



E-PANGO SA

Société anonyme à conseil d'administration au capital de 399 999,00 €
Siège social : 26 rue Vignon - 75009 Paris
RCS Paris N° 817 840 762

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT

(Document d'enregistrement spécifique tel que défini par l'article 15 du Règlement (UE) 2017/1129 relatif au « Prospectus de croissance de l'Union » et dont le contenu a été établi conformément aux termes de l'Annexe 24 du Règlement Délégué (UE) 2019/980 de la Commission du 14 mars 2019 relatif notamment à la forme et au contenu du prospectus)



Le présent Document d'enregistrement a été approuvé le 9 juin 2021 par l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF »), en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129.

L'AMF approuve ce Document d'enregistrement après avoir vérifié que les informations qu'il contient sont complètes, cohérentes et compréhensibles. Le document d'enregistrement porte le numéro d'approbation suivant : I. 21-030.

Cette approbation ne doit pas être considérée comme un avis favorable sur l'émetteur faisant l'objet du Document d'enregistrement.

Le Document d'enregistrement peut être utilisé aux fins d'une offre au public de valeurs mobilières ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et, le cas échéant, un résumé et son (ses) supplément(s). L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) n°2017/1129.

Il est valide jusqu'au 8 juin 2022 et, pendant cette période et au plus tard en même temps que la note d'opération et dans les conditions des articles 10 et 23 du règlement (UE) 2017/1129, devra être complété par un supplément en cas de faits nouveaux significatifs ou d'erreurs ou inexactitudes substantielles.

Ce document est disponible sans frais au siège social de la Société, ainsi qu'en version électronique sur le site de l'AMF (www.amf-france.org) et sur celui de la Société (www.E-PANGO.com).

REMARQUES GENERALES

Dans le Document d'enregistrement :

- L'expression la « Société » désigne la société E-PANGO SA, société anonyme à conseil d'administration dont le siège social est situé 26 rue Vignon - 75009 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Bobigny sous le numéro 817 840 762 ;
- L'expression « le Groupe » désigne la Société et sa filiale E-BEGA détenue à 100% ainsi que sa participation de 9,2 % dans la société « Karrgreen Ploermel » ; et
- L'expression « le Document d'enregistrement » désigne le présent document d'enregistrement.

Le Document d'enregistrement, établi selon l'annexe 24 du règlement délégué (UE) 2019/980 de la Commission du 14 mars 2019 complétant le règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017, décrit la Société telle qu'elle existe à la date d'approbation du présent Document d'enregistrement.

Informations prospectives

Le Document d'enregistrement contient des indications sur les perspectives et la stratégie de développement d'E-PANGO. Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « considérer », « envisager », « penser », « avoir pour objectif », « s'attendre à », « entendre », « devoir », « ambitionner », « estimer », « croire », « souhaiter », « pouvoir », ou, le cas échéant, la forme négative de ces mêmes termes, ou toute autre variante ou expression similaire. Ces informations ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront. Ces informations sont fondées sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par la Société. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement technologique, économique, financier, concurrentiel et réglementaire. Ces informations sont mentionnées dans différents paragraphes du Document d'enregistrement et contiennent des données relatives aux intentions, aux estimations et aux objectifs d'E-PANGO concernant, notamment les marchés, les produits, la stratégie, le déploiement commercial, la croissance, les résultats, la situation financière et la trésorerie de la Société. Les informations prospectives mentionnées dans le Document d'enregistrement sont données uniquement à la date d'enregistrement du Document d'enregistrement. Sauf obligation légale ou réglementaire qui s'appliquerait (notamment le règlement (UE) n° 596/2014 du Parlement Européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché), la Société ne prend aucun engagement de publier des mises à jour des informations prospectives contenues dans le Document d'enregistrement afin de refléter tout changement affectant ses objectifs ou les événements, conditions ou circonstances sur lesquels sont fondées les informations prospectives contenues dans le Document d'enregistrement. La Société opère dans un environnement caractérisé par une concurrence forte et de permanentes évolutions.

Informations sur le marché et la concurrence

Le Document d'enregistrement contient, notamment en section 2.2 « *Aperçu des activités* », des informations relatives à l'activité menée par E-PANGO et à sa position concurrentielle. Certaines informations contenues dans le Document d'enregistrement sont des informations publiquement disponibles que la Société considère comme fiables mais qui n'ont pas été vérifiées par un expert indépendant. La Société ne peut garantir qu'un tiers utilisant des méthodes différentes pour réunir, analyser ou calculer des données sur les segments d'activités obtiendrait les mêmes résultats. Compte-tenu d'un environnement technologique et concurrentiel particulièrement actif, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. L'activité d'E-PANGO pourrait en conséquence évoluer de manière différente de celle décrite dans le Document d'enregistrement. La Société ne prend aucun engagement de publier des mises à jour de ces informations, excepté dans le cadre de toute obligation législative ou réglementaire qui lui serait applicable, et notamment le règlement (UE) n° 596/2014 du Parlement Européen et du Conseil du 16 avril 2014 sur les abus de marché.

Facteurs de risques

Les investisseurs sont invités à lire attentivement les facteurs de risque décrits en section 3 « *Facteurs de risques* » du Document d'enregistrement avant de prendre toute décision d'investissement. La réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable sur les activités, les résultats, la situation financière ou les perspectives de la Société. En outre, d'autres risques, non encore identifiés ou considérés comme non significatifs par la Société à la date du Document d'enregistrement, pourraient également avoir un effet défavorable.

Arrondis

Certaines données chiffrées (y compris les données exprimées en milliers ou en millions) et pourcentages présentés dans le Document d'enregistrement ont fait l'objet d'arrondis. Le cas échéant, les totaux présentés dans le Document d'enregistrement peuvent légèrement différer de ceux qui auraient été obtenus en additionnant les valeurs exactes (non arrondies) de ces données chiffrées.

