

APPEL D'OFFRES EN VUE DE LA CONCESSION DE L'USAGE D'UNE CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE POMPAGE-TURBINAGE SUR LE COMPLEXE DES LACS DE LA PLATE-TAILLE ET DE L'EAU D'HEURE SISE A SILENRIEUX (CERFONTAINE)

FOIRE AUX QUESTIONS (FAQ) – V3 du 1/09/2026

N.B. : les questions pour cette FAQ doivent être transmises avant le 24/08/2026.

Référence : SOF-26-Centrale Plate-Taille

	Documents / points concernés :	Questions / Demandes de précisions :	Eléments de réponse :
1	DOCUMENT D'APPEL D'OFFRES - VI. Procédure d'octroi de la concession (page 4/8)	« L'autorité concédante se réserve le droit de négocier avec les opérateurs économiques satisfaisant aux conditions d'admission visées au point VII ci-dessous » L'attribution n'est-elle pas décidée selon la section « VIII. Attribution » ?	Le point VIII Attribution du Document d'appel d'offre reprend le principe d'évaluation des offres.
2	DOCUMENT D'APPEL D'OFFRES - VI. Procédure d'octroi de la concession (page 4/8)	L'offre prévue le 15 septembre 2026 est-elle bien une Best And Final Offer (BAFO) ? Quelles sont les règles pour cette offre ?	La SOFICO se réserve la possibilité de demander une Best and Final Offer (BAFO) à l'issue de la remise des offres du 15/09/2026. L'offre à remettre à cette date doit respecter les clauses des documents mis à disposition des candidats sur le site de la SOFICO.
3	DOCUMENT D'APPEL D'OFFRES - VIII. Attribution (page 6/8)	Relativement à l'évaluation de la variante obligatoire, le facteur 0,85 semble également appliqué au terme A_{vo} . Cette approche paraît erronée dans la mesure où elle fausse la comparaison entre la variante obligatoire et l'offre de base.	A partir du moment où la règle est annoncée dès le départ dans les documents et que les paramètres A_{ob} (paramètre A de l'offre de base) et A_{vo} (paramètre A de la variante obligatoire) peuvent être différents, il appartient à chaque candidat d'établir la valeur de ses paramètres selon sa propre appréciation.
4	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5 - annexe	Pourrait-il être précisé ce qui est entendu par « (*) sans exploiter la surpuissance de la	Au-dessus de 41 m. de chute, la puissance en turbine est établie suivant les valeurs reprises dans le tableau du point 3.3.1 de l'annexe technique 1.

	technique 1 point 3.3.1.	turbine au-dessus de 41m de chute" ?																					
5	Contrat de raccordement conclu avec ELIA	Demande d'informations sur le contrat de raccordement.	Le contrat de raccordement est le seul contrat passé entre la SOFICO (pouvoir concédant) et ELIA ; ce contrat est basé sur les clauses contractuelles d'ELIA accessibles sur le site internet d'ELIA : Contrat de raccordement La puissance raccordée (au sens du contrat de raccordement) est de 129 MVA, puissance qui permet d'alimenter trois groupes simultanément en pompe (elle était à la base de 182 MVA).																				
6	Autres contrats à contractés avec ELIA	Demandes d'informations sur les dispositions de ces contrats.	A l'exception du contrat de raccordement, tous les autres contrats sont contractés entre le concessionnaire et ELIA. Il appartient donc à chaque candidat concessionnaire de prendre contact avec ELIA et de discuter de ces contrats directement avec ELIA, la SOFICO n'ayant pas de réponse à formuler puisqu'elle n'est pas concernée par ces contrats.																				
7	Participation de la centrale de la Plate Taille au CRM	La centrale de La Plate Taille participe-t-elle, ou peut-elle y participer ? Dans l'affirmative, les revenus associés reviennent-ils à la SOFICO ou au concessionnaire ?	Jusqu'à présent, la centrale n'a pas participé au CRM et s'il devait en être autrement à l'avenir et que rien n'est prévu concernant cet aspect dans les documents disponibles sur le site de la SOFICO, cela signifie que la participation au CRM relève de la SOFICO, que les revenus reviendraient alors à la SOFICO et que la participation au CRM ne doit pas entraver la concession d'usage de la centrale par le concessionnaire.																				
8	Passage du pompage au turbinage	Quel est le temps d'arrêt minimum et moyen nécessaire pour passer du mode pompage (turbinage) au mode turbinage (pompage) sur un même groupe ?	Pour un groupe donné, le passage du mode pompage (turbinage) au mode turbinage (pompage) est précédé d'un arrêt du pompage (turbinage). Une fois la séquence d'arrêt du pompage (turbinage) terminée, le groupe peut démarrer en turbine (pompe). Les ordres de grandeur des valeurs de démarrage et d'arrêt en mode pompe et turbine sont repris dans le tableau suivant : <table border="1"> <thead> <tr> <th>Phase</th><th>Mode initial</th><th>Mode final</th><th>Temps</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Démarrage en pompe</td><td>Arrêt</td><td>Pompe</td><td>4min33</td></tr> <tr> <td>Démarrage en turbine</td><td>Arrêt</td><td>Turbine</td><td>3min45</td></tr> <tr> <td>Arrêt pompage</td><td>Pompe</td><td>Arrêt</td><td>2min45</td></tr> <tr> <td>Arrêt turbinage</td><td>Turbine</td><td>Arrêt</td><td>3min00</td></tr> </tbody> </table> Valeurs relevées sur le groupe 2 en juillet 2026 Sur cette base, on peut considérer une durée moyenne d'environ 8 min pour passer d'un mode à l'autre.	Phase	Mode initial	Mode final	Temps	Démarrage en pompe	Arrêt	Pompe	4min33	Démarrage en turbine	Arrêt	Turbine	3min45	Arrêt pompage	Pompe	Arrêt	2min45	Arrêt turbinage	Turbine	Arrêt	3min00
Phase	Mode initial	Mode final	Temps																				
Démarrage en pompe	Arrêt	Pompe	4min33																				
Démarrage en turbine	Arrêt	Turbine	3min45																				
Arrêt pompage	Pompe	Arrêt	2min45																				
Arrêt turbinage	Turbine	Arrêt	3min00																				
9	Annexe technique 4	Un rendement annuel est mentionné. Des informations plus détaillées sur le rendement à un pas de temps plus fin (horaire,	Le tableau repris au point 2. De l'annexe technique 4 exprime le rendement comme le ratio entre les heures annuelles turbinées et les heures annuelles pompées (indiquées dans les 2ème et 3ème colonnes du tableau).																				

