

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) – V2 du 11/08/2026

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> <tr> <th>Mois</th><th>Prix mFRR</th><th>Mois</th><th>Prix mFRR</th></tr> <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> </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.