



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des
transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Efficacité énergétique et énergies renouvelables

novembre 2016

Explications des modifications de l'ordonnance sur l'énergie (OEnE, RS 730.01) et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI, RS 734.71)

Table des matières

1. Contexte	1
2. Grandes lignes du projet	1
2.1 Ordonnance sur l'énergie	1
2.1.1 Vérification des coûts de production et adaptation des taux de rétribution	1
2.1.2 Ordre de réduction de la liste d'attente des installations au bénéfice du traitement prioritaire	2
2.1.3 Contrôle du processus de versement RPC du GB-ER à Swissgrid SA.....	3
2.1.4 Autres adaptations	3
2.2 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité	6
2.2.1 Rétribution axée sur le programme prévisionnel (art. 24, al. 2)	6
2.2.2 Prix de marché demandé par Swissgrid SA (art. 24a).....	6
2.2.3 Rétribution du prix de marché pour l'énergie issue d'installations non soumises aux mesures des courbes de charges (art. 24a, al. 2).....	6
3. Commentaires disposition par disposition	7
3.1 Ordonnance sur l'énergie.....	7
3.2 Appendices de l'ordonnance sur l'énergie	7
3.3 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité.....	8

1. Contexte

Diverses adaptations sont réalisées dans le cadre des modifications prévues de l'ordonnance sur l'énergie (OENE) et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI). Elles concernent les domaines suivants: taux de rétribution pour l'injection d'électricité à prix coûtant (RPC) et pour la rétribution unique (RU) des petites installations photovoltaïques, transfert du processus de versement RPC du groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-ER) à la société nationale du réseau de transport (Swissgrid SA), questions techniques générales relatives à l'exécution et précisions concernant la RPC et la RU.

2. Grandes lignes du projet

2.1 Ordonnance sur l'énergie

2.1.1 Vérification des coûts de production et adaptation des taux de rétribution

Le Département de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) contrôle périodiquement le calcul des coûts de revient et de la rétribution pour les adapter si nécessaire aux nouvelles conditions (art. 3e, al. 1 OENE). Il tient compte de divers aspects tels que le développement des technologies, leur rentabilité à long terme ainsi que l'évolution du cours de l'euro, des prix des sources d'énergie primaire, des redevances hydrauliques et du marché des capitaux. En 2016, les taux de rétribution de toutes les technologies ont été vérifiés. Il s'est avéré nécessaire d'adapter les taux de rétribution de la RPC pour le photovoltaïque (tableau 1) et de la RU pour les petites installations photovoltaïques (tableaux 2 et 3) et les petites centrales hydroélectriques (cf. tableaux 4 et 5).

Tableau 1: taux de rétribution des installations photovoltaïques ajoutées ou isolées¹

Taille de l'installation	dès octobre 2016	dès avril 2017	dès octobre 2017	Réduction annuelle totale
30 kW	19,0	16,3	13,7	28 %
100 kW	16,6	15,1	13,7	17 %
1000 kW	15,3	14,5	13,7	10 %
3000 kW	15,3	14,5	13,7	10 %

Les taux de rétribution des installations intégrées sont de 15% supérieurs à ceux des installations ajoutées.

Tableau 2: RU pour les installations photovoltaïques ajoutées et isolées

RU	dès octobre 2015	dès avril 2017	dès avril 2018	réduction
Contribution de base (CHF)	1'400	1'400	1'400	
Contribution liée à la puissance (CHF/kW)	500	450	400	20%

Tableau 3: RU pour les installations photovoltaïques intégrées

RU	dès octobre 2015	dès avril 2017	dès avril 2018	réduction
Contribution de base (CHF)	1'800	1'600	1'600	11%
Contribution liée à la puissance (CHF/kW)	610	520	460	25%

¹ Le tableau 1 présente les taux de rétribution pour les installations d'une puissance précise de 30, 100, 1000 et 3000 kW. Toutefois, le ch. 3.1.3 de l'appendice 1.2 de l'OENE divise les taux de rétribution en classes de puissance qui permettent de calculer proportionnellement le taux de rétribution. C'est pourquoi les chiffres qui y sont présentés diffèrent des chiffres ci-dessus.

