

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2016 relative à l'évaluation des projets d'avenants aux contrats d'achat entre la société EDF (centre EDF Ile de la Réunion) et la société Albioma Le Gol pour les installations de production d'électricité ALG-A et ALG-B à la Réunion

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Yann PADOVA et Jean Pierre SOTURA, commissaires.

En application du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 7 septembre 2015, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Le Gol, relatif à l'électricité produite par la centrale bagasse charbon ALG-A composée de deux unités de production d'une puissance électrique active nette moyenne de 30 MW et 29 MW (au total 59 MW) située au sud de l'île de la Réunion.

La société Albioma Le Gol (ci-après le « Producteur ») est une filiale à 100% de la société Albioma.

Des éléments complémentaires, nécessaires à l'analyse, ont été demandés par la CRE à la société EDF SEI. Les interrogations de la CRE ainsi que les nouveaux éléments apparus au cours de l'examen du projet d'avenant ont conduit à l'évolution de son contenu. En conséquence, EDF SEI a saisi une nouvelle fois la CRE le 21 janvier 2016 d'un projet d'avenant modifié pour la centrale ALG-A. Cette saisine a été complétée par un projet d'avenant pour la centrale bagasse charbon ALG-B d'une puissance électrique active nette moyenne de 52,5 MW située également au sud de l'île de la Réunion et exploitée par la société Albioma Le Gol.

### 1. Contexte

#### 1.1. Contexte réglementaire

Aux termes du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, « le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. (...) La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, par arrêté (...). La Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation ».

La CRE a adopté le 23 avril 2015 une délibération portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte. Cette méthodologie précise notamment les conditions de recevabilité d'une demande de révision de la compensation.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer, en Corse, à Mayotte et à Saint-Pierre et Miquelon, est fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production dans les zones non interconnectées.

## 1.2. *Objet des projets d'avenants*

Les contrats d'achat d'électricité relatifs aux centrales ALG-A et ALG-B ont été conclus entre le Producteur et EDF SEI le 17 décembre 2003 et le 14 avril 2004. Depuis lors ils ont été modifiés par plusieurs avenants successifs.

Le Producteur a fait état :

- de la modification du cadre réglementaire applicable à ses installations nécessitant le changement du procédé de traitement des effluents liquides et gazeux ;
- de circonstances nouvelles engendrant de nouveaux coûts de gestion des résidus solides issus de la combustion ;
- de circonstances nouvelles portant sur une révision tarifaire de la redevance portuaire.

Le respect de l'ensemble de ces nouvelles contraintes réglementaires et administratives, dont les détails sont présentés ci-après, entraîne pour le Producteur la modification de certains paramètres techniques ainsi que des coûts supplémentaires d'investissement et d'exploitation, ce qui modifie l'équilibre contractuel des centrales concernées.

### a) *Modification du traitement des effluents liquides*

La modification du traitement des effluents liquides<sup>1</sup> des centrales ALG-A et ALG-B a été présentée pour la première fois lors de l'examen des projets d'avenants n°7 « Rééquilibrage économique 2012 » signés le 6 août 2013<sup>2</sup>. Elle est rendue nécessaire par l'arrêté du 16 décembre 2010 modifiant les arrêtés d'autorisation d'exploiter des centrales concernées au titre du régime applicable aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE). L'arrêté du 16 décembre 2010 a transposé la directive européenne 96/61/CE du Conseil du 24 septembre 1996 (modifiée par la directive 2008/01/CE du 29 janvier 2008) relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (directive IPPC). Afin de se mettre en conformité avec les prescriptions dudit arrêté, le Producteur a prévu un certain montant d'investissement retenu pour la révision des primes fixes inscrites dans les contrats d'ALG-A et ALG-B, objet des avenants n°7.

L'arrêté du 28 mai 2013 a modifié de nouveau les arrêtés d'autorisation d'exploiter des centrales ALG-A et ALG-B en intégrant de nouvelles prescriptions relatives au traitement des effluents liquides, imposant au Producteur d'engager des moyens beaucoup plus importants que ceux qui avaient été envisagés au moment de l'examen des avenants n°7. Compte tenu du délai d'application de ce nouveau cadre réglementaire – l'arrêté est applicable à partir du 1<sup>er</sup> août 2014 – le Producteur a été contraint d'engager des investissements dès la fin de l'année 2013. Le nouvel équipement a été mis en service en décembre 2014.

