

***GROUPEMENT DE COMMANDES POUR L'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ  
ET SERVICES ASSOCIÉS SUR LE PÉRIMÈTRE DU DÉPARTEMENT DE L'AISNE***

**COORDONNATEUR DU GROUPEMENT**

**USEDA**

**Marché subséquent – LOT 1.2.3**

**Cahier des Clauses spécifiques  
(CCS)**

**FOURNITURE ET ACHÈMINEMENT D'ÉLECTRICITÉ**

## Sommaire

<b>ARTICLE 1 – OBJET .....</b>	<b>3</b>
<b>ARTICLE 2 – DUREE .....</b>	<b>3</b>
<b>ARTICLE 3 – PIECES CONTRACTUELLES DU MARCHE SUBSEQUENT .....</b>	<b>3</b>
<b>ARTICLE 4 – PRIX .....</b>	<b>3</b>
<b>4.1. PRIX DE L'ENERGIE .....</b>	<b>3</b>
4.1.1 <i>CONTENU DES PRIX .....</i>	<i>3</i>
4.1.2. <i>STRUCTURE DES PRIX.....</i>	<i>6</i>
4.1.3. <i>FORME DES PRIX.....</i>	<i>7</i>
<b>4.2. REVISION / VARIATION DES PRIX .....</b>	<b>8</b>
4.2.4. <i>Adaptation des prix de fourniture en cas d'atteinte du « plafond ARENH ».....</i>	<i>10</i>

## **ARTICLE 1 – OBJET**

Le présent marché subséquent est passé sur le fondement de l'accord-cadre notifié le 29 Août 2019 relatif à l'acheminement et la fourniture d'électricité pour l'ensemble des membres du groupement de commandes dont l'USEDA est le coordonnateur.

Le présent marché subséquent est un marché de fourniture à prix unitaires ayant pour objet l'acheminement et la fourniture d'électricité pour les points de livraison listés à l'annexe 2 (DQE) du présent acte d'engagement.

## **ARTICLE 2 – DUREE**

La durée d'exécution du marché subséquent pour la fourniture et l'acheminement d'électricité débute à compter du 01/01/2023 à 00h00 sauf mention contraire dans la liste des points de livraison fixée en annexe 2 (DQE) de l'acte d'engagement de l'accord-cadre, et prend fin le 31/12/2023 à minuit.

## **ARTICLE 3 – PIECES CONTRACTUELLES DU MARCHE SUBSEQUENT**

Le présent marché subséquent est constitué des pièces contractuelles suivantes énumérées par ordre de priorité décroissante :

- Les pièces contractuelles de l'accord-cadre ;
- L'acte d'engagement du marché subséquent et ses annexes ;
- Le présent cahier des clauses spécifiques (CCS-Marché subséquent) commun à tous les lots ;
- Le cahier des clauses administratives générales applicables aux marchés publics de fournitures courantes et de services (CCAG-FCS) dans sa version issue de l'arrêté du 19 janvier 2009.

## **ARTICLE 4 – PRIX**

### **4.1. PRIX DE L'ENERGIE**

#### **4.1.1 CONTENU DES PRIX**

Le prix de l'énergie contient :

- Les prix unitaires de la fourniture d'énergie (PF) figurant dans le bordereau des prix unitaires du marché subséquent.

Ils incluent toutes les dépenses nécessaires à l'exécution des prestations et couvrent notamment :

- Le coût unitaire de la fourniture d'énergie et services associés et de manière générale toutes les sujétions nécessaires à la bonne exécution du marché subséquent.
- Les coûts unitaires résultant pour le Titulaire des obligations d'économies d'énergie visées aux articles L.221-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi que les coûts des obligations d'économies d'énergies spécifique au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Ils ne doivent pas nécessairement être distingués du coût de la fourniture d'énergie et services associés sur la facture.
- Les coûts unitaires liés à la mission de responsable d'équilibre incluant le coût proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre. Ils sont facturés sans marge ni frais.