TABLE DES MATIERES

1	PERSONNES RESPONSABLES, INFORMATIONS DE TIERS, RAPPORTS D'EXPERTS ET APPROBATION DE L'AUTORITE COMPETENTE	5
1.1	RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT	5
1.2	ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE	5
1.3	RAPPORTS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERETS.....	5
1.4	INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS	5
1.5	CONTROLE DU PRESENT DOCUMENT D'ENREGISTREMENT	5
2	STRATEGIE, RESULTATS ET ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE	6
2.1	INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIETE	6
2.2	APERCU DES ACTIVITES.....	7
2.3	STRUCTURE ORGANISATIONNELLE	68
2.4	INVESTISSEMENTS.....	70
2.5	EXAMEN OPERATIONNEL ET FINANCIER.....	71
2.6	TENDANCES.....	82
2.7	PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE	83
3	FACTEURS DE RISQUE	84
3.1	RISQUES FINANCIERS.....	85
3.2	RISQUES OPERATIONNELS.....	90
3.3	RISQUES REGLEMENTAIRES ET JURIDIQUES	94
3.4	RISQUES LIES AUX SECTEURS D'ACTIVITES	98
4	GOUVERNANCE D'ENTREPRISE	101
4.1	ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GENERALE	101
4.2	REMUNERATIONS ET AVANTAGES.....	107
4.3	PARTICIPATIONS ET OPTIONS DE SOUSCRIPTION DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION.....	110
5	INFORMATIONS FINANCIERES ET INDICATEURS CLES DE PERFORMANCE.....	111
5.1	INFORMATIONS FINANCIERES HISTORIQUES	111
5.2	INFORMATIONS FINANCIERES INTERMEDIAIRES ET AUTRES	149
5.3	AUDIT DES INFORMATIONS FINANCIERES ANUELLES	149
5.4	INDICATEURS CLES DE PERFORMANCE	155
5.5	CHANGEMENT SIGNIFICATIF DANS LA SITUATION DE L'EMETTEUR.....	155
5.6	POLITIQUE EN MATIERE DE DIVIDENDES	155
5.7	INFORMATIONS FINANCIERES PROFORMA	155
6	INFORMATIONS RELATIVES AUX ACTIONNAIRES ET AUX DETENTEURS DE VALEURS MOBILIERES	156
6.1	PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	156
6.2	PROCEDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES	157
6.3	CONFLITS D'INTERET AU NIVEAU DES ORGANES DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE	158
6.4	TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES	158
6.5	CAPITAL SOCIAL	159
6.6	ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS	164
6.7	CONTRATS IMPORTANTS	164
7	DOCUMENTS DISPONIBLES	165
8	ANNEXES	166
8.1	GOUVERNANCE D'ENTREPRISE – RESPONSABILITE SOCIETALE ET ENVIRONNEMENTALE.....	166
8.2	RAPPORTS SPECIAUX DU COMMISSAIRE AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES	178
9	GLOSSAIRE	182

1 PERSONNES RESPONSABLES, INFORMATIONS DE TIERS, RAPPORTS D'EXPERTS ET APPROBATION DE L'AUTORITE COMPETENTE

1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT

Monsieur Philippe GIRARD, Directeur général d'E-PANGO.

1.2 ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE

« J'atteste que les informations contenues dans le Document d'enregistrement sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée. »

Fait à Paris
Le 9 juin 2021

Philippe GIRARD
Directeur Général

1.3 RAPPORTS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERETS

Néant.

1.4 INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS

Le présent Document d'Enregistrement contient des informations relatives aux marchés du Groupe et au positionnement du Groupe sur ces marchés, notamment des informations sur la taille de ces marchés, leur environnement concurrentiel et leurs dynamiques, ainsi que leurs perspectives de croissance. Le Groupe se fonde sur des estimations qu'il a réalisées ainsi que sur des études et statistiques publiées par des tiers indépendants, des juridictions et des organisations professionnelles, telles que la Cour des Comptes, la Commission de Régulation de l'Energie, GRTgaz, Energie-Info ou encore le Syndicat des Energies Renouvelables. Il contient également des informations extraites du rapport établi par Ethifinance au titre de la notation « ISR – Investissement Socialement Responsable » de la Société.

A la connaissance de la Société, les informations extraites de sources de parties tierces ont été fidèlement reproduites dans le présent document d'enregistrement et aucun fait n'a été omis qui rendrait ces informations inexactes ou trompeuses. La Société ne peut néanmoins garantir qu'un tiers utilisant des méthodes différentes pour réunir, analyser ou calculer des données sur ces marchés obtiendrait les mêmes résultats.

1.5 CONTROLE DU PRESENT DOCUMENT D'ENREGISTREMENT

Le présent Document d'enregistrement a été approuvé par l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF »), en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129.

L'AMF n'approuve ce Document d'enregistrement qu'en tant que respectant les normes en matière d'exhaustivité, de compréhensibilité et de cohérence imposées par le règlement (UE) 2017/1129.

Cette approbation ne doit pas être considérée comme un avis favorable sur l'émetteur qui fait l'objet du Document d'enregistrement.

Le Document d'enregistrement a été établi pour faire partie d'un prospectus de croissance de l'Union conformément à l'article 15 du règlement (UE) 2017/1129.

2 STRATEGIE, RESULTATS ET ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE

2.1 INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIETE

2.1.1 Dénomination sociale de la Société et nom commercial

La Société a pour dénomination sociale et commerciale : E-PANGO.

2.1.2 Lieu et numéro d'enregistrement de la Société, code LEI

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des Sociétés de Bobigny sous le numéro 817 840 762.

L'identifiant d'entité juridique (LEI) de la Société est le 969500AEDFIE2DYDF769.

2.1.3 Date de constitution et durée

La Société a été constituée le 14 décembre 2015 pour une durée de 99 ans s'achevant le 13 décembre 2115, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

2.1.4 Siège social de la Société, forme juridique, législation régissant ses activités

La Société a été créée sous forme de société par actions simplifiée et a été transformée en société anonyme à conseil d'administration par l'assemblée générale en date du 27 mai 2021.