		journalier ou autre) sont-elles disponibles ?	Reprendre ces informations sous forme horaire ou journalière montrerait l'utilisation des groupes par le concessionnaire actuel et nous ne souhaitons pas diffuser des informations de ce type.																					
10	Rendement électrique	Quelle est selon vous la meilleure façon de représenter le rendement électrique de l'installation dans nos analyses ?	Une manière d'exprimer le rendement peut être de diviser la puissance nominale fournie (en mode turbine) par la puissance nominale consommée (en mode pompe).																					
11	Indisponibilité prolongée	La centrale a-t-elle déjà connu une indisponibilité prolongée en raison d'épisodes de sécheresse exceptionnels ?	Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'indisponibilité de longue durée de la centrale due à des périodes d'étiages sévères. Les niveaux min. et max. et les volumes associés sont repris au point 3. « Caractéristiques principales des différents éléments de la centrale et associés à celle-ci » de l'annexe technique 1 dans les documents du marché. Pour les dix dernières années, les volumes totaux minimums [en m³] atteints sont : 2016 : 68.039.200 (Etiage du 10/10 au 11/10) 2017 : 67.919.100 2018 : 70.196.300 (Etiage 23/07 au 24/09) 2019 : 71.845.900 2020 : 70.814.200 (Etiage 3/8 au 5/10) 2021 : 70.419.000 2022 : 63.728.200 (Etiages du 15/07 au 16/09, du 8/10 au 20/10, du 1/11 au 6/11) 2023 : 65.619.800 (minimum en janvier suite à 2022) 2024 : 70.088.000 2025 : 70.430.000 Pour ces dix dernières années, les valeurs minimales du niveau amont (Lac de la Plate Taille) atteintes, de manière ponctuelle, sont les suivantes [en m] : <table><tr><td>2016 : 245,96</td><td>2021 : > 247</td></tr><tr><td>2017 : 246,19</td><td>2022 : 245,63</td></tr><tr><td>2018 : > 247</td><td>2023 : 246,16</td></tr><tr><td>2019 : 246,94</td><td>2024 : > 247</td></tr><tr><td>2020 : > 247</td><td>2025 : 246,75</td></tr></table> N.B. : pour les valeurs inférieures à 247, des demandes circonstanciées doivent être préalablement initiées par le concessionnaire à la Direction des Barrages-réservoirs du SPW qui agit pour le compte du concédant.	2016 : 245,96	2021 : > 247	2017 : 246,19	2022 : 245,63	2018 : > 247	2023 : 246,16	2019 : 246,94	2024 : > 247	2020 : > 247	2025 : 246,75											
2016 : 245,96	2021 : > 247																							
2017 : 246,19	2022 : 245,63																							
2018 : > 247	2023 : 246,16																							
2019 : 246,94	2024 : > 247																							
2020 : > 247	2025 : 246,75																							
12	Annexe technique 4	Partage des taux de disponibilité historiques. Comme indiqué, la disponibilité observée sur la période	Tableau reprenant la disponibilité totale de la centrale de janvier à juin 2026 : <table><tr><td>2026</td><td>Janvier</td><td>Février</td><td>Mars</td><td>Avril</td><td>Mai</td><td>Juin</td></tr><tr><td>1</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td></tr><tr><td>2</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td><td>100%</td></tr></table>	2026	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	2	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2026	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin																		
1	100%	100%	100%	100%	100%	100%																		
2	100%	100%	100%	100%	100%	100%																		