- Les prix unitaires résultants des obligations liées au mécanisme de capacité. Ils couvrent uniquement les coûts générés par les obligations de capacité des sites identifiés au bordereau des sites de consommation.

Ils s'ajoutent au prix unitaire de la fourniture d'énergie figurant dans le bordereau des prix unitaires du marché subséquent.

- Le prix unitaire « Electricité d'origine Renouvelable » le cas échéant.

Ils couvrent notamment le coût des preuves exigées accompagnant la fourniture.

Il s'ajoute au prix unitaire de la fourniture d'énergie figurant dans le bordereau des prix unitaires du marché subséquent. Ils ne doivent pas nécessairement être distingués du coût de la fourniture d'énergie et services associés sur la facture.

### ***Focus : Le coût des obligations d'économie d'énergie***

L'application de la réglementation en vigueur pour la 5ème période du dispositif de collecte des CEE, allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025, implique :

$$\text{CCEE (€/MWh)} = 0,4616 \times (\text{PCEE Classique} + 0.412 \times \text{PCEE Précarité})$$

Avec

- PCEE Classique = prix, exprimé en € / MWh cumac, du CEE collecté auprès de consommateurs qui ne sont pas des ménages en situation de précarité énergétique,

- PCEE Précarité = prix, exprimé en € / MWh cumac, du CEE collecté auprès des ménages en situation de précarité énergétique.

- Les coefficients réglementaires figurant au Code de l'énergie sont :

- 0,416 : obligation d'économies d'énergie générée en MWh cumac par MWh d'électricité (article R221-4) ;

- 0,412 : coefficient multiplicateur (sans dimension/unité) pour l'obligation relative aux ménages en situation de précarité énergétique (article R221-4-1) ;

### **Focus : les coûts générés par les obligations de capacité**

Le mécanisme de capacité visant à garantir la sécurité d’approvisionnement des consommateurs d’électricité en période de pointe, défini en application des articles L.335-1 et suivants du Code de l’énergie, du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 et de l’arrêté 29 novembre 2016, est entré en vigueur au 1er janvier 2017.

Pour les sites C3, C4 et C5 :

Les coûts de capacité facturés ne feront pas l’objet d’une régularisation. Ils seront calculés selon les dispositions ci-dessous :

$$CC(n, \text{€/KWh}) = [\alpha \times \text{Prix Capa}(n) \times \text{Coeff Secu}] - \left[ \frac{\beta \times \text{Prix Capa}(n) \times \text{TARENH} \times 1000}{\text{NbHeures/an}} \right] / 1000$$

Avec :

- $\alpha$  (poste) : en kW/MWh : coefficient déterminé par le Titulaire au Bordereau des Prix Unitaires, pouvant différer d’un poste horo-saisonnier à l’autre ou être lissé sur l’année, selon les capacités du titulaire et pouvant différer d’une année civile à l’autre ;
- Coeff Sécu : coefficient de sécurité en vigueur pour l’année de livraison N, tel que publié par RTE pour l’année civile considérée ;
- $\beta$  : garantie de capacité apportée par 1 kW de produit ARENH, selon la réglementation en vigueur pour l’année civile considérée (actuellement,  $\beta = 1$  selon l’arrêté du 8 novembre 2016 relatif aux modalités de cession des garanties de capacité liées à l’ARENH) ;
- Prix Capa (n) : en €/MW : Le prix de la garantie de capacité de l’année civile considérée n qui correspond à un prix issu d’une moyenne arithmétique simple des prix d’enchères réalisées sur les plates-formes d’échanges organisées entre la date de notification (+ 15 jours le cas échéant) et le 31/12 de l’année n-1
- TARENH : exprimé en pourcentage, est le taux d’approvisionnement ARENH renseigné dans le Bordereau des Prix Unitaires. Dans le cas d’un approvisionnement 100% marché, le TARENH = 0.

Pour les sites C1-C2 :

Les coûts de capacité facturés feront l’objet d’une régularisation.