Tableau 4: rétribution de base pour les petites centrales hydroélectriques

Catégorie d'installation	Classe de puissance	dès janvier 2014	dès janvier 2017	réduction
Catégorie 1	≤300 kW	16,1	13,9	14%
	≤1 MW	10,9	8,9	18%
	≤10 MW	6,9	6,6	4%
Catégorie 2	≤10 kW	27,9	27,9	
	≤50 kW	21,1	21,1	
	≤300 kW	14,9	12,2	18%
	≤1 MW	10,9	8,9	18%
	≤10 MW	6,9	6,6	4%

Tableau 5: Bonus d'aménagement des eaux pour les petites centrales hydroélectriques

Catégorie d'installation	Classe de puissance	dès janvier 2014	dès janvier 2017	réduction
Catégorie 1	≤300 kW	3,6	3,1	14%
	≤10 MW	2,8	1,4	50%
Catégorie 2	≤10 kW	6,2	6,2	
	≤50 kW	4,5	4,5	
	≤300 kW	3,4	2,8	18%
	> 300 kW	2,8	1,4	50%

Les nouveaux taux de rétribution s'appliqueront aux installations qui seront mises en service après l'entrée en vigueur de la présente modification. Divers participants à la procédure de consultation ont indiqué que de nombreuses petites centrales hydroélectriques sont en construction et que celles-ci n'entreront en service qu'après l'entrée en vigueur de la modification prévue. Afin de préserver la décision d'investir dans de telles installations, une disposition transitoire exclura de l'adaptation du taux de rétribution les projets de petites centrales hydroélectriques pour lesquels les exploitants ont reçu une décision positive avant le 1^{er} janvier 2017 et qui ont déjà soumis la première communication complète de l'état d'avancement du projet. Pour ces projets, les taux de rétribution de l'ancien droit restent applicables.

La deuxième étape d'abaissement de la RU était initialement prévue au 1^{er} octobre 2017. Les participants à la procédure de consultation ont souligné qu'un abaissement des taux de la RU en octobre se traduirait par une recrudescence des demandes pour des installations photovoltaïques en été et un renforcement du recul habituel de la demande en hiver. Pour garantir la continuité de l'encouragement et du développement, cette deuxième étape a été repoussée au 1^{er} avril 2018. S'agissant des taux de la RU pour les installations intégrées, la première étape d'abaissement est plus marquée que ce qui avait été proposé dans le projet mis en consultation. L'OFEN a estimé pertinente cette mesure au regard des nouveaux chiffres du marché pour les coûts des installations photovoltaïques intégrées qui lui sont parvenus dans l'intervalle.

2.1.2 Ordre de réduction de la liste d'attente des installations au bénéfice du traitement prioritaire

Depuis le 1^{er} janvier 2015, il est possible de mettre en tête de liste d'attente les installations (installations photovoltaïques non comprises) pour lesquelles a été transmis, jusqu'au jour de référence fixé dans l'OEne, le dossier complet sur l'état d'avancement du projet ou l'avis de mise en service de l'installation (soit les installations au bénéfice du traitement prioritaire).

La situation financière tendue du fonds RPC a montré qu'il n'est pas possible d'accepter toutes les installations au bénéfice du traitement prioritaire dans le contingent RPC suivant le jour de référence. Ces installations demeurent dans la liste d'attente. Certes, toutes les installations au bénéfice du traitement prioritaire passent au sommet de la liste d'attente, mais elles sont traitées en fonction de la date à laquelle elles ont été annoncées au système RPC. Ainsi, il peut arriver qu'une installation placée en

tête de la liste d'attente en 2015 soit dépassée par une installation qui n'a été réalisée ou n'a été prête à être réalisée qu'en 2016, parce que cette dernière a été annoncée plus tôt à la RPC.

Le critère de réduction de la liste d'attente pour les installations bénéficiant du traitement prioritaire est désormais la date de soumission du dossier complet sur l'état d'avancement du projet ou de la mise en service. On veut ainsi éviter qu'un responsable de projet qui s'est déjà employé par le passé à mettre son installation en service ou à porter son projet au stade de la réalisation ne soit précédé par un autre responsable dont le projet n'aurait atteint le stade de la réalisation qu'une ou plusieurs années plus tard.