### b) *Modification du traitement des effluents gazeux (directive IED)*

L'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931 a transposé en droit français certaines dispositions de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution), dite « directive IED ». Ce cadre réglementaire impose de nouvelles valeurs limites d'émission pour certains polluants, notamment le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) et les oxydes d'azote (NOx), valeurs qui sont applicables dans les zones non interconnectées<sup>3</sup> (ZNI) à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Afin de respecter les valeurs limites d'émission, des investissements significatifs doivent être réalisés sur l'ensemble des installations de la société Albioma concernées par la directive IED. Cette mise aux normes entraînera une augmentation des coûts d'exploitation et de fonctionnement liés aux adaptations techniques rendues nécessaires en vue de la prise en compte du dispositif IED.

<sup>1</sup> Eaux industrielles et eaux pluviales.

<sup>2</sup> La CRE a délibéré sur le projet d'avenant n°7 le 5 juin 2013 par la délibération relative aux projets d'avenants aux contrats d'achat de l'électricité produite à la Réunion par les installations de la Compagnie Thermique du Gol et de la Compagnie Thermique de Bois-Rouge.

<sup>3</sup> Corse, départements d'outre-mer, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.

Le planning de réalisation des travaux de mise en conformité des centrales de la société Albioma est soumis à plusieurs contraintes :

- pour préserver la stabilité du réseau électrique des ZNI concernées, les installations de la société Albioma doivent être disponibles pendant les périodes chaudes et plusieurs tranches ne peuvent être à l'arrêt en même temps ;
- pour permettre l'approvisionnement des sucreries en vapeur, les installations doivent fonctionner pendant la période sucrière ;
- les opérations doivent être séquencées entre les différentes centrales de manière à s'assurer de la disponibilité des équipes techniques de la société Albioma pour un bon suivi des travaux.

L'optimisation du planning des opérations, convenu entre EDF SEI et la société Albioma, impose de débiter les travaux de mise en conformité en 2016 par ceux relatifs à la centrale ALG-B située à la Réunion. Dans ces conditions, le respect de l'obligation de mise en conformité de l'ensemble des centrales de la société Albioma avant le 1<sup>er</sup> janvier 2020 implique que les travaux des deux unités de production de la centrale ALG-A soient réalisés par la suite en juillet 2017 et juillet 2018 respectivement.

La CRE a déjà délibéré sur le projet d'avenant relatif à la mise aux normes IED de la centrale ALG-B le 23 avril 2015, ce qui a conduit à la signature de l'avenant n°9 au contrat d'ALG-B. Le projet d'avenant en cours d'étude pour cette centrale vient se substituer à l'avenant n°9 pour tenir compte, en plus des surcoûts liés aux travaux de mise en conformité IED, des surcoûts liés aux autres modifications réglementaires et administratives présentées dans la section 1.2.

#### *c) Modification de gestion des résidus solides issus de la combustion*

EDF SEI a saisi la CRE le 15 juin 2015 de quatre projets d'avenants (dont un pour la centrale ALG-A et un pour ALG-B) aux contrats d'achat, conclus entre la société EDF SEI et les sociétés filiales de la société Albioma, pour prendre en compte les nouvelles dépenses induites par la modification de gestion des sous-produits de combustion (SPC) en application des arrêtés du 28 octobre 2010<sup>4</sup> et du 12 décembre 2014<sup>5</sup>.

Par délibération du 24 septembre 2015<sup>6</sup> et sur les fondements d'une analyse menée avec les éléments fournis par le Producteur et EDF SEI, la CRE a décidé de ne pas retenir la compensation des surcoûts de gestion des SPC au motif que leur impact était considéré comme non substantiel sur l'équilibre économique des contrats.

À la suite de cette délibération, le Producteur a indiqué que les coûts supplémentaires liés à la modification de gestion des SPC font partie de l'ensemble des circonstances nouvelles ayant un effet sur les coûts d'exploitation des centrales ALG-A et ALG-B et estime dès lors que leur impact cumulé sur l'équilibre économique des contrats est significatif. À ce titre, EDF SEI sollicite de la CRE qu'elle reconsidère sa décision et prenne en considération les nouveaux éléments exposés dans cette section 1.2 pour réévaluer la compensation.