		2023-2025 a été affectée par des pannes et opérations de maintenance importantes. Pourriez-vous également partager la disponibilité observée entre janvier et juillet 2026 ?	3 100% 100% 100% 100% 100% 100% 4 100% 100% 100% 100% 100% 100% 5 100% 100% 100% 100% 100% 100% 6 100% 100% 100% 100% 100% 100% 7 100% 100% 100% 100% 100% 0% 8 100% 100% 100% 100% 100% 100% 9 100% 100% 100% 100% 0% 100% 10 100% 100% 100% 100% 0% 100% 11 100% 100% 100% 100% 0% 100% 12 100% 100% 100% 100% 100% 100% 13 100% 100% 100% 100% 100% 100% 14 100% 100% 100% 100% 100% 100% 15 100% 100% 100% 100% 100% 100% 16 100% 100% 100% 100% 0% 100% 17 100% 100% 100% 100% 0% 100% 18 100% 100% 100% 100% 0% 100% 19 100% 100% 100% 100% 0% 100% 20 100% 100% 100% 100% 0% 100% 21 100% 100% 100% 100% 0% 100% 22 100% 100% 100% 100% 0% 100% 23 100% 100% 100% 100% 0% 100% 24 100% 100% 100% 100% 0% 90% 25 100% 100% 100% 100% 0% 94% 26 100% 100% 100% 100% 0% 100% 27 100% 100% 100% 100% 0% 100% 28 100% 100% 100% 100% 66% 100% 29 100% 100% 100% 100% 94% 100% 30 100% 100% 100% 100% 83% 100% 31 100% 100% 100% 100% 83%
13	Annexe 5 relative au programme de maintenance future	Une révision majeure est-elle bien planifiée en 2029 (cellule en jaune dans le tableau) ? Pourriez-vous préciser la signification du code couleur utilisé dans le tableau (bleu, vert orange et jaune) ?	Oui Le code couleur correspond au groupe concerné.
14	Révisions	Lorsqu'une révision est réalisée, concerne-t-elle un seul groupe pompe-turbine, un transformateur (soit deux groupes), ou les deux transformateurs simultanément ?	La révision concerne uniquement le groupe. Le transformateur est entretenu dans le cadre d'un autre marché.
15	Nature contrat	La convention est-elle considérée comme un contrat de location (Lease) ?	Le projet de convention ne parle pas de leasing stricto sensu. Comptablement, il s'agit d'une location d'un bien immatériel, en l'occurrence le droit d'exploiter.
16	Frais de réseau	La CREG et Elia travaillent actuellement sur l'évolution de la	Sur base de l'Article 14 de la convention : « En cas de modification, après la conclusion de la convention de concession, du cadre législatif ou réglementaire

		structure tarifaire applicable à la période 2028-2031. Dans l'hypothèse où les frais de réseau devaient augmenter significativement par rapport à leur niveau actuel, ce surcoût serait-il supporté par la SOFICO ?	entraînant un avantage important au bénéfice d'une des parties, l'autre partie est autorisée à demander la renégociation des termes de la convention en vue du partage équitable de l'avantage considéré. »
17	Maintenances réseau ELIA et interruptions de service associées	La convention précise qu'une indisponibilité des groupes turbines/pompes en raison de la maintenance sur les lignes 150 KV par le gestionnaire du réseau ne sera pas considérée dans le calcul du taux d. » Existe-t-il un historique des maintenances du réseau ELIA et des interruptions ayant affecté l'installation ? Il y a-t-il une visibilité sur les maintenances ou interruptions de la ligne déjà planifiées à l'avenir ?	Il n'y a pas, à proprement parler, d'historique des maintenances ELIA, la plupart de celles-ci ne générant que des mises hors service courtes de la ligne sauf avarie sur la ligne, ce qui est arrivé une seule fois. Pas à la connaissance du concédant, cette question est à poser à ELIA.
18	Consommation des auxiliaires	Quelle est la consommation des auxiliaires ? Notamment au repos ?	Pour l'année 2025 et sur base des puissances relevées lors de l'alimentation de la centrale à partir du réseau 11,5 kV (lors des coupures d'alimentation du réseau 150 kV), la puissance relevée des auxiliaires (hors groupes pompes-turbines) minimale a été de 181 kW et maximale de 412 kW. Sur cette base, il est raisonnable de considérer, pour les auxiliaires, une puissance de l'ordre de 300 kW avec un minimum de l'ordre de 200 kW et un maximum de l'ordre de 500 kW.
19	MVar et contrat VSP	Concernant la gestion Mvar et contrat VSP, qui offre le service Mvar à Elia, le cas échéant ?	Jusqu'à présent, il n'est pas prévu d'offrir un service MVar à partir des groupes pour des raisons techniques. En outre, le cadre d'appel à candidatures ne prévoit pas non plus cette possibilité.
20	Modes de commande	Les modes de commandes (locale et à distance) peuvent-ils être précisés ?	Les groupes peuvent être exploités soit en commande locale, soit en commande à distance. En mode distant, les ordres de conduite peuvent être émis depuis un centre de dispatching ou tout autre poste autorisé, indépendamment de sa localisation géographique. Ces commandes sont réceptionnées par un automate de liaison dédié, faisant office d'interface sécurisée entre