La Société, régie par le droit français, est principalement soumise pour son fonctionnement aux articles L. 225-1 et suivants du Code de commerce.

Le siège social de la Société est situé au 26 rue Vignon - 75009 Paris

Les coordonnées de la Société sont les suivantes :

Téléphone : +33 1 42 33 37 04

Adresse courriel : societe@e-pango.com

Site Internet : www.E-PANGO.com.

Il est précisé que les informations figurant sur le site web de la Société ne font pas partie du Document d'enregistrement, sauf si ces informations sont incorporées par référence dans ledit Document.

2.1.5 Changement significatif de la structure financière de la Société depuis le dernier exercice clos le 31 décembre 2020

Néant.

2.1.6 Description du financement attendu de l'activité de la Société

Le plan de développement stratégique de la Société sera financé par l'augmentation de capital à réaliser à l'occasion d'une prochaine introduction en bourse sur le marché Euronext Growth à Paris Se reporter à la section 2.2.1.3.

2.2 APERCU DES ACTIVITES

2.2.1 STRATEGIE ET OBJECTIFS

2.2.1.1 Résumé de l'activité

Créé fin 2015 par Philippe GIRARD, spécialiste de l'énergie (ENS, Dr en physique atomique et optique quantique), E-PANGO est un fournisseur d'énergie électrique et gaz né de la vision de son fondateur selon laquelle l'ouverture à la concurrence initiée en 2007 n'était que la première étape d'une profonde mutation du marché de l'énergie, qui allait remettre en cause le fonctionnement monopolistique connu jusque-là. Ce changement de paradigme s'est effectivement accéléré sous la conjugaison de plusieurs facteurs dont :

- L'arrêt en 2010 d'une croissance ininterrompue de la consommation d'énergie depuis la création d'EDF en 1946, conséquence de la désindustrialisation du pays, de l'efficacité énergétique des produits et de la prise de conscience collective des enjeux écologiques ;
- L'engagement politique fort en matière de transition écologique qui se traduit par une part croissante des énergies renouvelables (ENR) comme le photovoltaïque et l'éolien dans la production d'électricité en France (12% en 2020 hors hydraulique et 27% avec l'hydraulique) et par une réduction sensible de celle d'origine nucléaire pénalisée par la fermeture de réacteurs et des niveaux de charge historiquement bas de ceux en fonctionnement. Si la pertinence écologique de cette politique est évidente, elle fait cependant apparaître de nouvelles problématiques liées au caractère intermittent de la production des ENR soumise aux aléas météorologiques. Il en résulte une tension grandissante quant à l'équilibrage du réseau face à l'impossibilité de stocker l'électricité à grande échelle ce qui conduit à une volatilité de plus en plus forte du prix du MWh jusqu'à connaître des prix négatifs ; et enfin
- L'innovation technologique qui permet grâce à la généralisation progressive de nouveaux compteurs communicants de connaître précisément la consommation réelle des utilisateurs professionnels et résidentiels et ainsi de réduire leur facture d'énergie. L'innovation a également rendu possible la conception de solutions de flexibilité (équipements d'autoproduction locale, intermittente et individualisée, accompagnée de solutions de stockage) grâce à l'accès aux courbes de charge réelle.

Les avancées des ENR nécessitent de nouvelles technologies fondées sur le traitement de données multiples (data energy management) pour prendre en compte leurs caractères intermittents et les adapter au profil de chaque client. Les ENR vont dorénavant inverser la tendance en adaptant la demande à l'offre et conduire à une inévitable redistribution des cartes entre les acteurs du marché.

L'offre d'E-PANGO, exclusivement à destination des clients B-to-B, vise à relever ce défi en apportant à chaque client, une offre tarifaire personnalisée, au meilleur prix et flexible qui repose sur trois compétences-clé : (i) la capacité de modéliser la courbe de consommation prévisionnelle pour chaque client et prospect, (ii) un accès direct au marché de gros pour éviter le coût d'une intermédiation, et enfin, (iii) un degré élevé de digitalisation et d'automatisation des procédures pour limiter ses coûts de structure et ainsi préserver son positionnement concurrentiel attractif. En quatre ans, E-PANGO a finalisé une première phase de construction de ses fondamentaux et de démonstration de la pertinence de son modèle de croissance avec notamment :

- **Une offre de solutions innovantes** : La proposition de valeur de la Société repose sur sa capacité à modéliser les consommations d'énergie futures de prospects et/ou clients sur la base de leurs données historiques de consommation. Cette modélisation permet d'établir des offres tarifaires personnalisées et d'émettre des recommandations en matière d'optimisation afin de réduire leur facture énergétique grâce aux leviers offerts par une parfaite connaissance de leur courbe de charge (réduction de la puissance souscrite, déplacement de consommations sur certains créneaux horaires, etc.). Cette offre s'est récemment enrichie de solutions de flexibilité in situ chez les clients consistant à les équiper d'une installation de production solaire couplée à une batterie de stockage et pilotée par un logiciel pour exploiter tous les gisements de flexibilité en recréant un « smart grid » (mini réseau indépendant). Forte d'un projet pilote ayant démontré son efficacité écologique et économique (division par 3 de la facture d'énergie en lien avec la baisse de la consommation provenant du réseau public et de la puissance souscrite), la Société souhaite déployer ces nouvelles voies d'optimisation chez des clients disposant de foncier vacant et devenir le partenaire de leur transition énergétique ;
- **Un portefeuille B-to-B de 6 500 points de livraison offrant une grande visibilité** : La Société s'adresse exclusivement à une clientèle d'entreprises et de collectivités (para) publiques, plutôt gros consommateurs d'énergies, visant de préférence les secteurs où la consommation inter-annuelle est très prévisible, mais avec une variabilité intra-annuelle importante pour valoriser au mieux son expertise de modélisation (tertiaire, habitat social, industrie, universités, collectivités, transports, etc.). Ce choix d'un positionnement B-to-B présente de

nombreux avantages par rapport à une clientèle de particuliers parmi lesquels : (i) des budgets marketing limités du fait d'une prospection essentiellement menée par appels d'offres, (ii) des coûts de gestion considérablement réduits (pas de centres d'appels), (iii) un risque crédit minimisé, (iv) une grande visibilité grâce à des engagements de livraison à terme portant sur des durées de 1 à 3 ans alors que les particuliers sont libres de changer de fournisseur à tout moment et sans frais et enfin (v) un taux d'attrition très faible ;

