

LTO - Accord Engie

04 / 07 / 2023

Historique (1/2)

- ▶ 18 Mars 2022: le gouvernement mandate le PM et la ministre de l'Énergie pour négocier avec Engie
 - a) 10 ans 2 GW (D4/T3);
 - b) l'exploitant nucléaire est et demeure responsable du démantèlement et du combustible irradié ainsi que de tous les coûts connexes pour les 7 réacteurs;
 - c) L'Etat belge ne sera pas exploitant
- ▶ 21 juillet 2022, **Letter of Intent** → Première confirmation formelle d'Engie pour entamer les négociations

Historique (2/2)

- ▶ 9 Janvier 2023 : **Heads of Terms (HoT) et Commencement of LTO Studies Agreement** qui détaillent les modalités et le cadre temporel pour :
- ▶ (1) la mise en place d'une structure juridique et d'un mécanisme de soutien pour les deux unités nucléaires, détenues conjointement par l'Etat belge et Engie;
- ▶ (2) le cadre concernant le plafonnement des coûts pour la gestion des déchets nucléaires et de la prime de risque (en substance: quand le risque est-il transféré à l'État et comment?), avec les conseils techniques et financiers nécessaires;
- ▶ (3) la confirmation par les deux parties de redémarrer - sur la base *d'un best effort* - les réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3 d'ici novembre 2026.
- ▶ Dès le lendemain de la signature de l'accord, Engie a démarré les études nécessaires en vue de la prolongation

Accord du 29 juin 2023

- ▶ Updated HOT
 - ▶ Modèle économique
 - ▶ Cap sur les déchets
- ▶ Joint Development Agreement
- ▶ Contrat de 112 pages + Annexes techniques volumineuses

Updated HOT - Sécurité d'approvisionnement

- ▶ L'objectif commun est reconfirmé et élargi au scénario - privilégié - Flex LTO (LTO à partir de novembre 2025)
- ▶ Scénario “privilégié” / Flex LTO
 - ▶ Electrabel reconnaît les progrès réalisés en ce qui concerne le cadre réglementaire
 - ▶ Flex LTO fait l'objet d'une vérification auprès des autorités compétentes d'ici le 20 juillet 2023
 - ▶ **Priorité à la sûreté nucléaire**

Updated HOT - due diligence

- ▶ BEGOV exerce une *due diligence* sur
 - ▶ La structure de la transaction propose
 - ▶ les actifs, passifs et activités à transférer à NuclearSub
 - ▶ NuclearCo (incl. European Assets, leur valeur et disponibilité)

Cap sur les déchets (Principes)

- ▶ Cap sur les déchets nucléaires / Montants plafonnés
 - ▶ La responsabilité pour les déchets nucléaires et combustible utilisé après le transfert et le respect des critères de transfert contractuels est transférés à BEGOV moyennant le paiement des montants fixes
 - ▶ lump sum amounts (indexable) par catégorie de déchets: A, B, C et combustible utilisé
 - ▶ Le démantèlement et le conditionnement restent la responsabilité de l'exploitant
 - ▶ Crédits de volume par catégorie de déchets
 - ▶ Aucun remboursement si les volumes réels sont inférieurs
 - ▶ Frais d'ajustement de volume à payer si les volumes réels sont plus élevés
 - ▶ Mesures incitatives pour produire des colis de déchets conformes aux critères de transfert

Cap sur les déchets

Avant l'accord (année de référence 2021)	Après l'accord
Total : 15 milliards d'euros (fonds Synatom + Electrabel)	Total : 23 milliards d'euros au moins
Coût nominal: au moins 41 milliards d'euros	Coût nominal: au moins 60 milliards d'euros
Pas de prime de risque	Prime de risque : 43 %
Ressources Synatom en grande partie hébergées au Luxembourg	Argent placé dans un Fonds souverain public en Belgique

- ▶ Paiement du cap
- ▶ Timing:
 - ▶ Cat A au redémarrage LTO
 - ▶ Cat B & C: à la clôture (« closing »)
- ▶ En espèces d'équivalents de trésorerie ou d'actifs acceptables pour BEGOV (à leur valeur au moment du paiement)
- ▶ Frais de transfert et taxes à la charge d'Electrabel

Cap sur les déchets (Volume adjustment fee)

- ▶ Risque de volume chez Engie par le Volume adjustment fee

- ▶ Si les volumes réels sont supérieurs aux crédits de volume: Volume adjustment fee indexée à payer à BEGOV au moment du transfert du paquet de déchets, par unité de chaque catégorie

Cap sur les déchets (Critères de transfert contractuels)