			le système externe de pilotage et l'automate process de la centrale. L'automate de liaison assure le filtrage, la mise en forme et le transfert des consignes vers l'automate process, qui conserve la maîtrise des séquences de conduite, des sécurités et des verrouillages propres à l'installation. En parallèle, les machines peuvent également être pilotées localement depuis la centrale, au moyen d'une interface opérateur installée sur ordinateur, permettant les opérations de conduite, de supervision et d'intervention sur site. Voici la liste des variables échangées : <table><tr><td>CONSIGNE MW</td><td>ARRET GRP EN COURS</td></tr><tr><td>ORDRE DEMARRAGE TURBINE</td><td>ETAT ARRET</td></tr><tr><td>ORDRE DEMARRAGE POMPE</td><td>INTERD GDE CONCESS (local)</td></tr><tr><td>ORDRE ARRET</td><td>DEFAULT GRP</td></tr><tr><td>REGLAGE MVAR +</td><td>MANQUE CONDITION POMPE</td></tr><tr><td>REGLAGE MVAR -</td><td>MANQUE CONDITION TURBIN</td></tr><tr><td>DEM TURB EN COURS</td><td>MESURE MW</td></tr><tr><td>ETAT TURBINE</td><td>MESURE REACTIVE</td></tr><tr><td>DEM POMPE EN COURS</td><td>NIVEAU PT</td></tr><tr><td>ETAT POMPE</td><td>NIVEAU EH</td></tr></table>	CONSIGNE MW	ARRET GRP EN COURS	ORDRE DEMARRAGE TURBINE	ETAT ARRET	ORDRE DEMARRAGE POMPE	INTERD GDE CONCESS (local)	ORDRE ARRET	DEFAULT GRP	REGLAGE MVAR +	MANQUE CONDITION POMPE	REGLAGE MVAR -	MANQUE CONDITION TURBIN	DEM TURB EN COURS	MESURE MW	ETAT TURBINE	MESURE REACTIVE	DEM POMPE EN COURS	NIVEAU PT	ETAT POMPE	NIVEAU EH
CONSIGNE MW	ARRET GRP EN COURS																						
ORDRE DEMARRAGE TURBINE	ETAT ARRET																						
ORDRE DEMARRAGE POMPE	INTERD GDE CONCESS (local)																						
ORDRE ARRET	DEFAULT GRP																						
REGLAGE MVAR +	MANQUE CONDITION POMPE																						
REGLAGE MVAR -	MANQUE CONDITION TURBIN																						
DEM TURB EN COURS	MESURE MW																						
ETAT TURBINE	MESURE REACTIVE																						
DEM POMPE EN COURS	NIVEAU PT																						
ETAT POMPE	NIVEAU EH																						
21	Publication des indisponibilités	Qui est en charge des publications REMIT le cas échéant et Transparency vis-à-vis d'Elia ? Quelle IIP est utilisé pour les publications REMIT?	A notre connaissance, les indisponibilités sont communiquées actuellement par le concessionnaire.																				
22	Gestion des indisponibilités	Quelle est la procédure de communication des indisponibilités planifiées et non-planifiées en termes de timing, horizon ? Des suggestions de procédures sont-elles autorisées ?	Les indisponibilités planifiées sont communiquées au concessionnaire avec un horizon d'un an, afin de permettre leur prise en compte dans la planification d'exploitation. Pour les indisponibilités non planifiées, la communication est réalisée dès que possible, qu'il s'agisse d'un projet ayant un impact sur l'exploitation des machines ou d'une avarie. En cas d'avarie, l'information est transmise dans un premier temps par les agents de pause de la centrale, généralement par téléphone, afin d'avertir rapidement le concessionnaire de l'indisponibilité. Un courriel est ensuite envoyé afin de formaliser l'information et de conserver une trace écrite plus officielle. Des adaptations ou suggestions de procédure peuvent naturellement être discutées, pour autant qu'elles restent compatibles avec les contraintes d'exploitation de la centrale et les délais de réaction nécessaires en cas d'incident.																				
23	Visite sur site	S'agit-il d'une visite purement technique ou des sujets d'Energy management peuvent-ils aussi être abordés ?	L'objectif des visites est de montrer la centrale dans son environnement d'exploitation aux candidats. Les questions relatives à la concession sont à transmettre par écrit, sont analysées puis sont intégrées avec les réponses sur la FAQ.																				
24	Valeur de consigne	Est-il prévu de recevoir un seul setpoint (consigne) en temps-réel MW et Mvar ou bien aussi des programmes	A l'heure actuelle, la consigne utilisée est une consigne fixe de 35 MW, sans variation programmée. Le système est toutefois techniquement capable de recevoir une consigne de production en MW et de la faire évoluer, y compris lorsque le groupe est déjà en																				

		(modifiables) pour les x prochaines heures ?	fonctionnement, ce qui permettrait une variation continue de la puissance appelée. Les variables actuellement échangées montrent que le système peut transmettre les ordres de fonctionnement ainsi que la consigne de production de puissance. En revanche, nous ne recevons pas de programme de production établi à l'avance pour les prochaines heures ; les échanges se font donc actuellement sur base d'ordres et de consignes reçus en temps réel.																												
25	Validation des consignes	Est-ce que votre dispatch technique valide la faisabilité des consignes (et programmes) ?	A l'heure actuelle, nous ne sommes pas confrontés à cette situation, puisque l'exploitation se fait sur base d'une consigne fixe de 35 MW et qu'aucun programme de production n'est transmis à l'avance. Il n'y a donc pas de validation préalable de programmes horaires ou de trajectoires de production. D'un point de vue technique, seule une consigne de puissance comprise entre 27 MW et 35 MW peut être demandée. L'automate process intègre des sécurités et des limites de fonctionnement empêchant la prise en compte de consignes en dehors de cette plage admissible. Toute valeur transmise en dehors de ces limites est donc bloquée ou non exécutée par le système de conduite.																												
26	Calcul P_mFRR,0	P_mFRR,0 représentant la moyenne du prix de réservation de capacité mFRR standard belge (données Elia) des douze derniers mois de l'année précédant la publication de l'appel à candidats pour la concession d'usage de la Centrale de la Plate Taille [€], faut-il interpréter ça comme la moyenne historique des 12 derniers mois avant la publication de l'appel d'offre (juin 2025 -> mai 2026) ou bien les 12 derniers mois de l'année précédant la publication de l'appel d'offre (janvier 2025 -> décembre 2025) ? De manière générale, il serait utile de publier dans la FAQ la valeur précise P_mFRR,0 calculée, cela évitera toute confusion possible pour les	Suivant notre lecture, nous considérons qu'il s'agit des douze mois compris entre juin 2025 et mai 2026. Sur base des informations fournies par ELIA, les moyennes mensuelles sont respectivement : <table> <thead> <tr> <th>Mois</th><th>Prix mFRR</th><th>Mois</th><th>Prix mFRR</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>juin-25</td><td>7.53</td><td>déc-25</td><td>8.04</td></tr> <tr> <td>juil-25</td><td>8.58</td><td>janv-26</td><td>7.96</td></tr> <tr> <td>août-25</td><td>6.08</td><td>févr-26</td><td>5.16</td></tr> <tr> <td>sept-25</td><td>7.49</td><td>mars-26</td><td>2.61</td></tr> <tr> <td>oct-25</td><td>9.68</td><td>avr-26</td><td>3.01</td></tr> <tr> <td>nov-25</td><td>9.08</td><td>mai-26</td><td>2.97</td></tr> </tbody> </table> Ce qui donne une valeur de 6.52 pour le P_mFRR,0	Mois	Prix mFRR	Mois	Prix mFRR	juin-25	7.53	déc-25	8.04	juil-25	8.58	janv-26	7.96	août-25	6.08	févr-26	5.16	sept-25	7.49	mars-26	2.61	oct-25	9.68	avr-26	3.01	nov-25	9.08	mai-26	2.97
Mois	Prix mFRR	Mois	Prix mFRR																												
juin-25	7.53	déc-25	8.04																												
juil-25	8.58	janv-26	7.96																												
août-25	6.08	févr-26	5.16																												
sept-25	7.49	mars-26	2.61																												
oct-25	9.68	avr-26	3.01																												
nov-25	9.08	mai-26	2.97																												