- **Un sourcing optimisé grâce à un accès direct au marché** : La Société compte parmi les rares fournisseurs d'énergie français à être accrédités pour intervenir sur les marchés boursiers de l'énergie. Elle dispose donc du plus large éventail en matière de sourcing pour optimiser sa politique de couverture de ses engagements de livraison à terme d'énergies. En plus d'intervenir sur les marchés de l'électricité à terme et comptant depuis fin octobre 2017 (EEX et Epex Spot/Intraday) et depuis mars 2020 sur le marché du gaz, elle recourt également à des contrats de gré à gré pour ses achats de gaz et au dispositif ARENH (énergie nucléaire) pour la fourniture d'électricité ;
- **Une plateforme propriétaire performante** : Partant de l'idée que la fourniture d'énergie reposait avant tout sur un traitement intelligent d'une multitude de données, la Société a développé un système d'information 100% propriétaire, commun à l'électricité et au gaz, pour un investissement limité (1,1 M€ de dépenses R&D activées). Le système collecte des milliers de données de toutes natures (prix spot du MWh avec un historique de plusieurs années, données macro-économiques, relevés météorologiques, bibliothèque de près de 2 500 courbes de charges mises à jour en temps quasi réel, des données RTE en matière de contribution de chaque source d'énergie à la production d'électricité, etc.). Cet outil métier très performant restitue les données traitées pour tous les besoins de l'entreprise : proposition tarifaire pour les appels d'offres, facturation détaillée, recommandations en matière de politique de couverture d'achat, analyse des courbes de charge intégré à un CRM accessible aux clients via un extranet pour minimiser le coût de suivi commercial ;
- **Deux marchés cibles représentant plus de 30 Md€¹** : Les cibles prioritaires sur le marché de l'électricité sont estimées à environ 517 000 sites (grands et moyens sites non résidentiels) qui à eux seuls ont représenté 54% de la consommation en France en 2020, soit 219 TWh dont respectivement 165 TWh et 54 TWh. Sur la base d'un prix du MWh de 100 € (énergie-acheminement et taxes inclus) ce qui correspond au prix moyen du MWh facturé par la Société en 2020 à ses clients (hormis les plus gros qui paient directement l'acheminement au gestionnaire de réseau), le marché potentiel est estimé à environ 20 Md€. Pour le gaz, les 659 000 sites prioritaires (à savoir les grands et moyens sites non résidentiels) ont représenté en 2020, 75% de la consommation totale (soit 363 TWh dont respectivement 189 TWh et 174 TWh). Sur la base du prix moyen facturé à ses clients gaz en 2020 de 36 € le MWh (énergie + acheminement), la Société estime le marché cible total à environ 13 Md€.
- **Un modèle de croissance éprouvé dans un marché très concurrentiel** : Malgré un environnement concurrentiel très actif où elle se trouve principalement confrontée à de très gros acteurs (EDF, Total-Energie, Engie...), la Société a démontré sa capacité à conjuguer croissance et rentabilité. Le chiffre d'affaires ²2020 s'est établi à 13,5 M€ (contre 5,6 M€ en 2019, soit + 252%) pour 159 GWh livrés (dont les premiers 3 GWh de gaz, l'activité ayant démarré en novembre 2020) et le résultat net 2020 s'élève à 675 K€. Hors refacturation du coût de l'acheminement à reverser intégralement aux gestionnaires de réseaux, les ventes d'énergie en 2020 s'affichent en hausse de 163% pour s'établir à 9,9 M€. Son portefeuille embarqué de contrats permet au regard des consommations historiques une estimation de volumes à livrer de 970 GWh (gaz et électricité confondus) dont environ 470 GWh à livrer en 2021, 360 GWh en 2022, 120 GWh en 2023 et un reliquat de 20 GWh à livrer en 2024, sauf événements exceptionnels affectant la consommation future des clients. Grâce à cette visibilité, la Société table sur un chiffre d'affaires supérieur à 30 M€³ pour 2021 (soit 2,2 fois celui de 2020).
- **Une forte agilité grâce à une équipe réduite de spécialistes** : La Société bénéficie de l'agilité d'un petit acteur présent sur toute la chaîne de valeur (achat d'énergie, distribution, autoconsommation, stockage et pilotage des installations) adaptée à des tailles de clients moyens et grands lesquels cherchent à optimiser leur performance énergétique. Avec une équipe de 11 spécialistes, la Société estime que son approche globale du sujet lui confère une plus grande réactivité par rapport à de gros intervenants plus structurés par fonction ;

¹ Sources : Observatoire CRE 4ème trim 2020 pour les nombre et volumes (<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-du-4e-trimestre-2019>). Hypothèse de prix : source Société.

² Le CA inclut : les ventes d'énergie et produits associés (abonnements, certificats de capacité, garanties d'origine) ainsi que la refacturation du coût d'acheminement revenant aux gestionnaires de réseaux mais hors taxes et contributions spécifiques.

³ Dont la refacturation du coût d'acheminement revenant aux gestionnaires de réseaux estimée à environ 11 M€.

- **Une création de valeur forte et un actionnariat de spécialistes de l'énergie :** Les performances acquises ont été réalisées avec des ressources financières limitées dont 3,4 M€ de fonds propres levés. La dernière opération réalisée en novembre 2019 pour 3,0 M€ a marqué l'entrée au capital du groupe Picoty (groupe familial spécialisé dans les énergies) rejoignant ainsi la structure d'investissement d'Anne Lauvergeon devenue actionnaire en 2017 ainsi que le fondateur dirigeant et quelques personnes physiques.