Au cours de l’année N, le Titulaire facture chaque mois soit un abonnement égal à Coût Estimé Capacité (année N) / nombre de mois de fourniture au cours de l’année N soit un Coût Estimé Capacité (année N) en €/MWh et par poste horosaisonnier, par le biais de coefficients tels qu’évoqué dans la formule des C3, C4, C5.

Le montant estimé capacité correspond au montant prévisionnel lié au mécanisme de capacité pour l’année N, calculé avant le début de fourniture de l’année N, sur la base des prévisions de consommation et de la formule ci-dessous.

$$CC(n, \text{€}) = [\text{Puissance PP1} \times \text{Coeff Secu} - \text{Puissance ARENH} \times \beta] \times \text{Prix Capa}(n)$$

Avec :

- Puissance PP1 : par année, en MW, est l’obligation définie par RTE, qui correspond à la moyenne des puissances atteintes soutirée par les sites de consommation de segment C1 - C2 au cours des heures

déclarées PP1 par RTE au cours de l'année N, ramenée à une température extrême de référence, tel que décrit dans la réglementation en vigueur.

- Coef Sécu : tel que défini dans la formule ci-dessus.
- Prix Capa (année N, €/MW) : tel que défini dans la formule ci-dessus.
- Puissance ARENH (année N, MW) : puissance du ruban ARENH, en MW, commandé au titre de l'année

N,. Dans le cas d'un approvisionnement 100% marché, la Puissance ARENH = 0.

- $\beta$  : tel que défini dans la formule ci-dessus.

A partir de janvier de l'année N+1, le Titulaire procède à une régularisation, au titre de l'année N, en prélevant ou versant la différence entre le Cout estimé Capacité et le Cout Réel Capacité de la façon suivante:

$$CC_{\text{regul}}(n) = (\text{Obli constatée} - \text{Obli estimée}) \times \text{Prix Capa}(n)$$

Avec :

Obli constatée (MW) : Obligation de capacité réelle

Obli estimée (MW) : Obligation de capacité estimée, telle que facturée tout au long de l'année

Prix Capa (n) : en €/MW : Prix de la garantie de capacité de l'année civile considérée n tel qu'utilisé tout au long de l'année.

Le prix de la garantie de capacité de l'année civile considérée n qui correspond à un prix issu d'une moyenne arithmétique simple des prix d'enchères réalisées sur les plates-formes d'échanges organisées entre la date de notification (+ 15 jours le cas échéant) et le 31/12 de l'année n-1

#### 4.1.2. STRUCTURE DES PRIX

Les prix unitaires de la fourniture d'énergie figurant aux bordereaux des prix unitaires applicables aux marchés subséquents sont décomposés de la manière suivante/composés uniquement :

- Eventuellement un Terme Fixe, en €/HT/an, applicable uniquement pour les sites du segment C5.
- De Termes Variables, en €/HT/MWh, applicable par segment, par poste horosaisonnier et par année civile.

Les termes variables s'appliquent aux consommations transmises par le GRD par poste pour chacun des points de livraison, selon la définition locale de l'horosaisonnalité du GRD en vigueur.

Lorsqu'un site change de segment, le prix qui lui est appliqué est celui du segment correspondant.

En l'état actuel de la réglementation (TURPE 5), les postes horosaisonniers sont les suivants :

C2 – C3	5 prix horosaisonniers	PTE Mobile, HPSH, HCSH, HPSB, HCSB (*) PTE, HPSH, HCSH, HPSB, HCSB (*)
C4	4 prix horosaisonniers	HPSH, HCSH, HPSB, HCSB (*)
C5	1 ou 2 prix horosaisonniers, Selon la structure de comptage et selon que le site est un bâtiment ou un site en éclairage public	Base HP/HC (*) (valable pour les sites en 4 postes également)

(\*) Horosaisons du TURPE

#### Réexamen Pointe Mobile :

En cas de modifications des options tarifaires d'acheminement des sites au cours d'un marché subséquent, et notamment en cas de souscription à l'option Pointe Mobile en cours d'exécution du marché subséquent, le coordonnateur se laisse la possibilité d'une clause de réexamen. A cet effet, conformément à l'article R.2194 du code de la commande publique, le coordonnateur demandera au Titulaire de proposer des prix Pointe Mobile et

Heures pleines Saison Haute sur demande du membre concerné. S'il est en mesure de proposer des prix sur ces nouveaux postes, le titulaire s'attachera à proposer un nouveau BPU. Chaque Membre sera chargé d'accepter ou non l'avenant modificatif du BPU.