		candidats / acteurs de marché.	
27	Prolongation de 1 an par la SOFICO	Les valeurs contractuelles des paramètres de rémunération A_{vo} / A_{ob} restent-elles fixées aux valeurs remises lors de l'octroi initial de la concession ?	Oui
28	Modification projet de convention	Dans quelle mesure le projet de convention est-il modifiable/négociable ?	Le projet de convention n'est modifiable que des points de détail. Les articles 13 et 14 de ce projet de convention sont prévus pour pallier des circonstances imprévisibles ultérieures à la conclusion du contrat.
29	Disponibilité	Pouvez-vous confirmer que la disponibilité de la centrale est bien la combinaison de la disponibilité technique de la centrale et la de disponibilité du réseau pour injection / absorption ?	Le concédant n'est responsable que de la disponibilité de la centrale et de ses capacités d'injection et d'absorption. A l'exception de la rénovation par ELIA de la sous-station reliant la centrale au réseau il y a quelques années, les indisponibilités du réseau ont été faibles.
30	Responsabilité exécution des consignes	Qui est responsable pour la bonne exécution des consignes (pour autant qu'ils respectent les contraintes techniques de la centrale) ? (cf. imbalances et pénalités)	Le concédant met à la disposition du concessionnaire une interface pour la télécommande des groupes. En cas d'indisponibilité de ce dispositif de télécommande, le personnel de conduite à la centrale a la possibilité de reprendre la commande localement. En outre, un quatrième groupe reste disponible (hors arrêt pour révision ou avarie) en cas de raté de démarrage d'un des groupes concédés. Il n'est prévu de prise en charge d'aucune pénalité (quel qu'en soit le type) par le concédant dans ce cadre.
31	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5 (page 4)	Un tableau des caractéristiques générales est présenté à la page 4 de l'annexe technique, au point 3.3.1. Dans celui-ci, la puissance et le débit prennent-ils déjà le rendement en compte ?	Ce tableau est extrait de la brochure technique établie par l'installateur des groupes (ACEC) après la mise en service de la centrale en 1981. Les valeurs de 35 MW injectés en turbine et de 40 MW absorbés en pompe sont les valeurs de référence à hauteur brute nominale (de l'ordre de 48 m). Il s'agit de valeurs relevées directement sur la machine, elles tiennent donc bien compte du rendement. Ces puissances correspondent aux valeurs mesurées à la sous-station ELIA.
32	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5	Les maintenances et activités rendant la centrale indisponible sont-elles fixes ou est-il possible de les déplacer dans le temps moyennant une notification du	Concernant les révisions (mineures, intermédiaires et majeures), celles-ci sont fixées suivant un calendrier et annoncées bien à l'avance. Il arrive parfois qu'ELIA demande un (léger) décalage d'une maintenance. Concernant les activités nautiques nécessitant le maintien d'un niveau sur les lacs, ces activités sont fixées à l'avance par les organisateurs et communiquées au concessionnaire en mars de l'année