E-PANGO aborde aujourd'hui une nouvelle étape de sa croissance qui sera marquée par un développement commercial intensif de ses offres en électricité et gaz ainsi que par le démarrage de « Smart Energy » dont la commercialisation de nouvelles solutions de flexibilité innovantes. Avec l'ambition de capter une clientèle de taille de plus en plus importante, à l'horizon 2025, la Société a pour objectif de franchir le cap des 300 M€⁴ et de dégager un taux d'EBITDA supérieur à 8% du chiffre d'affaires. Une prochaine introduction en bourse s'inscrit dans cette logique de croissance afin de doter la Société de moyens financiers pour prendre des positions plus importantes sur les marchés et bénéficier d'une notoriété et d'une crédibilité accrues qui seront déterminantes pour cibler des prospects comptant parmi les très gros consommateurs d'énergie.

2.2.1.2 Stratégie

Les objectifs pour 2025 reposent sur une stratégie de développement fondée sur trois axes.

1^{er} axe : L'accélération du déploiement de l'offre de fourniture d'électricité

Deux voies seront privilégiées pour déployer l'offre d'électricité à grande échelle.

- Multiplier les réponses aux appels d'offres en capitalisant sur la bibliothèque de courbes de charge relatives à de nombreux secteurs d'activité et le savoir-faire de la Société en termes de modélisation ;
- Adresser des prospects de taille plus significatives avec des consommations dépassant 100 GWh/an que la Société exclut de son champ de prospection actuel faute d'assise financière suffisante.

Outre une surface financière renforcée qui permettra de consacrer des montants plus importants aux opérations de couverture (dépôts de fonds aux guichets ARENH, paiements des marges initiales et appels de marge éventuels sur les opérations de couverture à terme...) et de financer le besoin en fonds de roulement induit par la croissance des volumes d'énergie livrés, les moyens à mettre en œuvre porteront également sur :

- Des moyens technologiques supplémentaires pour : (i) intégrer un logiciel dédié aux appels d'offres qui en plus d'assurer une veille continue, automatisera une partie standardisée des réponses pour ne se concentrer que sur les parties à plus forte valeur ajoutée (tarification et mémo technique) et (ii) veiller à maintenir la robustesse et la sécurisation de la plateforme en lien avec une volumétrie croissante des opérations, et
- Des recrutements pour étoffer l'équipe commerciale dédiée aux réponses aux appels d'offres et au suivi des clients en complément de l'extranet.

2^{ème} axe : Le développement progressif de l'offre de fourniture de gaz

Après les premières livraisons de gaz réalisées fin 2020, une dynamique commerciale s'est enclenchée début 2021 avec le gain de plusieurs clients. Le portefeuille embarqué représente de l'ordre de 180 GWh à livrer en 2021, soit un chiffre d'affaires supérieur à 5 M€ sauf événements exceptionnels affectant la consommation future des clients, le marché du gaz étant notamment particulièrement thermosensible.

La poursuite de cette dynamique, reposera sur les mêmes moyens que ceux à engager sur le marché de l'électricité, à savoir le même outil logiciel pour les réponses aux appels d'offres et un recrutement commercial (appels d'offres et suivi de la clientèle). Le renforcement de la surface financière sera également prépondérant pour sécuriser le sourcing qui nécessite l'obtention de garanties bancaires importantes.

La Société considère toutefois que le rythme de développement sur la fourniture de gaz sera moindre que sur celui de l'électricité, afin de prendre le temps de démontrer sa capacité à développer une activité rentable sur des volumes en augmentation régulière. C'est pourquoi elle concentrera ses efforts commerciaux vers des cibles de taille importante dont la consommation de gaz est plus dictée par un besoin industriel que par le seul besoin de chauffage afin de minimiser la thermosensibilité et faciliter les opérations de couverture.

⁴ Dont environ 110 M€ au titre la refacturation du coût d'acheminement revenant aux gestionnaires de réseaux

3^{ème} axe : Le développement d'opportunités de « Smart Energy »

Le troisième pilier de la stratégie s'inscrit la tendance de fond portée par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui vise à instaurer un modèle énergétique robuste et durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement. Se reporter à la section 2.2.3.3 « Cadre réglementaire ».

Il concerne le développement de « Smart Energy » qui incluent la commercialisation de solutions de flexibilité après un premier projet pilote opérationnel depuis 2 ans ainsi que le développement d'une offre verte premium pour répondre à une demande grandissante.

Ces « Smart Energy » revêtent une importance particulière en termes de conquête de clients exigeants quant à leur politique RSE et de fidélisation clients.

- **Des solutions de flexibilité in situ (« Smart Grid »)**

Un projet pilote mené avec la médiathèque de Locminé (se reporter en section 2.2.2.4.1), opérationnel depuis près de deux ans, a pu démontrer la pertinence économique-énergétique de la solution de flexibilité apportée par la Société et qui porte sur l'installation in situ d'une solution d'autoconsommation à base d'énergie solaire combinée à une capacité de stockage. Cet ensemble est piloté automatiquement par un logiciel (Energy Management System-« EMS ») développé par E-PANGO afin de minimiser la facture énergétique du client en recourant à tout moment à l'énergie disponible la moins chère (réseau, solaire, batterie chargée aux heures les moins chères).

Fort de ce retour d'expérience, la Société entend démarrer la commercialisation de telles solutions qui seront adaptées en fonction des contraintes du site du client (installation d'autoproduction et /ou de stockage). Les cibles prioritaires seront choisies en fonction notamment de la pertinence du projet au regard de la courbe de charge du prospect et de la configuration de son site (parkings, supermarchés, offices HLM ...etc). Trois premières réalisations devraient devenir effectives en 2021 parmi lesquelles un premier contrat signé avec un office HLM pour un équipement solaire et une installation avec batterie au sein de la première station-service Karrgreen « 100% verte » qui devrait entrer en phase de test dans les prochains mois. Plusieurs discussions sont en cours. Au moins deux autres solutions devraient être installées en 2022 compte tenu du nombre de discussions en cours mais étant précisé qu'aucun contrat n'a encore été signé.