#### *d) Révision tarifaire des droits de port*

En application des articles L. 5321-1 à L. 5321-4 du code des transports, le grand port maritime de la Réunion peut réévaluer ses droits de port. Par délibération en date du 1<sup>er</sup> janvier 2015, il a arrêté un nouveau barème applicable à compter de janvier 2015, lequel se traduit par une augmentation fortement différenciée de la redevance suivant la nature des produits. Le Producteur fait ainsi état d'une hausse de 74 % de la redevance pour le charbon par rapport à 2014, alors que d'autres produits ne subissent qu'une hausse de 1,5 %.

Le Producteur a contesté cette évolution ce qui a conduit l'administration du port à réviser la redevance à la baisse à partir de 2016. La nouvelle redevance pour le combustible charbon est ainsi fixée à un niveau de 23 % plus élevé qu'en 2014, ce qui constitue encore une augmentation notable des coûts d'exploitation des centrales ALG-A et ALG-B.

\* \* \*

Le Producteur s'est rapproché d'EDF SEI afin de faire évoluer les contrats d'achat pour les installations ALG-A et ALG-B permettant de prendre en compte les conséquences techniques et économiques des

<sup>4</sup> Arrêté du 28 octobre 2010 relatif aux installations de stockage des déchets inertes.

<sup>5</sup> Arrêté du 12 décembre 2014 relatif aux conditions d'admission des déchets inertes dans les installations relevant des rubriques 2515, 2516, 2517 et dans les installations de stockage de déchets inertes relevant de la rubrique 2760 de la nomenclature des installations classées.

<sup>6</sup> Délibération du 24 septembre 2015 relative à l'évaluation des projets d'avenants aux contrats d'achat conclus entre la société EDF (centre EDF Ile de la Réunion et centre EDF Guadeloupe) et les filiales de la société Albioma pour les installations de production d'électricité de Bois-Rouge et du Gol situées à la Réunion et pour l'installation d'Albioma Caraïbes située en Guadeloupe.

travaux de mise en conformité du traitement des effluents liquides – les investissements ayant en l'espèce été déjà réalisés – et des effluents gazeux, ainsi que celles liées à l'évolution de la redevance portuaire et à la modification de la gestion des résidus solides de combustion.

Le Producteur sollicite deux avenants pour ces centrales en application des articles relatifs à la « Clause de sauvegarde » prévue par les contrats d'achat. En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public.

## 2. Analyse des projets d'avenant

L'analyse des projets d'avenants a été menée en application de la méthodologie<sup>7</sup> d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées. Les circonstances exposées par EDF SEI pour solliciter une révision de sa compensation ont été examinées par la CRE au regard du paragraphe 1.9 de la méthodologie précitée.

L'article relatif à la « clause de sauvegarde » des contrats d'achat d'électricité pour les centrales ALG-A et ALG-B prévoit que « *les Parties s'engagent à réviser le contrat afin de maintenir son équilibre économique en cas de survenance de circonstances non prises en compte au moment de sa conclusion, affectant cet équilibre de façon significative dans un sens ou dans l'autre.* ».

Cette clause de sauvegarde jouera notamment :

- *en cas d'intervention de nouvelles dispositions fiscales, environnementales, sociales, techniques ou autres, à caractère législatif ou émanant de toutes autorités investies d'un pouvoir réglementaire ou normatif. (A titre illustratif, extension de la liste des produits consommés taxés, alourdissement de la taxation des activités polluantes par élargissement de l'assiette ou élévation des taux, abaissement des valeurs limites d'émission entraînant l'obligation de dépolluer les fumées) (...)* ».

En l'espèce, l'entrée en vigueur (i) de l'arrêté du 28 mai 2013 relatif au traitement des effluents liquides, (ii) de l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux normes de la directive IED, (iii) de l'arrêté du 28 octobre 2010 et du 12 décembre 2014 relatifs au stockage des déchets inertes et (iv) de la nouvelle redevance portuaire impliquent des modifications des caractéristiques techniques des centrales ALG-A et ALG-B induisant des investissements supplémentaires de plusieurs millions d'euros et des surcoûts d'exploitation fixes et proportionnels qui ne pouvaient être anticipées au moment de la signature des contrats initiaux.

L'ensemble de ces éléments ont pour effet de modifier substantiellement l'équilibre économique des contrats. En conséquence, la prime fixe et le prix proportionnel de référence, ainsi que certains autres paramètres des contrats doivent être révisés. Le détail de la compensation du Producteur figure dans l'annexe confidentielle.

### 2.1.1. Impact sur la puissance nette de centrales

La puissance autoconsommée par les nouveaux équipements progressivement installés entraînera une baisse de la puissance nette des centrales ALG-A et ALG-B. En conséquence, les prix de modulation et les taux d'émission normaux doivent être réévalués.