- ▶ Non-respect des critères de transfert contractuels
 - ▶ L'exploitant nucléaire est responsable de la mise en conformité des déchets avec les critères contractuels de transfert
 - ▶ En cas d'impossibilité de le faire en raison d'un empêchement admissible, les parties s'efforceront de convenir de nouveaux critères de transfert contractuel et, en l'absence d'un tel accord, chaque partie pourra engager une procédure d'expertise

Cap sur les déchets (Transfert de site)

► Transfert de site

- Les sites nucléaires seront transférés à BEGOV le premier des délais suivants :
 - Date de déclassement de tous les sites nucléaires, à l'exclusion des installations de stockage provisoire du combustible usé sur place
 - 1er janvier 2050
- Prix des sites nucléaires à déterminer dans les documents de transaction
- Les documents de transaction comprendront un mécanisme en cas de transfert avant le déclassement final
 - Spent Fuel Storage Facility (entreposage à sec) sur site sous la responsabilité de BEGOV à pd 2050
 - Le reste du site reste sous l'entière responsabilité de l'exploitant nucléaire et sera transféré après le déclassement
- Le site sera transféré en tant que « industrial green field »

Principales caractéristiques du modèle économique

- ▶ Le modèle convenu définit les mécanismes de l'investissement et du partage des profits et pertes
- ▶ Partenariat 50/50 reflété dans une structure appelée NuclearSub, avec
 - ▶ Participation financière 50/50
 - ▶ Part 50/50 du chiffre d'affaires des ventes d'électricité
- ▶ 2-sided CfD → bénéfices excédentaires automatiquement pour l'État
- ▶ Incitations à disponibilité optimale et pénalités en cas de faible disponibilité
- ▶ Mécanismes de contrôle des coûts => le strike price initial des CFD sera fixé +/- début 2025 sur la base d'un scénario approuvé par l'AFCN et d'appels d'offres pour les contractants 3rd party
- ▶ Le strike price reflètera les coûts réels du LTO

Structure générale

▶ Structure:

- ▶ Propriétaire: “NuclearSub” - 50% Engie (via NuclearCo) / 50% BEGov
- ▶ Exploitant nucléaire: “NuclearCo” - 100% Engie

▶ Conséquences:

▶ Investissement et coûts:

- ▶ Engie et BEGov financent chacun 50% de l’investissement initial (« investissement CAPEX »)
- ▶ Engie et BEGov financent chacun 50% des coûts opérationnels (« maintenance CAPEX et OPEX »)

▶ Benefices:

- ▶ En contrepartie, Engie et BEGOV tirent chacun 50% des revenus de l’électricité produite

Modèle économique - principales caractéristiques (1/2)

- ▶ Scénario privilégié : poursuite de l'exploitation à partir de 2025 (« Flex-LTO »)
- ▶ Phases
 - ▶ 0 = Période d'arrêt en préparation du redémarrage
 - ▶ 1 = Initial Phase - exécution des travaux LTO
 - ▶ 2 = Run Phase - après l'achèvement des travaux de LTO

Modèle économique - principales caractéristiques (2/2)

- ▶ Principales caractéristiques du strike price
 - ▶ Basé sur les coûts réels (Strike price final fixé au début de la phase d'exécution)
 - ▶ On évite une prime de risque
 - ▶ Réouverture du strike price pour les événements hors du contrôle d'Engie
 - ▶ Mécanisme de partage de pertes/gain pour maintenir le strike price bas
 - ▶ Prix du marché > strike price = bénéfice pour BEGOV
- ▶ Marges dans le scénario de référence conformes à des contrats similaires (benchmarked):
 - ▶ IRR: 7%
 - ▶ O&M: 0 à 16,5%CEPENDANT, en fonction de la disponibilité et du contrôle des coûts!
 - ➔ Disponibilité < 65%: 0% O&M Margin

Set d'incitants/pénalités lié à la disponibilité

- ▶ Régime d'incitants/pénalités de disponibilité :
 - ▶ Incitation combinée à l'investissement et à la disponibilité : 50 % CAPEX à risque
 - ▶ O&M marge en fonction de la disponibilité :
 - ▶ Sliding scale :
 - ▶ Marge de 16,5 % si la disponibilité est de 90 % ou plus
 - ▶ La marge est de 0 % si la disponibilité est inférieure ou égale à 65 %
 - ▶ = réduction des risques pour BEGOV
 - ▶ Disponibilité réduite = IRR plus bas (en tant que caractéristique clé de CfD)

Set d'incitants/pénalités relatif au contrôle des coûts (1/2)