Une réglementation transitoire de deux ans est introduite en raison des remarques formulées par les participants à la procédure de consultation. Pour la RPC, les projets de 2015 au bénéfice du traitement prioritaire sont pris en compte en premier, suivis de ceux de 2016, selon leur date d'annonce. Cette disposition transitoire est justifiée dans la mesure où les initiateurs de ces projets ont consenti des efforts pour porter leur projet au stade de sa réalisation à la condition que la liste d'attente soit traitée par date d'annonce.

2.1.3 Contrôle du processus de versement RPC du GB-ER à Swissgrid SA

Swissgrid SA assure le règlement de la RPC depuis 2009. Outre le traitement des annonces RPC qui lui sont soumises, Swissgrid SA rend entre autres des décisions. En outre, elle calcule les taux de rétribution pour les installations concernées. A ce stade, le versement des contributions RPC aux producteurs n'entre pas dans les attributions de Swissgrid SA. Le GB-ER s'acquitte de cette tâche.

Tant le rapport du Contrôle fédéral des finances (CDF) de 2011 que l'évaluation RPC de 2012 ont recommandé de réduire le nombre des acteurs impliqués dans l'exécution de la RPC.

Pour le traitement de la RPC, Swissgrid SA comme le GB-ER utilisent un système informatique séparé pour saisir et décompter les différentes installations. En cas de mutations (p. ex. pour les changements d'adresse), les deux systèmes doivent être adaptés à chaque fois, ce qui augmente la fréquence des erreurs. En outre, les deux systèmes doivent être entretenus et mis à jour, ce qui entraîne des coûts. Swissgrid SA verse déjà la RU pour les petites installations photovoltaïques; les processus et les systèmes de décompte correspondants sont établis. La solution proposée permettrait de supprimer le système de décompte du GB-ER, ce qui, à moyen terme, déchargerait considérablement financièrement le fonds alimenté par le supplément. De même, la gestion des contrats du GB-ER avec les producteurs RPC concernés serait supprimée. Cette mesure n'occasionnerait pas de coûts supplémentaires pour Swissgrid SA, celle-ci délivrant déjà des décisions aux différents producteurs.

C'est pourquoi le processus de versement RPC sera transféré, le 1^{er} janvier 2017, du GB-ER à Swissgrid SA, à laquelle le traitement de la RPC est confié. Ce changement représente une simplification également pour les producteurs, puisque ceux-ci n'auront dès lors plus qu'un seul interlocuteur tant pour le règlement administratif que pour la rétribution.

2.1.4 Autres adaptations

L'exécution des dispositions relatives à la RPC et à la RU a suscité certaines questions qui ont elles-mêmes conduit à modifier et préciser les dispositions de l'OEne. En voici les commentaires explicatifs.

2.1.4.1 Raccourcissement du délai imparti à l'annonce de mise en service des installations au bénéfice du traitement prioritaire

(Appendices 1.1 et 1.3–1.5)

Si une installation annoncée pour la RPC mais non encore réalisée fait l'objet d'une décision RPC positive, le responsable de projet doit fournir, dans un délai déterminé, le dossier complet sur l'état d'avancement du projet ou sur la mise en service de l'installation, faute de quoi la décision positive sera révoquée. Les appendices spécifiques aux technologies prévoient que le délai d'annonce de la mise en service commence de courir dès que la décision positive a été rendue.