#### a) Pour la centrale ALG-A

L'évolution de la puissance nette réajustée pour la centrale ALG-A par rapport aux valeurs actuelles – 59 MW en fonctionnement charbon et 56 MW en fonctionnement bagasse – est présentée dans le tableau suivant :

|                             | Mode de fonctionnement charbon | Mode de fonctionnement bagasse |
|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Du 01/01/2015 au 30/06/2017 | 58,9 MW                        | 55,9 MW                        |
| Du 01/07/2017 au 30/06/2018 | 57,9 MW                        | 54,7 MW                        |
| A partir du 01/07/2018      | 56,9 MW                        | 53,5 MW                        |

Le taux d'émission normal, de 1,21 tCO<sub>2</sub>/MWh dans le contrat initial, a été réévalué comme suit :

|                             |                                      |
|-----------------------------|--------------------------------------|
| Du 01/01/2015 au 30/06/2017 | 1,21 tCO <sub>2</sub> /MWh hors urée |
| Du 01/07/2017 au 30/06/2018 | 1,23 tCO <sub>2</sub> /MWh hors urée |
| À partir du 01/07/2018      | 1,25 tCO <sub>2</sub> /MWh hors urée |

<sup>7</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

b) *Pour la centrale ALG-B*

La puissance nette réajustée de la centrale ALG-B s'élève à 51,8 MW en fonctionnement charbon et à 39,7 MW en fonctionnement bagasse, en lieu et place de 52,5 MW et 40 MW respectivement.

Le taux d'émission normal de la centrale a été réévalué à 1,23 tCO<sub>2</sub>/MWh hors urée, contre 1,21 tCO<sub>2</sub>/MWh dans le contrat initial.

**2.1.2. Actualisation de la prime fixe**

Les primes fixes prévues dans les contrats seront complétées :

- pour l'installation ALG-A, d'une prime fixe « Effluents » et de deux primes fixes « IED-1 » et « IED-2 » pour chaque unité de production ;
- pour l'installation ALG-B, d'une prime fixe « Effluents » et d'une prime fixe « IED ».

Ces primes sont évaluées en application de la méthodologie du 23 avril 2015 susmentionnée et couvrent la rémunération à un taux de 11 % des capitaux immobilisés pour les travaux de mise en conformité des processus de traitement des effluents liquides et gazeux, les amortissements de ces capitaux et les coûts fixes d'exploitation supplémentaires, notamment ceux liés à la gestion des SPC.

Les primes fixes « Effluents » ont été diminuées du montant prévisionnel d'investissement de mise en conformité du traitement des effluents liquides, d'ores et déjà intégré par les avenants n°7 dans les primes fixes de référence des centrales ALG-A et ALG-B.

Lors de son analyse, la CRE a constaté que certains travaux de gros entretien et renouvellement (GER) prévus pour la centrale ALG-A sont programmés pendant les dernières années de fonctionnement de la centrale, ce qui n'apparaît pas optimal au regard de l'incertitude sur la poursuite de son exploitation. En conséquence, le montant des GER de cette installation a été revu à la baisse.

Les travaux de mise en conformité du traitement des effluents liquides ayant été effectués en 2014, les montants de référence des primes fixes « Effluents » figurant en annexe représentent des montants définitifs.

Les travaux de mise en conformité du traitement des effluents gazeux n'étant pas encore réalisés, les primes fixes « IED » seront définitivement établies selon les modalités prévues par les articles 6 des projets d'avenants en application des dispositions du paragraphe 1.1.1. de la méthodologie.

**2.1.3. Actualisation du prix proportionnel**

Les contrats des centrales ALG-A et ALG-B prévoient deux prix proportionnels en fonction de leur mode de fonctionnement, charbon ou bagasse. Les deux prix ont été révisés à la hausse dans les projets d'avenant pour tenir compte de l'impact sur les coûts d'exploitation variables et sur la puissance nette de la centrale des travaux de mise en conformité, des surcoûts de gestion des SPC et de la nouvelle redevance portuaire.

Le Producteur n'identifie à ce stade aucune recette supplémentaire liée aux modifications techniques de fonctionnement des centrales ALG-A et ALG-B. Il convient toutefois de modifier les projets d'avenants pour prévoir que toute recette supplémentaire qui pourrait être identifiée à l'avenir, liée notamment au traitement et à l'élimination des sous-produits de fonctionnement des installations ALG-A et ALG-B, ou à une valorisation potentielle du sulfogypse<sup>8</sup>, viendra en diminution des coûts supportés par les centrales.