- ▶ Régime d'incitants/pénalités:
 - ▶ Aucune marge O&M sur les dépassements de coûts
 - ▶ Dépassements capex pour le LTO : jusqu'à 75 % du capex O&M à risque
 - ▶ Dépassements de l'OPEX et de la maintenance CAPEX : jusqu'à 50% de la marge Opex O&M à risque dans la phase initiale
- ▶ Maximum 100% de la marge agrégée O&M à risque pour le contrôle des coûts et la disponibilité

Set complet d'incitants/pénalités pour le contrôle des coûts (2/2)

- ▶ Budget LTO et strike price début 2025 sur la base du scénario et des appels d'offres approuvés par l'AFCN
- ▶ Budgets annuels et planification des indisponibilités :
 - ▶ Approbation BEGOV nécessaire
 - ▶ Transparence totale et droits d'audit
 - ▶ En cas de désaccord : décision d'expert
- ▶ Contrôle supplémentaire des coûts :
 - ▶ Services du groupe Engie :
 - ▶ Processus périodique de consultation du marché sans lien de dépendance pour comparer les prix
 - ▶ Expert en cas de litige
 - ▶ Pas de marge supplémentaire sur services du groupe
 - ▶ Third party contracts feront l'objet d'un appel d'offres
 - ▶ Certains coûts sont interdits : en cas de « défaillance de l'opérateur » ou de coûts non liés au LTO
 - ▶ BEGOV nommera le CFO

Conclusions concernant le modèle économique

- ▶ Base : partage des risques et des bénéfices
 - ▶ Investissement commun
 - ▶ Revenus de NuclearSub partagés à parts égales
 - ▶ Recettes excédentaires résultant des prix élevés du marché : 100% pour BEGOV → pas de bénéfices excédentaires pour Engie
- ▶ Engie endosse 50% du risque lié au CAPEX et 100% du risque pour la marge O&M à la fois en termes de disponibilité et de contrôle des coûts
- ▶ Nous ne payons que pour les coûts réels, c'est-à-dire pas plus que nécessaire avec des outils solides pour que BEGOV contrôle les coûts
- ▶ Fortes incitations à la disponibilité
- ▶ Le modèle permet
 - ▶ à Engie d'investir dans le LTO
 - ▶ à BEGOV d'avoir 2 unités LTO disponibles pendant les hivers cruciaux

JDA (general)

- ▶ (pré-)financement des activités de développement (c'est-à-dire des activités liées à - l'étude - du LTO) jusqu'au 20 juillet 2023
- ▶ Electrabel a identifié:
 - ▶ Mesures nécessaires et utiles à prendre et engagements à prendre à la lumière de l'objectif commun et du scénario privilégié
 - ▶ Milestones et monitoring pour indiquer les progrès réalisés vers l'atteinte de l'objectif commun et du scénario privilégié
- ▶ Préfinancements BEGOV / paiement du budget initial (+- 14 millions €) dans les 15 jours ouvrables suivant la signature
- ▶ Budget mis à jour et paiement anticipé en cas de besoin d'un budget supplémentaire
- ▶ Condition de paiement à l'exécution des travaux
- ▶ Engie a commandé le combustible le 30 juin (calendrier avec différentes étapes du processus)

JDA (Development Activities)

- ▶ Electrabel (i) entreprendra des Activités de Développement, (ii) déploiera les efforts raisonnables pour atteindre les milestones selon le calendrier associé
- ▶ "Electrabel (i) gardera à l'étude le scope des activités de développement et identifiera toute autre activité, (ii) informera BEGOV en temps opportun de l'avancement et dès que possible de toute activité supplémentaire avec des preuves à l'appui, et (iii) fournira dès que possible toute information raisonnablement demandée par BEGOV
- ▶ Electrabel informera BEGOV dès que possible lorsque le milestone ne peut pas être atteint selon le calendrier associé

JDA (preuve de coûts)

- ▶ Preuve des coûts
 - ▶ Electrabel fournira des preuves raisonnables à l'appui du budget initial, des mises à jour budgétaires proposées, du processus de rapprochement, du processus d'expertise et de tout litige.
 - ▶ Electrabel tiendra des livres, des comptes et des registres relatifs aux activités de développement.
 - ▶ Electrabel déploiera des efforts raisonnables pour atténuer les coûts encourus dans le cadre des activités de développement.

Next steps

- ▶ Entre HOT et le 20 juillet 2023
 - ▶ Rédaction des Initial Transaction Documents
 - ▶ Consultation informelle avec la Commission européenne
- ▶ Initial Transaction Documents → Final Transaction Documents (31/10/2023),
- ▶ Closing