La Société mise sur une montée en puissance prudente de cette activité afin de prendre en compte à la fois, le délai de prise de décision des prospects incluant le choix de financer ou non des équipements (panneaux solaires et batteries de stockage) puis le délai de réalisation des chantiers. Les discussions actuelles menées avec des prospects font ressortir le souhait de la plupart d'entre eux de financer les équipements (batterie incluse). Face à cette activité en démarrage, la Société s'adapte de manière pragmatique mais considère qu'elle ne sera amenée qu'à financer une partie limitée des installations.

A cette fin, elle utilisera les courbes de retour sur investissement des premières installations pour démontrer que les réductions de factures énergétiques permettent de rentabiliser l'investissement initial. L'enjeu commercial porte principalement sur l'allongement des contrats de fourniture d'énergie afin de fidéliser les clients car en tout état de cause, le chiffre d'affaires susceptible de résulter de la mise à disposition de la batterie en cas de financement par la Société restera marginal.

Un plan de recrutement sera engagé en ciblant prioritairement des profils technico-commerciaux en charge :

- D'assurer le pilotage des futurs chantiers et leur suivi dans le temps ;
- D'identifier et sélectionner un ou plusieurs fournisseurs de batteries pour sécuriser l'approvisionnement sur des volumes croissants et améliorer les conditions financières d'achat.

L'équipe IT sera également renforcée pour assurer de nouveaux développements sur la plateforme de pilotage des installations (EMS).

- **Vers une offre d'énergie verte premium**

Début 2021, la Société s'est engagée dans un projet afin de disposer de son propre sourcing en électricité verte dite « premium » et de proposer une fourniture d'énergie verte à l'origine parfaitement identifiée. Cela constituera une réponse adaptée à des appels d'offres lancés par des prospects particulièrement exigeants en matière RSE pour lesquels la vente d'électricité réseau associée à des garanties d'origine est insuffisante.

La constitution de ce « parc de production verte » reposerait sur la signature de contrats d’approvisionnements avec des producteurs d’installations éoliennes et/ solaires et ne nécessiterait aucun investissement de départ. Il s’agirait pour la Société (Se reporter en section 2.2.2.4.2) :

- Soit de se substituer à EDF dans ses obligations d’achat vis-à-vis de certains producteurs d’ENR. Une autorisation en ce sens a été déposée en janvier 2021 au Ministère de la transition écologique (le dernier échange avec les services du Ministère ayant eu lieu le 18 mai 2021) ;
- Soit conclure des PPA (Power Purchase Agreement) avec des producteurs d’ENR pour l’essentiel éolienne dont les installations arriveraient en fin de période d’Obligation d’Achat. Plusieurs discussions sont en cours.

Ce plan stratégique repose à ce jour sur de la croissance interne mais la Société étudiera toute opportunité de croissance externe susceptible d’accélérer l’atteinte de ses objectifs. Le but d’une telle opération pourrait notamment porter sur l’acquisition de briques technologiques.

2.2.1.3 Objectifs à l’horizon 2025

Fort de cette stratégie volontariste, les objectifs se résument comme suit :



• Franchir le cap des 300 M€ de chiffre d’affaires à l’horizon 2025

A l’horizon 2025, la Société se fixe pour objectif de franchir le cap des 300 M€ de chiffre d’affaires (dont environ 110 M€ de refacturation du coût de l’acheminement). Cette ambition s’appuie sur :

- La visibilité qu’offre son modèle économique et sur la dynamique enclenchée. Le portefeuille embarqué de contrats permet au regard des consommations historiques une estimation⁵ de volumes à livrer de 970 GWh (gaz et électricité confondus) dont environ 470 GWh à livrer en 2021, 360 GWh en 2022, 120 GWh en 2023 et un reliquat de 20 GWh à livrer en 2024, sauf événements exceptionnels affectant la consommation future des clients ;
- Un chiffre d’affaires minimum supérieur à 30 M€ pour 2021 (soit 2,2 fois celui de 2020) ;
- Les appels d’offres en cours (gaz et électricité) et ceux à venir, sachant qu’ils se concentrent sur les 4 derniers mois de l’exercice pour des livraisons à démarrer dès l’année suivante ;
- Une montée en puissance régulière de l’activité gaz mais à un rythme plus modéré que les ventes d’électricité ;
- Un taux d’attrition du portefeuille historique très faible permettant de tabler sur un taux de récurrence très élevé des volumes de livraison annuelles venant limiter la part incrémentale de revenus à réaliser ; et
- Une contribution limitée des « Smart Energy » en se fondant sur des hypothèses prudentes de vente de solutions de flexibilité et de contrats signés avec des producteurs d’ENR pour développer un sourcing vert premium.

⁵ Ces estimations comportent toujours une part d’incertitude car les volumes peuvent varier dans des proportions plus ou moins significatives notamment en cas de survenance d’événements majeurs imprévisibles venant affecter leur consommation future d’énergie. Les contrats ne comportent pas d’engagements de consommation de la part du client, mais juste une option de consommer à tel prix, pendant telle période sans que la Société ne sache d’avance combien et quand les consommations interviendront.

La fourniture d'électricité serait le principal moteur de la croissance. Elle devrait contribuer à plus de 80% de l'objectif de chiffre d'affaires (avec un objectif de près de 3 TWh vendus) contre environ 17% pour le gaz (soit environ 1,8 TWh) et 3% pour les « Smart Energy ».

- **Dégager un taux de marge brute de l'ordre de 10% à l'horizon 2025**

A l'horizon 2025, la Société ambitionne de dégager un taux de marge brute de l'ordre de 10 % contre 11,3 % au titre de 2020. Cette légère diminution s'explique principalement par :

- Un effort à consentir sur les offres tarifaires ciblant les très gros consommateurs d'électricité ;
- L'impact des CEE (Certificats d'Economie d'Energie) auxquels la Société sera soumise probablement à compter de 2022 ou 2023 en fonction du nombre de GWh embarqués que représenteront ses futurs clients éligibles ; et
- Une contribution croissante des ventes de gaz dont la marge brute est plus faible que celle dégagée sur l'électricité.