#### 4.1.3. FORME DES PRIX

La forme des prix unitaires de la fourniture d'énergie sera :

- basée sur un approvisionnement 100% marché. Dans ce cas, les prix de l'énergie sont fermes et non révisables.
- basée sur un approvisionnement ARENH partiel et complément marché.

Sur la base du taux d'approvisionnement ARENH (TARENH) représentant la part de fourniture ARENH, figurant au Bordereau des Prix Unitaires.

Le TARENH correspondant est égal au rapport, en %, entre le volume d'ARENH (volume total du ruban) auquel donne droit la consommation d'un site et la consommation dudit site, sur une année civile.

Remarque : Ce taux peut être supérieur à 100%

Sur la base du prix ARENH applicable à la période de livraison considérée tel qu'il a été publié au Journal Officiel, à la date de la remise des offres pour les marchés subséquents.

Dans ce cas, les prix sont indexés et révisables.

En cas d'approvisionnement ARENH et complément marché – Swap retour marché

Le groupement aura la possibilité de ne pas faire valoir ses droits ARENH, et basculer en approvisionnement 100% marché, pour une année considérée, en une fois, avant la date du guichet ARENH, sur la base d'une prise de position du coordonnateur. Il s'agit de remplacer la part initialement sourcée sur le dispositif ARENH par un achat sur les marchés de gros de l'électricité.

Il est laissé au choix du Titulaire la possibilité de modifier le Bordereau des Prix Unitaires initialement basé sur le prix ARENH ou de répercuter le gain issu de la fixation de la part ARENH en une fois en début d'année N+1 via un avoir sur facture.

Pour les sites profilés (C3 et C4) :

Les couts de capacité seront portés sur une ligne dédiée sur la facture d'énergie. Il ne sera appliqué aucune régularisation en fin de période ou en fin de marché.

Pour les sites télérelevés (C2) :

Les couts de capacité seront portés sur une ligne dédiée sur la facture d'énergie. Il sera appliqué une régularisation en fin de période ou en fin de marché :

Régularisation sur base de la consommation réalisée pour les sites télérelevés :

A l'issue de chaque année civile, le Fournisseur calculera l'Obligation de Capacité constatée Totale sur la période en application des règles du mécanisme de capacité.

Si l'Obligation de Capacité constatée Totale est supérieure à l'Obligation de Capacité prévisionnelle de l'ensemble des Sites, le Fournisseur facturera en sus au Client la différence entre l'Obligation de Capacité constatée Totale et l'Obligation de Capacité prévisionnelle de l'ensemble des Sites, multipliée par le prix de la première enchère publique de garantie de capacité relative à l'année n publiée par EPEX SPOT au début de l'année n+1.

Si l'Obligation de Capacité constatée Totale est inférieure à l'Obligation de Capacité prévisionnelle de l'ensemble des Sites, le Fournisseur remboursera au Client la différence entre l'Obligation de Capacité prévisionnelle de l'ensemble des Sites et l'Obligation de Capacité constatée Totale, multipliée par le prix de la première enchère publique de garantie de capacité relative à l'année n publiée par EPEX SPOT au début de l'année n+1.

Dans le cas où il n'y aurait pas d'enchère publique de garantie de capacité après la période de livraison pour l'année de livraison n considérée, le Fournisseur communiquera un prix de capacité de substitution applicable pour l'année n reflétant les conditions de marché du moment. Il est précisé que le prix de capacité de substitution sera au maximum égal au Prix Administré de l'année de livraison.