Le nouveau système de gestion de la liste d'attente introduit en 2015 permet de faire passer en tête de liste des installations déjà réalisées ou des projets de construction prêts à être réalisés. Ces installations seront considérées prioritairement lors de la prochaine décision d'inclusion d'installations dans le système RPC (ce point ne vaut pas pour les installations photovoltaïques). Les dispositions régissant le

délaï actuel d'annonce de la mise en service visent à favoriser une décision positive et à ce que le projet ne soit poursuivi qu'à partir de ce stade. Les projets de telles installations doivent encore franchir toute la procédure d'autorisation de construire et, le cas échéant, une procédure d'octroi de concession. C'est pourquoi ces projets requièrent un délaï assez long à partir de la décision positive jusqu'à la mise en service effective de l'installation. Un échelonnement, comprenant une ou deux informations sur l'état d'avancement du projet et l'avis de la mise en service, est prévu pour ces installations. Les installations dont l'état d'avancement du projet a déjà fait l'objet d'une communication complète peuvent en revanche être considérées comme susceptibles d'être réalisées assez rapidement. Elles peuvent généralement être mises en service, à compter de la réception de la décision positive, dans le laps de temps qui serait encore à disposition pour la construction proprement dite d'une installation après le dernier avis sur l'état d'avancement du projet. Ainsi, les installations au bénéfice du traitement prioritaire ne requièrent qu'un délaï réduit d'annonce de mise en service. Pour garantir que ces installations soient effectivement réalisées rapidement, le délaï d'annonce de mise en service des installations au bénéfice du traitement prioritaire est raccourci du délaï imparti à la première et unique communication sur l'état d'avancement du projet (ou à la deuxième communication sur l'état d'avancement du projet si une deuxième communication est prévue). Si le délaï ne peut être respecté pour des raisons indépendantes de la volonté du responsable de projet, il est possible de soumettre une demande justifiée de prolongation de délaï en vertu de l'art. 3h^{bis}, al. 2 OEne.

De nombreux participants à la procédure de consultation ont signalé que le délaï de deux ans pour annoncer la mise en service de petites centrales hydroélectriques n'était pas suffisant, en particulier pour les petites centrales hydroélectriques d'une certaine taille ou pour la concrétisation de mesures d'accompagnement de protection des eaux, dont les temps de réalisation sont souvent plus longs. En outre, les travaux ne sont pas possibles tout au long de l'année sur certains sites en raison de facteurs saisonniers comme les conditions météorologiques ou le débit des cours d'eau. Par conséquent, le délaï pour l'annonce de la mise en service des projets de petites centrales hydroélectriques est prolongé de deux à trois ans.

Exemple d'une installation au gaz d'épuration

L'information sur l'état d'avancement du projet doit être fournie dans les trois ans suivant l'avis de décision positive. L'annonce de la mise en service doit survenir dans les six ans suivant l'avis de décision positive. En vertu des dispositions de droit actuelles, si un projet d'installation au gaz d'épuration déjà prêt à être réalisé fait l'objet d'une décision positive, le responsable de ce projet dispose donc d'un délaï de six ans pour mettre cette installation en service. La modification proposée ramène ce délaï à trois ans en soustrayant les trois ans mis à disposition pour informer sur l'état d'avancement du projet. En effet, les obstacles sur la voie de l'autorisation de construire (et le nécessaire avancement correspondant du projet) sont alors déjà surmontés et l'installation peut être rapidement réalisée.

2.1.4.2 Raccourcissement du délaï imparti à l'annonce de mise en service des installations photovoltaïques

(Appendice 1.2, ch. 5.3)

Lorsqu'un projet d'installation photovoltaïque fait l'objet d'une décision RPC positive, cette installation doit être construite dans les 15 mois à compter de la notification de la décision positive. Pendant ce laps de temps, l'argent reçu pour l'installation pendant toute la durée de rétribution doit être épargné. Si un responsable de projet décide de ne pas réaliser son projet malgré son acceptation dans le système RPC et qu'il ne l'annonce pas à Swissgrid SA, les fonds réunis restent bloqués pendant 15 mois.

L'expérience montre que nombre d'installations sont déjà construites au moment de leur acceptation dans le système RPC. En outre, une large part des installations non encore construites au moment de la décision positive peuvent généralement être réalisées dans les douze mois. De ce fait, le délaï d'annonce de mise en service doit être ramené à douze mois. Les responsables de projet peuvent demander une prolongation de délaï pour les installations dont la réalisation nécessite plus de douze mois sans faute de leur part (art. 3h^{bis}, al. 2 OEne). Le raccourcissement du délaï d'annonce de mise en service ne s'applique pas aux installations ayant déjà fait l'objet d'une réponse positive avant l'entrée en vigueur de cette modification.