- **Améliorer sensiblement le taux d'EBITDA qui devrait s'établir autour de 8% à l'horizon 2025**

La croissance de l'EBITDA repose sur la scalabilité du modèle de fonctionnement mis en place où la digitalisation permet de contenir le poids relatif des dépenses commerciales et des coûts de structure dans un contexte de forte croissance de l'activité. Ainsi, malgré la très légère diminution de la marge brute, le taux d'EBITDA devrait quant à lui très sensiblement progresser passant de 6 % en 2020 à plus de 8% en 2025 tout en tenant compte d'un plan de recrutement significatif prévoyant un triplement de l'effectif sur la période pour atteindre environ 36 collaborateurs fin 2025. A titre indicatif, les 25 recrutements devraient concerner les activités de fournitures d'énergie (environ 6 collaborateurs dont 4 profils commerciaux qui suivront les appels d'offres et assureront le suivi clientèle et 2 dédiés au sourcing), les activités de smart energy (10 collaborateurs,) le renforcement du département IT (4 collaborateurs), le département comptable (5 collaborateurs).

La mise en œuvre de ce plan de développement requiert un besoin de financement estimé de l'ordre de 10 M€ pour atteindre ces objectifs à fin 2025 (après prise en compte de l'autofinancement dégagé par la Société), se décomposant comme suit :

- Environ 40% affectés au financement de l'augmentation attendue du besoin en fonds de roulement ;
- Environ 45% immobilisés au profit de contreparties au titre de la politique d'approvisionnement incluant les opérations de couverture des futures livraisons d'énergie compte tenu de la forte progression des volumes à sécuriser ;
- Environ 5% au plan de recrutement ; et
- Environ 10% consacrés au financement de solutions de flexibilité (achat de batteries pour l'essentiel).

2.2.2 DES SOLUTIONS INNOVANTES POUR ACCELERER LA TRANSITION ENERGETIQUE

E-PANGO propose à une clientèle de professionnels, une offre de fourniture d'énergie et de solutions d'optimisation, personnalisées et au meilleur prix.

Forte de la conviction selon laquelle l'énergie la plus propre est celle que l'on ne consomme pas, la Société a conçu son offre en s'appuyant sur les opportunités offertes par les progrès significatifs réalisés dans trois domaines : les compteurs intelligents, la production photovoltaïque et les batteries pour le stockage de l'énergie. Ils rendent possible une réelle individualisation de la proposition de valeur faite à chaque client en adaptant l'offre tarifaire à chaque profil de consommation tout en offrant la possibilité d'intégrer un potentiel de flexibilité à travers une solution d'autoconsommation et ou de stockage in-situ pour réduire leurs factures énergétiques.

2.2.2.1 DES OFFRES DE FOURNITURE D'ENERGIE SUR-MESURE

- **Des offres adaptées à chaque client**

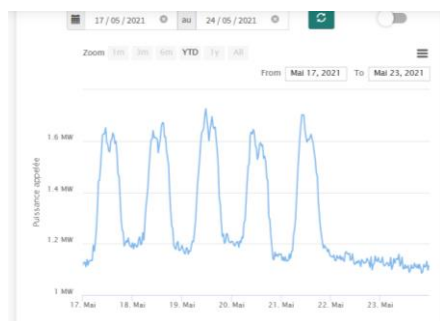
Avec le choix de se positionner sur le segment B-to-B (non résidentiel), E-PANGO propose des offres de fourniture d'énergie individualisées au meilleur prix. Il s'agit d'offres à prix fixe sur la durée du contrat avec quelques exceptions :

- Les offres électricité incluant une part d'« ARENH » susceptibles d'un ajustement annuel de prix dans la mesure où la Société ne connaît pas à l'avance, la quotité d'ARENH qui lui sera octroyée pour les années de livraison couvertes par le contrat (Se reporter en section 2.2.2.5.4). En cas d'écèlement de sa demande, elle sera alors contrainte d'acquiescer sur le marché la quotité « écelée » à un prix du MWh non connu au moment de la contractualisation en lieu et place de MWh ARENH au prix fixe de 42 €/MWh ;
- Les offres électricité prévoyant la possibilité de swap ARENH-Marché ;
- Les offres électricité et gaz naturel à « clics » où c'est le client qui décide de figer en une ou plusieurs fois son prix final à partir des prix de clôture des « futures » définis dans l'offre, au moment de l'exercice des clics.
- Les offres de gaz naturel où le prix du mois dépend du prix de clôture du « future » dudit mois constaté sur EEX.

Proposer des offres à prix fixes sur de longues durées (de 1 à 3 ans) expose la Société sur la période du contrat à livrer l'énergie souhaitée alors même que le client n'a aucune obligation de consommer, ni à quel moment il doit consommer. Pour minimiser ce risque et préserver sa marge brute, la Société construit ses offres en combinant deux expertises étroitement liées dont le système d'information assure l'automatisation.

- **La modélisation de la courbe de charge future du client**

La plateforme technologique propriétaire de E-PANGO analyse rétrospectivement de manière très détaillée le profil de consommation d'électricité appelé « courbe de charge » (quantité et répartition horaire par jour) sur une période généralement d'un an grâce aux données historiques fournies par le prospect ou par ENEDIS en accord avec le prospect. Cette analyse permet de modéliser les projections de consommation qui peuvent être affinées en les confrontant à des courbes de charges dont dispose la Société pour des clients d'un même secteur.