		concessionnaire donnée suffisamment tôt ?	en cours pour la période d'activités de l'année. Elles ne sont donc pas modifiables dans le temps. Des maintenances extraordinaires peuvent également être réalisées lorsqu'une avarie ou une anomalie est détectée. Dans ce cas, la période d'arrêt est généralement très courte, de l'ordre d'une journée, et ne concerne le plus souvent qu'une seule machine.
33	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5	Un groupe peut-il fonctionner en turbine en même temps qu'un autre groupe fonctionne en pompe ?	D'un point de vue technique, cela est possible mais dans un tel cas, il est déconseillé de travailler avec deux groupes côte à côte étant donné la distribution contraire des écoulements des groupes en question.
34	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5	Concernant la quatrième turbine disponible en cas de besoins impérieux du réseau, pouvez-vous confirmer qu'il s'agit d'un groupe spécifique (par exemple, le groupe 4 sur le tableau de la planification annuelle des services normaux d'entretien, annexe technique page 18), si oui s'agit-il bien du groupe 4 ?	La concession prévoit la mise à disposition de maximum 3 groupes au concessionnaire, ces 3 groupes peuvent être différents au cours du temps. Le 4ème groupe peut donc être différent au cours du temps.
35	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5	Les périodes de forte pluie et de sécheresse ont-elles un impact significatif sur les niveaux du réservoir ? Quel fut l'impact des récentes sécheresses sur la centrale ?	Voir question/réponse n°11
36	ANNEXES TECHNIQUE S 1 à 5 (page 9)	Pourriez-vous définir ce qui constitue une indisponibilité ? En particulier, dans le cas où la centrale est opérationnelle mais que, bien que les signaux du concessionnaire soient correctement envoyés, ces-derniers ne soient pas suivis ou appliqués par les opérateurs	On distingue 2 types d'indisponibilité, les indisponibilités liées aux révisions programmées des groupes ou aux activités nautiques, ces deux types d'indisponibilités étant planifiées à l'avance et donc connues à l'avance du concessionnaire et les indisponibilités inopinées liées à une avarie sur un groupe ou à un raté de démarrage. En cas de raté de démarrage, le personnel de conduite assiste le concessionnaire pour soit redémarrer le groupe activé, soit démarrer l'un des autres groupes disponibles. En fonctionnement normal, les commandes envoyées par le concessionnaire sont transmises directement au système de contrôle-commande et ne nécessitent aucune validation humaine. Si, pour une raison quelconque, les signaux ne sont pas correctement transmis, le concessionnaire contacte directement la centrale. L'équipe de la centrale est disponible 24 h/24 et 7 j/7. Les opérateurs reprennent alors la commande

			locale des machines et exécutent les manœuvres demandées par le concessionnaire.
37	Convention – Article 3	Pouvez-vous confirmer que l'ensemble des coûts liés au contrat de raccordement restent à charge de l'autorité concédante ? Pouvez-vous également préciser quels sont les coûts facturés par Elia à l'autorité concédante qui seraient refacturés au concessionnaire ?	Comme indiqué au N.B. de la page 6/11 du projet de convention, l'autorité concédante ne répercutera pas au concessionnaire le tarif de raccordement mensuel. Les coûts relatifs aux autres contrats entre le concessionnaire et ELIA sont directement à charge du concessionnaire.
38	Convention – Article 3	Pourriez-vous partager le contrat de raccordement mentionné à l'article 3 de la convention ? Avec un schéma de topologie détaillé du site avec TI/TP, compteurs...	A partir du moment où les coûts liés au contrat de raccordement restent pris en charge par l'autorité concédante (dans la mesure des articles de la convention), il ne nous semble pas nécessaire de fournir ces informations.
39	Convention – Article 6	Pour les paramètres A_{ob} , A_{vo} et B, il est mentionné « déterminé à l'indice belge des prix à la consommation de mai 2026 ». Pouvez-vous expliquer la pertinence de cette disposition et pouvez-vous confirmer que i/I_0 constitue le seul mécanisme d'actualisation applicable aux paramètres ?	Le mécanisme d'actualisation basé sur le facteur i/I_0 , a déjà été utilisé dans les concessions précédentes et a été conservé dans le cadre de cet appel à candidats. Les articles 13 et 14 du projet de convention visent à pouvoir prendre en compte en cours de concession, les conséquences de circonstances imprévisibles ou de modifications significatives du cadre réglementaire.
40	Convention – Article 7	Concernant les frais de réseau, la centrale a-t-elle des exemptions comme certaines batteries en Belgique ? Quels sont en moyenne ces frais pour les 3 dernières années (en €/MWh et €/kW) ?	Comme indiqué à l'article 3 du projet de convention, le pouvoir concédant a seulement contracté le raccordement de la centrale avec ELIA, tous les autres contrats avec ELIA étant à contracter par le concessionnaire. Comme indiqué au N.B. de la page 6/11 du projet de convention, l'autorité concédante ne répercutera pas au concessionnaire le tarif de raccordement mensuel.
41	Convention – Article 10	Un mode de communication spécifique est-il imposé au concessionnaire ?	L'échange de données et les informations de télécommande des groupes sont opérés à partir de borniers interfaces auxquels le concessionnaire connecte son propre équipement d'acquisition de données sous sa responsabilité. Ce mode de communication a été éprouvé depuis la mise en service de la centrale et est conservé.

			En cas de problème de communication ou de transmission des signaux, le concessionnaire contacte directement la centrale par téléphone. L'équipe de la centrale est disponible 24 h/24 et 7 j/7. Les opérateurs reprennent alors la commande locale des machines et exécutent les manœuvres demandées.
42	Convention – Article 10	Pouvons-nous ajouter un système d'acquisition des données de mesure des compteurs existants ?	A partir du moment où les mesure MW et mesure réactive sont déjà transmises au concessionnaire, il ne nous semble pas nécessaire d'ajouter un système d'acquisition supplémentaire pour ces données.
43	Convention – Article 10	Sur quelle base l'autorité concédante peut-elle refuser « d'accéder à une demande justifiée du concessionnaire pour pouvoir relier le centre de conduite local avec son propre centre de conduite et avoir accès depuis son centre de conduite à des informations » ?	L'Article 10 ne reprend pas ces éléments mais il nous paraît justifié que l'autorité concédante qui est propriétaire des installations, valide ou pas les demandes du concessionnaire et puisse éventuellement les refuser si elle estime ces demandes inappropriées (par exemple, pour des raisons de sécurité). Dans un tel cas, le refus serait motivé.
44	Convention – Article 10	“Si.souhaité.par.les.deux.parties?une.convention.particulière.prenant.en.compte.ces.principes.précisera.davantage.les.droits.et.obligations.des.parties.pour.ces.équipements” Quand, au plus tard, la Sofico se prononcera sur le fait d'accepter d'établir avec le concessionnaire une convention concernant ces équipements (avant la signature de la convention entre les parties) ?	La SOFICO se prononcera sur la nécessité d'établir la convention susmentionnée quand les conditions de l'article 10 seront réunies, à savoir une fois que la concession aura été attribuée, après que le concessionnaire aura introduit une demande justifiée visant à relier le centre de conduite local avec son propre centre de conduite et/ou à accéder aux informations visées à l'article 10, dans la mesure où la SOFICO aura réservé une suite favorable à cette demande.
45	Convention – Article 12.3	Pourriez-vous spécifier ce que vous entendez par « manquements graves » ainsi que le seuil à partir duquel la « répétition » ou la « persistance » est constituée ?	Il n'existe pas de critères prédéfinis permettant de qualifier un manquement de « grave », ni de seuil précis à partir duquel la « répétition » ou la « persistance » d'un manquement serait considérée comme établie. Cette appréciation devra être effectuée au cas par cas, en tenant notamment compte de la nature du manquement, de ses circonstances et de ses conséquences. En cas de contestation, il appartiendra, le cas échéant, au juge d'apprécier si le manquement présente un degré de gravité suffisant ou revêt un caractère suffisamment répété ou persistant pour