2.1.4.3 Complément aux exigences matérielles posées à l'annonce de mise en service

(Appendice 1.2, ch. 5.3)

Un complément concrétise l'exigence que les données de l'annonce de mise en service d'une installation photovoltaïque doivent se présenter sous une forme authentifiée². Cette exigence s'applique tant aux installations RPC qu'aux installations RU (cf. référence à l'appendice 1.8, ch. 4.2). On garantit ainsi que Swissgrid SA dispose de toutes les informations concernant les rétributions.

2.1.4.4 Taux d'utilisation de la chaleur des installations de biomasse notablement agrandies ou rénovées (Appendice 1.5, ch. 3.1, 4.1 et 6.1)

Les processus vapeur peuvent, selon les besoins, produire de la chaleur ou de l'électricité. Pour éviter que de l'électricité ne soit produite au détriment des consommateurs de chaleur, ceux-ci doivent être protégés par une disposition exigeant que la même quantité de chaleur soit produite. Eu égard à la réglementation en vigueur (même taux d'utilisation de la chaleur exprimé en%), un agrandissement de l'installation entraîne une augmentation du volume de chaleur. Cependant, accroître l'écoulement de la chaleur n'est d'ores et déjà souvent pas possible et devrait s'avérer plus difficile encore à l'avenir en raison des mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments. C'est pourquoi l'exigence porte désormais sur la valorisation de la même quantité de chaleur et non plus sur le même taux d'utilisation de la chaleur. La quantité de chaleur effective pouvant objectivement être utilisée à la suite de l'agrandissement ou de la rénovation détermine si le critère selon lequel la quantité de chaleur utilisée doit être au moins égale est rempli. Il convient pour ce faire de comparer la consommation de chaleur avec et sans la réalisation du projet.

2.1.4.5 Complément à la biomasse non autorisée (Appendice 1.5, ch. 6.2)

Lorsque le combustible ou le carburant biogène utilisé pour actionner une installation de production électrique est produit dans le cadre d'un projet de compensation CO₂ visant la substitution de combustibles ou de carburants fossiles, la RPC ne peut plus être perçue car la plus-value écologique de ce combustible ou de ce carburant est indemnisée par l'émission d'une attestation CO₂ (art. 10, al. 5, de l'ordonnance sur le CO₂). Pour éviter un double financement, il faut noter expressément que les combustibles et carburants biogènes dont la plus-value écologique au sens de la législation sur le CO₂ a déjà été indemnisée ne sont pas admis pour la production d'électricité rétribuée par la RPC. Un échange de données est assuré entre la Société nationale du réseau de transport et l'OFEV. Selon certains participants à la procédure de consultation cette adaptation aurait des conséquences fâcheuses pour l'exploitation des moteurs à injection pilote existants. Il s'agit de centrales à énergie totale équipée montées sur un moteur diesel sans bougies d'allumage. Une petite quantité de carburant additionnel (combustible d'allumage) doit être injectée pour que le biogaz s'enflamme. Pour satisfaire aux exigences de la RPC, ce combustible d'allumage doit être biogène. Pratiquement tous les biocarburants utilisés en Suisse sont toutefois produits ou importés dans le cadre du programme de compensation «Biotreibstoffe Schweiz». Par conséquent, le combustible d'allumage biogène utilisé pour l'exploitation des moteurs à injection pilote est issu par définition des programmes de compensation des émissions de CO₂. De nos jours, on ne construit quasiment plus de moteurs à injection pilote parce que les moteurs à gaz actuels sont devenus tout aussi performants et qu'ils sont bien plus faciles à entretenir. C'est pourquoi le carburant d'allumage biogène ne devrait plus être utilisé qu'à titre exceptionnel dans les centrales à énergie totale équipée, même si sa plus-value écologique a été reconnue, notamment par le biais d'attestations fondées sur la législation en matière de CO₂.

² https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/renewable_energies/remuneration_re/kev/downloads/process/fr/verified_plant_data_photovoltaics_fr.pdf.