Les coûts d'évacuation des différents sous-produits d'exploitation des centrales intègrent la compensation de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) et le coût du stockage dans les centres de stockage agréés. Le Producteur remarque qu'il n'a aucune maîtrise de ces coûts et sollicite leur compensation selon les principes suivants :

- les coûts exposés au titre de la TGAP seront compensés à l'euro-l'euro sur la base des factures présentées ;
- les autres coûts de gestion des sous-produits d'exploitation hors TGAP seront compensés par rapport à un montant forfaitaire intégré dans le prix proportionnel. Lorsque, pour une année donnée, l'écart constaté entre les coûts effectivement supportés et le forfait dépasse en valeur absolue un montant plafond<sup>9</sup>, un avenant au contrat est conclu pour (i) réévaluer le montant du forfait à un montant égal aux coûts effectifs diminués ou augmentés de ce montant plafond selon que l'écart est positif ou négatif et (ii) pour ajuster le prix proportionnel en conséquence. Lorsque cet écart est positif, l'avenant n'est conclu que sous réserve que le Producteur démontre avoir effectué les diligences raisonnables afin de contenir l'augmentation de ces coûts

<sup>8</sup> Produit accessoire au processus de désulfuration prévu pour la centrale ALG-B

<sup>9</sup> Le montant plafond est évalué à environ 20 % du montant de forfait.

La CRE considère que la compensation de la TGAP sur facture est acceptable, car son évolution relève d'une décision administrative et apparaît difficilement maîtrisable par le Producteur. En revanche, le mécanisme proposé pour la compensation des autres coûts de gestion des sous-produits d'exploitation n'est pas de nature à inciter le Producteur à les maîtriser, notamment en négociant les conditions d'accès aux centres de stockage ou, le cas échéant, en recherchant de nouvelles voies d'élimination. Ce n'est qu'à défaut d'effectivité de ces voies d'élimination, et qu'à condition que l'équilibre économique soit à nouveau perturbé substantiellement, que le montant des compensations pourra être réexaminé.

La CRE demande la modification des projets d'avenant en ce sens.

#### **2.1.4. Impact sur la disponibilité de la centrale et les indicateurs de performance**

Les projets d'avenants prévoient un objectif de disponibilité spécifique aux années 2017 et 2018 pour tenir compte de l'indisponibilité de deux tranches de production de la centrale ALG-A et à l'année 2016 pour la centrale ALG-B, pendant la réalisation des travaux de mise en conformité aux normes IED.

Par ailleurs, l'objectif de disponibilité contractuel de chaque centrale est ajusté pour tenir compte des défaillances fortuites induites par l'installation des nouveaux systèmes de traitement des effluents liquides et gazeux. Ces défaillances augmenteront également le nombre d'occurrences d'événements perturbant le système électrique, ce qui nécessite l'ajustement des indicateurs de performance contractuels.

### **3. Impact sur l'équilibre contractuel**

La CRE a procédé à une analyse de l'impact des surcoûts liés aux différentes modifications réglementaires et administratives mentionnées *supra* sur l'équilibre économique des contrats, en évaluant l'impact sur le taux de rentabilité interne (TRI) de chaque projet de centrale. Sur la base des éléments présentés par le Producteur, la CRE estime que cet impact est substantiel. Le détail de l'analyse figure dans l'annexe confidentielle.

### **4. Analyse de l'impact sur les charges de service public d'énergie**

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées aux travaux de mise en conformité, à la modification de gestion des SPC et à l'évolution de la redevance portuaire ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel des centrales à pleine puissance. Le surcoût d'achat annuel moyen jusqu'à l'échéance des contrats devrait respectivement représenter de l'ordre de 12,8 M€ et de 6,1 M€ pour les centrales ALG-A et ALG-B.

### **5. Décision de la CRE**

Sous réserve de la prise en compte des observations mentionnées aux paragraphes 2.1.2 et 2.1.3 de la présente délibération, dont les détails sont présentés dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par la société EDF SEI au titre des projets d'avenants exposés seront compensées.

Les copies des avenants signés seront transmises à la CRE.

Fait à Paris, le 27 janvier 2016

Pour la Commission de régulation de l'énergie  
Le président,

Philippe de LADOUCETTE