Les compléments de prix visés ci-dessus sont calculés sur l'Obligation de Capacité constatée Totale. Les éventuelles facturations complémentaires seront réparties entre les Sites au prorata de l'Obligation de Capacité prévisionnelle des Sites, sauf demande écrite du Client précisant une autre clé de répartition. Ces compléments de prix feront l'objet d'une facturation spécifique à l'issue de chaque période de fourniture.

#### 4.2. REVISION / VARIATION DES PRIX

Les prix suivants, décrits à l'article 1 peuvent varier :

Les taxes et contributions. Toute évolution impactant le taux ou de l'assiette des taxes applicables ou toutes nouvelles taxes ou contributions environnementales s'appliquant obligatoirement sur le prix de vente et/ou de distribution peut être répercutée à l'euro.

Les tarifs d'acheminement et les prix figurant dans le catalogue des prestations des GRD. Toute évolution réglementaire, législative ou résultant d'une délibération de la CRE en cours d'exécution du marché subséquent impactant ceux-ci peut être répercutée à l'euro.



Le coût proportionnel au soutirage physique, publié par le gestionnaire du réseau de transport (RTE) et validé par la CRE. En cas d'évolution de ce coût, le Titulaire devra répercuter ces évolutions à la hausse comme à la baisse, sur les prix proportionnels en €/MWh à l'euro, sans marge, ni frais. Le prix proportionnel au soutirage physique applicable actuellement est de 0,0 €/MWh, depuis le 1er Février 2017.

Les coûts résultats des obligations d'économies d'énergies :

Dans le cas d'une évolution réglementaire des coefficients figurant au code de l'énergie, ils pourront être modifiés par voie d'avenant à la hausse comme à la baisse. Afin de prendre en compte un approvisionnement complémentaire de CEE, le Titulaire précisera, dans cet avenant, la formule de calcul du nouveau prix unitaire des CEE, qui devra faire apparaître, uniquement pour la proportion de CEE manquante, le prix d'achat des CEE.

En cas d'évolution législative ou réglementaire de l'architecture générale du dispositif, ils pourront également être modifiés par voie d'avenant

Dans tous les cas, un nouveau bordereau des prix unitaires est établi par le titulaire, applicable à dater de l'entrée en vigueur du prix révisé.

Les prix de fourniture si, selon la décision prise par le coordonnateur, le prix est basé sur un approvisionnement intégrant le mécanisme de l'ARENH :

En cas d'évolution du prix de l'ARENH publié sur proposition de la CRE, le titulaire du marché applique la formule définie ci-dessous pour le calcul des prix unitaires de la fourniture en énergie électrique.

Un nouveau bordereau des prix unitaires est établi par le titulaire et applicable à dater de l'entrée en vigueur du prix ARENH révisé.

$$P_f = P_f(0) + TARENH * (PARENH (\text{révisé}) - PARENH (0))$$

Avec :

- $P_f(0)$  = Prix de fourniture contractualisé dans le marché subséquent, exprimé en €/HTT/MWh,
- $PARENH (0)$  = Prix de l'ARENH, exprimé en €/HTT/MWh, en vigueur à la date de la remise des offres des marchés subséquents.
- $PARENH (\text{révisé})$  = Prix de l'ARENH, exprimé en €/HTT/MWh, applicable à la période de livraison suite à la proposition de la CRE et publié au Journal Officiel.
- $TARENH$  = exprimé en pourcentage, est le taux d'approvisionnement ARENH renseigné dans le Bordereau des

## Prix Unitaires

En cas d'évolution du mécanisme ARENH (hors prix), et en cas d'atteinte du plafond ARENH, les prix de fourniture pourront également varier. Les marchés subséquents en préciseront les modalités si celles-ci sont connues à la date de publication. Dans le cas contraire, les parties se rapprocheront pour négocier de bonne foi sur la base des textes publiés et un avenant pourra être contractualisé.

