coût de } \Delta P_3 \text{ sur } n_3}{\text{coût de } \Delta P_3 \text{ sur } 8760h} = \frac{PF_{3,c} \cdot \Delta P_3 \cdot n_3}{PF_{1,c} \cdot \Delta P_3 \cdot n_1 + PF_{2,c} \cdot \Delta P_3 \cdot n_2 + PF_{3,c} \cdot \Delta P_3 \cdot n_3} = \frac{PF_{3,c} \cdot n_3}{PF_{1,c} \cdot n_1 + PF_{2,c} \cdot n_2 + PF_{3,c} \cdot n_3}$$

De même,

$$k_{2,c} = \frac{PF_{2,c} \cdot n_2 + PF_{3,c} \cdot n_3}{PF_{1,c} \cdot n_1 + PF_{2,c} \cdot n_2 + PF_{3,c} \cdot n_3} \text{ et } k_{1,c} = 1$$

Enfin, de manière générale, on obtient la formule suivant pour P postes horo-saisonniers :

$$k_{p,c} = \frac{\sum_{p'=p}^P PF_{p',c} \times n_{p'}}{\sum_{p'=1}^P PF_{p',c} \times n_{p'}}; \text{ pour tout } p \in \{1, \dots, P\}$$

## ANNEXE D : Application de la majoration liée à l'octroi de mer à la part variable des TRV

L'octroi de mer est une taxe, applicable à la plupart des produits importés, en vigueur dans les régions d'outre-mer. Elle ne s'applique pas en Corse et à Saint Pierre-et-Miquelon.

Les taxes supportées au titre de l'Octroi de Mer par le producteur EDF SEI sont répercutées au client via la rémanence d'Octroi de Mer<sup>38</sup> calculée à pas annuel sur le portefeuille clients en €/MWh.

Ce document ne revient pas sur le détail du calcul de cette taxe qui est relatif à la fiscalité du fournisseur. Il est aujourd'hui intégré directement à la part énergie des TRV dans les arrêtés tarifaires et y est précisé pour information.

Le niveau retenu pour la péréquation des TRV dans les ZNI ne tient pas compte de la rémanence d'octroi de mer – la péréquation se faisant pour des TRV hors taxe et hors octroi de mer.

Le tableau ci-dessous présente la rémanence d'octroi de mer appliqué aux consommateurs des ZNI par couleur tarifaire depuis 2007.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Tarif Vert (en €/MWh)</b>								
Guadeloupe	0,000	1,695	3,227	3,805	3,148	2,109	1,811	2,521
Guyane	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Martinique	3,411	3,411	1,180	0,000	0,000	0,000	1,589	6,896
Réunion	1,556	1,094	0,389	1,257	3,192	4,467	3,935	1,424
<b>Tarif Bleu (en €/MWh)</b>								
Guadeloupe	0,000	1,865	3,550	4,185	3,346	2,320	1,992	2,773
Guyane	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Martinique	3,752	3,752	1,296	0,000	0,000	0,000	1,748	7,585
Réunion	1,712	1,203	0,428	1,382	3,511	4,913	4,328	1,566

Tableau 5 Majorations en €/MWh liées à la rémanence d'octroi de mer appliquées depuis 2007 aux consommateurs de Guadeloupe, Guyane, Martinique et de la Réunion pour les tarifs bleus et verts

<sup>38</sup> Il s'agit de la différence entre l'octroi de mer et l'octroi de mer régional déductible au titre des achats de biens d'exploitation.