			justifier les qualifications de « répétition » ou de « persistance »
46	Convention – Article 12.4	Pourriez-vous spécifier ce que vous entendez par « manquements graves » ainsi que le seuil à partir duquel la « répétition » ou la « persistance » est constituée ?	Voir question/réponse N°45
47	Convention – Article 14	Pourriez-vous spécifier à partir de quand nous sommes en présence d'un « avantage important » ?	Il n'existe pas de seuil prédéfini permettant de considérer qu'un avantage est important. L'avantage pourra être qualifié d'important notamment dans le cas où, s'il avait existé au bénéfice d'une des parties avant la conclusion de la concession, la concession aurait vraisemblablement été conclue à des conditions plus favorables pour l'autre partie. En cas de contestation, il appartiendra, le cas échéant, à un juge de se prononcer sur le caractère suffisamment important de l'avantage.
48	Appel d'offre – Article VI	A quelle date l'attribution aura-t-elle lieu ?	Il n'est pas matériellement pas possible de fournir une date précise, l'analyse des offres nécessitant éventuellement des demandes de clarification de l'autorité concédante aux candidats.
49	Communication	Concernant les commandes de contrôle, quel type de PLC (marque et modèle) est installé dans la centrale ? Quels types de communication sont possibles ?	Voir question/réponse N°41
50	Communication	Concernant l'infrastructure de communication, existe-t-il actuellement une connexion vers l'extérieur (Proximus ou autre) ? Fibre optique ou autre ? Si oui quel est le point d'accès physique (switch, router, firewall, autre) ? Y- a-t-il une redondance (deuxième boucle, 5G) ?	Le concessionnaire a la possibilité d'installer son propre matériel. Il existe une possibilité de connexion au service d'un opérateur comme Proximus ou autre.
51	ANNEXES TECHNIQUE S - Annexe 2.4	Il est explicitement indiqué qu'il y a une puissance minimum à la turbine (27MW). Il y a-t-il aussi une puissance minimale en pompe ?	En mode de pompage, il n'y a pas de modulation, le pompage se fait à pleine puissance compte tenu de la hauteur de chute.
52	ANNEXES TECHNIQUE	À propos de la pompe, il est écrit "un démarrage	Il n'est matériellement pas prévu que la pompe fonctionne à 20 MW et encore moins à 0,5 MW. Comme

	S - Annexe 2.4	étant comptabilisé dès que le disjoncteur principal de la pompe est enclenché dans la séquence". Si la pompe passe de 20MW à 0,5MW puis repasse vers 20MW. Est-ce comptabilisé comme un démarrage ?	spécifié à la question/réponse N°51, il n'y a pas de modulation en pompe.
53	FAQ (V2) - Question 12	Pouvez-vous préciser la formule de disponibilité ("disponibilité historiques") ? 100% = 4 ou 3 groupes disponibles ?	Le calcul de disponibilité est basé sur le nombre de groupes concédé qui est considéré comme étant égal à 3, le 4ème groupe n'étant pas contractuellement concédé.
54	ANNEXES TECHNIQUE S - Annexe 2 point 2.8, page 11	(« Informations. échangées. actuellement ») : concernant la consigne de puissance [MW] : s'agit-il d'un signal distinct par groupe (pompe/turbine) par exemple 35 MW de production pour une turbine ou d'un signal unique pour l'ensemble de la centrale (par exemple 105 MW) ? Et concernant la puissance réactive [MVAR] : quelle est précisément l'information attendue à ce niveau ? Pourquoi est-elle nécessaire ?	Chaque variable reprise dans la liste des informations échangées est propre à chaque groupe. Seules les variables « NIVEAU PT » et « NIVEAU EH » sont uniques pour l'ensemble de la centrale. La consigne transmise définit donc la puissance demandée pour chaque groupe individuellement. Le choix du groupe à démarrer est laissé à l'appréciation du concessionnaire.
55	ANNEXES TECHNIQUE S - Annexe 2 point 2.2, page 9	« Tout.remplissage.du.bassin.supérieur.sans.turbinage.correspondant.est.à.l'initiative.de.l'autorité.concédante?le.coût.de.l'énergie.consommée.restant.à.charge.du.concessionnaire;» Pourriez-vous nous préciser le sens exact de cette disposition ? Ne s'agit-il pas plutôt du bassin inférieur ? Nous supposons également que cette situation est exceptionnelle et limitée	Le cas évoqué au point 2.2 est un bien cas exceptionnel nécessitant un remplissage du bassin supérieur, ce qui peut arriver en cas de crue très importante de l'Eau d'heure et de montée rapide du niveau du lac inférieur. Un tel cas vise à limiter la pointe de débit restitué à l'aval et contribuer à la protection des riverains de l'aval à la crue.