2.2 Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité

L’exécution des dispositions relatives à la RPC a suscité certaines questions qui ont elles-mêmes conduit à modifier et préciser les dispositions de l’OApEI. En voici les commentaires explicatifs.

2.2.1 Rétribution axée sur le programme prévisionnel (art. 24, al. 2)

L’art. 24, al. 2, prévoit la possibilité de fixer une rétribution axée sur le programme prévisionnel pour les technologies dont la production peut être contrôlée. Mais cette rétribution axée sur le programme prévisionnel n’est pas prévue par l’actuelle loi sur l’énergie, raison pour laquelle elle est supprimée de l’ordonnance. S’agissant d’économie énergétique, ce type d’incitations par voie de rétribution serait tout à fait pertinent. C’est la raison pour laquelle la commercialisation directe doit être introduite avec le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

2.2.2 Prix de marché demandé par Swissgrid SA (art. 24a)

Le montant à verser pour les installations individuelles découle de l’énergie injectée dans le réseau et du taux de rétribution calculé pour l’installation concernée. Ce montant est d’une part financé par la vente de l’énergie, au prix du marché, aux groupes-bilans et aux gestionnaires de réseau. D’autre part, la différence entre le taux de rétribution et le prix de marché est couvert par le fonds RPC. Comme déjà mentionné au chiffre 2.1.3, Swissgrid SA versera désormais les contributions RPC aux producteurs. En raison de ce changement et pour éviter des interfaces supplémentaires, Swissgrid SA et non plus le GB-ER demandera désormais directement aux gestionnaires de réseau le prix de marché pour les divers groupes-bilans et pour les installations non soumises aux mesures des courbes de charges (cf. explications ci-dessous). Toutes les informations utiles sont à la disposition de Swissgrid SA pour établir correctement les factures. Les tâches restant au GB-ER incluent ainsi l’élaboration quotidienne du programme prévisionnel et des prévisions de production des installations soumises à la mesure des courbes de charge pour le jour suivant ainsi que le décompte de l’énergie d’ajustement.

2.2.3 Rétribution du prix de marché pour l’énergie issue d’installations non soumises aux mesures des courbes de charges (art. 24a, al. 2)

Jusqu’à ce stade, le prix de marché de l’électricité RPC produite par des installations non soumises aux mesures des courbes de charges a été facturé au groupe-bilan auquel appartient l’entreprise d’approvisionnement énergétique (EAE) au réseau de laquelle l’installation est raccordée. Normalement, le groupe-bilan répercute les coûts correspondants sur l’EAE. Selon la structure, une facturation intermédiaire est adressée au groupe de sous-bilan qui facture ensuite les coûts correspondants à l’EAE.

Le fait que le groupe-bilan ne peut pas contrôler si les installations sans mesure de la courbe de charge sont réparties correctement pose problème. Cela signifie que le groupe-bilan paie le prix du marché pour le courant RPC d’installations sans mesure de la courbe de charge sans savoir si celles-ci sont effectivement dans son domaine de compétence. Seule l’EAE peut effectuer ce type de contrôle. Lorsqu’un décompte n’est pas correct, des rectificatifs sont nécessaires à tous les niveaux (EAE, groupe de sous-bilan, groupe-bilan, GB-ER, Swissgrid) avec effet rétroactif; ce qui entraîne des coûts administratifs supplémentaires importants pour toutes les parties concernées.

Une autre difficulté réside dans le fait que l’appartenance d’une EAE à un groupe-bilan peut changer car l’EAE peut librement choisir son fournisseur et, de ce fait, changer de groupe-bilan. Il n’existe pas de liste officielle des appartenances d’EAE aux divers groupes-bilans.