Les prix unitaires résultant des obligations associées au mécanisme de capacité.

Les prix sont alors révisables :

- En cas d'évolution du coefficient de sécurité ;
- En cas d'évolution du prix de la capacité pour l'année de livraison visée

Un nouveau bordereau des prix unitaires est établi par le titulaire, applicable à dater de l'entrée en vigueur du prix révisé.

#### *4.2.4. Adaptation des prix de fourniture en cas d'atteinte du « plafond ARENH »*

Dans le cas d'un arrêt ou d'une suspension du dispositif ARENH pour quelque motif que ce soit, ou dans le cas où la puissance ARENH allouée l'USEDA varierait suite à une décision des pouvoirs publics ou suite à un dépassement du volume global maximal d'ARENH prévu à l'article L336-2 du Code de l'Energie, la quantité d'énergie électrique manquante ou excédentaire serait alors valorisée sur la base des prix de marché de gros de l'électricité en France.

#### **Valorisation de l'obligation manquante**

L'obligation de capacité liée à l'ARENH manquante serait alors valorisée sur la base du prix de la première enchère publique de garantie de capacité relative à l'année concernée par cet événement et publiée par EPEX SPOT. L'ensemble sera répercuté sur vos factures.

#### **Incidence financière en cas d'atteinte du plafond**

Dans l'hypothèse de l'atteinte du plafond, dans les 15 jours qui suivent la date de notification des volumes ARENH portant révision du volume alloué dans le cadre de l'ARENH, le taux ARENH sera révisé ainsi que le prix de référence applicable au volume ARENH non disponible et acheté à prix de marché selon les dispositions suivantes :

Le prix de référence à appliquer au volume ne bénéficiant plus du produit ARENH sera la moyenne arithmétique des prix « baseload » de clôture de la Bourse d'échange d'électricité « EEX » des 8 jours ouvrés suivant le surlendemain de l'annonce de l'écêtement par la CRE. Ceci afin de lisser le risque prix lié à une hausse du marché suite à l'annonce de l'écêtement. Le prix de clôture de la Bourse d'échange d'électricité « EEX » est appelé « French Power Futures ».

Il est relatif à l'année de fourniture considérée

Le nouveau prix pour l'année considérée est calculé selon la formule décrite ci-dessous

$$P = P(o) + t' * (PARENH \text{ nouveau} - PARENH(o)) + (t - t') * (P_{\text{moyen 8 jours}} - PARENH \text{ nouveau}) + (t - t') * GCARENH(o) * \text{PrixCapacité}$$

Avec :

$P(o)$  : le prix en €/MWh remis par le titulaire au marché subséquent

$PARENH(o)$  exprimé en €/MWh : le prix de l'ARENH applicable à la période de livraison considérée tel qu'il a été publié au Journal Officiel à la date de la remise des offres pour les marchés subséquents

$PARENH \text{ nouveau}^*$ , exprimé en €/MWh : le nouveau prix de l'ARENH applicable à la période de livraison suite à la proposition de la CRE et publié au Journal Officiel

$t$ , exprimé en pourcent : le taux d'approvisionnement ARENH communiqué au stade du marché subséquent

$t'$ , exprimé en pourcent : le taux d'approvisionnement ARENH effectif suite à la décision de la CRE si le plafond est atteint

$P_{\text{moyen 8 jours}}$ , exprimé en €/MWh : la moyenne arithmétique des prix « baseload » de clôture de la Bourse d'échange d'électricité « EEX » des huit jours ouvrés qui suivent le surlendemain de la date de notification des volumes ARENH, relatif à l'année de fourniture considérée

GCARENH(o) : l'obligation de capacité liée à l'ARENH (1 MW d'ARENH donne droit à 10 GC)

PrixCapacité : le prix de la première enchère publique de garantie de capacité relative à l'année concernée par cet événement et publiée par EPEX SPOT

Nota : \*Si le prix de l'ARENH n'évolue pas alors PARENH nouveau = 42€/MWh.