		à des circonstances particulières.	
56	ANNEXES TECHNIQUE S - Annexe 3 Taux de disponibilité Point 1.2	Le texte indique : « est le produit du nombre total de machines contractuellement mises à disposition du concessionnaire (quatre) ». Cela signifie-t-il que le terme n_{md} pourrait être égal à 4 sur certains quarts d'heure ? Par ailleurs, dans la formule, la sommation est indexée sur le paramètre q , alors que le terme n_{md} n'est pas indexé sur q . Pourriez-vous détailler ce n_{md} et mettre la formule à jour afin d'assurer sa cohérence ?	Le point 1.2 a été corrigé et le texte en question est adapté dans une version corrigée des annexes techniques mise à disposition des candidats simultanément à cette mise jour (V3) de la FAQ.
57	Projet de convention - Article 1 – Prolongation	Serait-il possible de prévoir une prolongation sur la base d'un accord mutuel entre la SOFICO et le concessionnaire ? Dans ce cas, la prolongation serait une option laissée à la discrétion du concessionnaire et ne serait donc pas automatique.	L'Article 1 prévoit bien que la prolongation est à la seule initiative de l'autorité concédante.
58	Projet de convention - Article 3 – Contrat de raccordement au réseau	Le texte mentionne : « dont.le.concessionnaire.reconnait.avoir.parfaite.connaissance.à.la.signature.de.la.présente.convention ». Or, nous n'avons pas reçu le contrat de raccordement lui-même, mais uniquement le modèle publié sur le site d'Elia : https://www.elia.be/fr/clientients/raccordement/contrat-de-raccordement Pouvez-vous adapter la phrase (ou transmettre le contrat applicable) ?	Le contrat de raccordement au réseau ELIA étant un contrat de raccordement type, il est donc bien basé sur les documents accessibles depuis le site d'ELIA. Pour rappel, la puissance contractuellement raccordée est de 129 MVA. La phrase en question est adaptée dans une version corrigée du projet de convention mise à disposition des candidats simultanément à cette mise jour (V3) de la FAQ.

59	Projet de convention – Article 3 – Coûts liés au contrat de raccordement réseau	Les dispositions suivantes indiquent que le concessionnaire supporte les coûts du contrat de raccordement « Le concessionnaire (...) supporte (...) indirectement (via une refacturation du concédant qui a lui souscrit le contrat de raccordement auprès du gestionnaire de réseau de transport ELIA) l'ensemble des coûts liés au réseau de transport. » et Article 7 : « Le concédant transmet trimestriellement une copie au concessionnaire de la facture du gestionnaire de réseau de transport ELIA liée au raccordement. » Ces dispositions semblent toutefois être en contradiction avec la Nota Bene figurant à l'article 6.	En effet, il s'agit bien d'une coquille et le texte en question est adaptée dans une version corrigée du projet de convention mise à disposition des candidats simultanément à cette mise jour (V3) de la FAQ.
60	Projet de convention - Article 5 – Cautionnement	Pourrait-on prévoir que l'autorité concédante procède d'office à la mainlevée du cautionnement au plus tard un mois après le dernier paiement prévu au contrat ?	Il n'est pas exclu que, même après le paiement de la dernière somme prévue au contrat, certaines obligations du concessionnaire demeurent encore à exécuter. Il pourrait notamment en être ainsi de l'obligation de démonter certains équipements, dans l'hypothèse où une convention particulière, telle que visée à l'article 10, serait conclue et prévoirait qu'à l'expiration de la concession, certains équipements doivent être démontés. Nous ne souhaitons dès lors pas accéder purement et simplement à la suggestion de prévoir la libération automatique du cautionnement dans les 30 jours suivant le dernier paiement prévu au contrat. Toutefois, moyennant la prise en compte de la préoccupation du pouvoir concédant relative à l'existence éventuelle d'autres obligations restant à exécuter, cette disposition pourrait être négociée.
61	Projet de convention - Article 6 – Indexation	La formule fait référence à « l'indice belge des prix à la consommation de mai 2026 » via le terme A_{ob} . Pouvez-vous	Il ne s'agit pas d'une coquille, en effet, la définition du paramètre de rémunération A_{ob} est la suivante : A_{ob} représente le paramètre de rémunération A exprimé en € hors TVA, pour l'offre de base proposée par le

		préciser cette référence ? Cela nous semble être une coquille puisque cet indice est déjà pris en compte dans le terme i/I_0 .	concessionnaire et déterminé <u>à l'indice belge des prix à la consommation de mai 2026</u> . Cela signifie simplement que le paramètre de rémunération A_{ob} a été fixé par le candidat sur base de ce référentiel.
62	Projet de convention - Article 7- Justification des factures ELIA	Le texte prévoit que : « Le concessionnaire transmet trimestriellement copie au concédant des factures du gestionnaire de réseau de transport ELIA liées à l'accès et aux autres coûts "réseau", ceci dans un souci de parfaite transparence. » Nous ne comprenons pas pourquoi cela est nécessaire. Pourriez-vous préciser l'objectif de cette obligation et l'utilisation qui sera faite de ces informations ?	Cette phrase a été supprimée dans la version corrigée du projet de convention.