Pour ces raisons, Swissgrid SA facturera désormais directement le prix de marché aux quelque 500 gestionnaires de réseau pour la production issue des installations RPC non soumises aux mesures des courbes de charges. Ce changement élimine le coût considérable de rectification ultérieure des données. En contrepartie, les décomptes de Swissgrid SA envers près de 500 gestionnaires de réseau au lieu d’environ 18 groupes-bilans créera une légère charge supplémentaire. Au niveau des groupes-bilans, la charge de la facturation de même que les éventuelles corrections envers les EAE ou les groupes de sous-bilan en aval disparaissent. Cette évolution devrait en particulier réduire la charge des groupes-bilans d’assez grande taille. On peut donc considérer, en définitive, que le changement prévu est neutre en termes de charges de travail. Il existe dans certains cas un contrat de fourniture intégrale entre le

groupe-bilan et le gestionnaire du réseau. On recommande alors à ce dernier de facturer au groupe-bilan l'énergie issue des installations RPC sans mesure de la courbe de charge au prix du marché.

3. Commentaires disposition par disposition

3.1 Ordonnance sur l'énergie

Art. 3g^{bis}, al. 4 Ordre de prise en compte

La date de soumission du dossier complet présentant (pour la deuxième fois) l'état d'avancement du projet ou la mise en service de l'exploitation constituera le nouveau critère de réduction de la liste d'attente des installations au bénéfice du traitement prioritaire.

Art. 3^{bis}, al. 1 Transfert du processus de versement RPC du GB-ER à Swissgrid SA

Désormais, la Société nationale du réseau de transport versera la RPC aux producteurs en lieu et place du groupe-bilan pour les énergies renouvelables.

Art. 3p, al. 1, et 6, al. 2, 2^e phrase: obligation d'annoncer, obligation de reprendre et de rétribuer

Ces dispositions sont modifiées en raison du transfert du processus de versement de la RPC du GB-ER à la société nationale du réseau de transport.

Art. 29e: Disposition transitoire sur l'ordre de prise en compte des installations bénéficiant du traitement prioritaire

Les projets qui ont bénéficié d'un traitement prioritaire en 2015 ne doivent pas pouvoir être devancés par des projets qui n'ont pu bénéficier du traitement prioritaire qu'en 2016. De la même manière, les projets prêts à être réalisés en 2016 ne doivent pas pouvoir être dépassés par des projets ultérieurs. Pour cette raison, la disposition transitoire fixe un ordre de réduction de la liste d'attente pour garantir la priorité aux projets prêts à être réalisés en 2015, puis à ceux prêts en 2016. Ensuite seulement – soit pour tous les projets pour lesquels l'annonce de mise en service ou l'annonce d'avancée du projet a été déposée seulement après le 31 octobre 2016 – s'applique l'art. 3g^{bis}, al. 4, concernant l'ordre de réduction de la liste d'attente.

3.2 Appendices de l'ordonnance sur l'énergie

Appendices 1.1, 1.3, 1.4 et 1.5 Raccourcissement du délai d'annonce de la mise en service

Les *appendices 1.1, 1.3, 1.4 et 1.5* contiennent des dispositions spéciales concernant le délai d'annonce de la mise en service des installations au bénéfice du traitement prioritaire. Pour ces installations, le délai d'annonce de la mise en service est abrégé du délai imparti pour adresser la (deuxième) information sur l'avancement du projet. La mise en service de ces installations doit être annoncée au plus tard trois ans (deux ans pour les petites centrales hydroélectriques) après la notification de la décision positive.

S'agissant des installations qui ont fait l'objet d'une décision positive reçue par l'exploitant entre le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} janvier 2017, et donc avant l'entrée en vigueur du changement prévu, les dispositions provisoires prévoient que l'annonce de la mise en service doit survenir au plus tard le 31 décembre 2018 pour les petites centrales hydroélectriques et le 31 décembre 2019 pour les éoliennes, les installations géothermiques et les installations de biomasse. Cela signifie que le délai de trois ou deux ans accordé aux responsables de ces projets pour annoncer la mise en service commence à courir à partir de l'entrée en vigueur présumée de la modification, à savoir le 1^{er} janvier 2017, et pas à partir de la communication de la décision positive. L'impact de la modification pour les installations bénéficiant du traitement prioritaire est ainsi atténué; elles ne sont toutefois pas entièrement exclues du raccourcissement du délai d'annonce de mise en service. Au moment de la communication de la décision positive concernant la RPC aux exploitants concernés, la modification proposée dans le cadre de cette révision se trouvait en cours de consultation. Les responsables de projet concernés par la modification ont été informés, dans le cadre de la décision positive, de la modification prévue.

En raison des remarques recueillies lors de la procédure de consultation concernant le raccourcissement du délai de mise en service pour les petites centrales hydroélectriques, le délai pour le dépôt de l'annonce de mise en service a été prolongé d'une année, passant de deux à trois ans. La disposition

transitoire a également été adaptée en conséquence pour que l'annonce de mise en service d'une installation pour laquelle l'exploitant a reçu un avis positif entre le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} janvier 2017 puisse également être déposée jusqu'au 31 décembre 2019 pour les petites centrales hydroélectriques. Ce raccourcissement de délai ne s'applique pas aux installations bénéficiant du traitement prioritaire qui ont fait l'objet d'une décision positive avant le 1^{er} janvier 2016.

Appendice 1.1 OEn

Les taux de la rétribution de base (*ch. 3.2.3*) et du bonus d'aménagement des eaux (*ch. 3.4.3*) sont adaptés en fonction de la vérification effectuée.

Les exploitants qui ont mis en service leur installation après le 1^{er} janvier 2017, mais qui ont déjà reçu, avant cette date, une réponse positive et déposé la première communication complète de l'état d'avancement du projet, sont préservés de cette modification grâce à la disposition transitoire.

Appendice 1.2 OEn

Les taux de rétribution visés au *ch. 3.1.3* sont adaptés en fonction de la vérification effectuée.

Le *ch. 5.3* est complété de manière à ce que l'authentification des données concernant les installations fasse obligatoirement partie intégrante de l'annonce de mise en service (formulaire de Swissgrid SA).

Appendice 1.5 OEn

Désormais, il suffira de maintenir le volume de chaleur utilisée au même niveau et il ne sera plus nécessaire d'assurer le même taux d'utilisation de la chaleur pour satisfaire à la définition d'une installation notablement agrandie ou rénovée (*ch. 3.1, ch. 4.1 et 6.1, let. a*).

Le *ch. 6.2, let. b, n° 8*, précise qu'il n'est pas autorisé d'utiliser des carburants et des combustibles biogènes dont la plus-value écologique a été indemnisée par des attestations en vertu de la législation sur le CO₂ pour produire de l'électricité dans les installations RPC. Seule fait exception à ce principe l'utilisation de combustible d'allumage biogène dans les centrales à énergie totale équipée.

Appendice 1.8 OEn

Les taux de la rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques sont adaptés en fonction du contrôle effectué (*ch. 3.1*).

3.3 Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Art. 23

L'*al. 5* de cette disposition est supprimé et remplacé par le nouvel art. 24a.

Art. 24

La troisième et quatrième phrase de l'*al. 2* sont supprimées: elles prévoyaient la possibilité d'une rétribution axée sur le programme prévisionnel.

L'*al. 3* est supprimé. En raison du transfert du processus de versement RPC du GB-ER à la société nationale du réseau de transport, prévu à l'art. 24b, la compétence de refuser de rétribuer l'électricité soutirée au sens de l'art. 7a LEn est transmise à Swissgrid SA.

L'adaptation des *al. 5 et 6* découle également du transfert du processus de versement RPC du GB-ER à Swissgrid SA.

Art. 24a

En raison du transfert du processus de versement RPC du GB-ER à la société nationale du réseau de transport, il faut en outre désormais verser le prix de marché de l'électricité injectée au sens de l'art. 7a LEn non plus au GB-ER mais à la société nationale du réseau de transport, en faveur du fonds alimenté par le supplément.

Par ailleurs, s'agissant des installations non soumises à la mesure de la courbe de charge, les gestionnaires de réseau sont désormais tenus de payer le prix de marché directement à la société nationale du réseau de transport.

Art. 24b

La compétence du GB-ER, visée par le passé à l'art. 24, al. 3, de refuser à certaines conditions la rétribution de l'électricité soutirée au sens de l'art. 7a LEné, est transférée à la société nationale du réseau de transport en vertu du nouvel *art. 24b*.