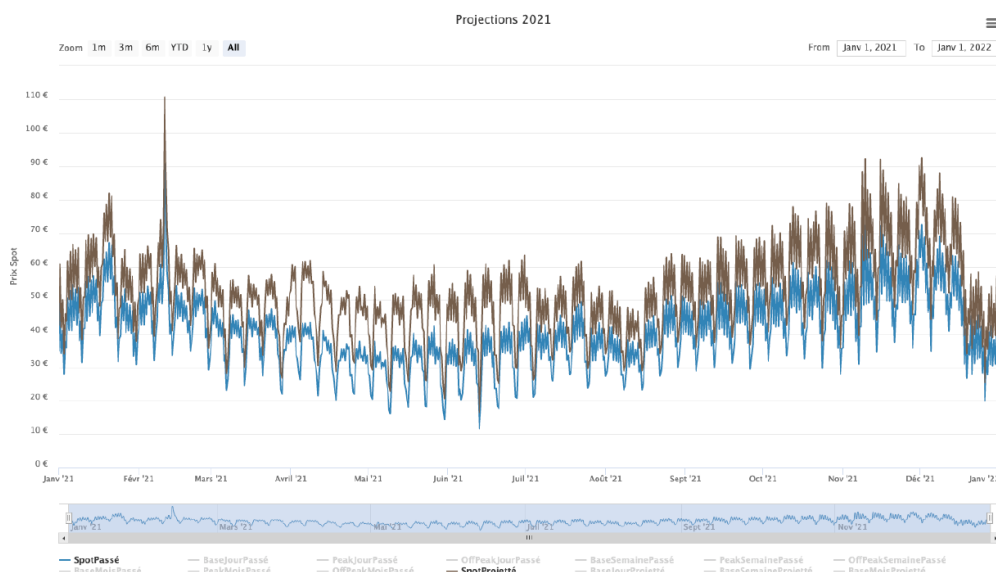
Exemples de courbes de charge sur une semaine de mai 2021 pour trois clients différents

Cette approche est identique pour les offres électricité et gaz avec pour seule différence, des données de consommation gaz disponibles moins précises (une seule donnée par jour pour le meilleur des cas contre 1 440 points relevés pour l'électricité, soit 1 point toutes les 10 mn).

En privilégiant des secteurs à forte prévisibilité inter annuelle mais forte variabilité intra-annuelle, la Société exploite au mieux sa compétence de modélisation.

- **Le « pricing »**

Ces projections chiffrées sont ensuite combinées à une multitude de données en matière de prix de l'énergie concernée (historique des cotations du prix Spot depuis 2005, prix des capacités financières, du gaz ...etc). Cette analyse des prix de marchés historiques sur de nombreuses années permet d'en déduire un prix horaire sur la durée du futur contrat. La courbe ci-dessous présente sur l'ensemble de l'année 2021 les écarts de prix rencontrés sur la même période annuelle sur les 10 dernières années (On peut y repérer le pic de février 2021 dû à une période de grand froid).



L'offre tarifaire inclut toutes les spécificités requises par le client en matière de mix énergétique souhaité (intégration ou non d'une part d'énergie d'origine nucléaire via l'ARENH, énergie verte impliquant l'achat de garanties d'origine...etc.).

Cette étape de modélisation de l'offre revêt donc un double enjeu : commercial afin d'apporter l'offre la plus adaptée et au meilleur prix, et financier car tout écart par rapport à ces anticipations pourra venir affecter la marge brute dégagée du fait d'opérations de couverture non optimisées et de facturation a posteriori par RTE de divers écarts contribuant de manière globale à l'équilibre du marché comme : les consommations en heures de pointe soumises aux garanties de capacités (« Acteur Obligé »), celles aux heures creuses de nuit et d'été couvertes par l'accès à l'ARENH ou encore, de manière plus générale, le décalage entre les couvertures effectuées et les soutirages réels de son portefeuille de clients (« Responsable d'équilibre »).

- **Des recommandations en matière d'optimisation de la consommation énergétique grâce à un data management performant**

A partir de la mise en œuvre effective d'un contrat de fourniture d'énergie, E-PANGO accède ainsi aux données précises de la consommation de chaque client concerné. L'analyse permanente de la courbe de charge par la plateforme logicielle conduit à émettre des recommandations en vue de réduire la facture énergétique des clients.

Ces conseils contribuent à la fidélisation des clients tout en jouant principalement sur des facteurs indépendants de la consommation effective des clients. Ils ne concernent pour l'instant que le portefeuille de clients « électricité, l'activité gaz étant encore trop récente et concentrée sur des clients dont l'utilisation du gaz est essentiellement destinée au chauffage de locaux. Cette consommation thermosensible ne se prête pas à de l'optimisation qui en revanche, pourra s'avérer précieuse pour des clients recourant au gaz pour leur activité de production.

Plusieurs leviers sont possibles étant précisé que ces optimisations pourront avoir :

- Un impact direct sur le montant de l'énergie issue du réseau consommée grâce à une solution de flexibilité que proposera la Société ; et/ou
- Un impact indirect sur d'autres composantes de la facture globale qui seront sans aucune conséquence sur l'activité de la Société mais réduiront la facture globale d'énergie du client (Se reporter aux sections 2.2.3.1.3 et 2.2.2.2.3 relatives aux différentes composantes d'une facture). Il s'agira par exemple de réduire le coût de l'acheminement grâce à une réduction de la puissance souscrite ou encore, de faire bénéficier le client d'un droit à exonération de certaines taxes dont ils n'avaient souvent pas connaissance.

Périodiquement, E-PANGO suggérera des arbitrages entre le montant de l'abonnement, prix du kWh et les capacités d'effacement. Les trois principaux leviers sont :

➤ **1^{er} levier : Faire évoluer le profil de consommation pour optimiser les postes horo-saisonniers**

Les offres tarifaires dites « Offres de marché » s'inspirent par certains aspects des composantes des anciens tarifs réglementés de vente avec la définition de postes horo-saisonniers qui varient selon la puissance souscrite. Il peut être suggéré à une industrie d'échelonner la mise en chauffe d'installations de production plutôt que d'en faire un allumage simultané générateur d'un fort pic de consommation justifiant un niveau de puissance souscrite élevé.

A l'inverse, certains secteurs ne permettront pas de telles possibilités compte tenu d'une consommation relativement constante sur l'ensemble de la journée ou avec des obstacles à lever avant d'engager certaines mesures. Ainsi, un hypermarché où la consommation se limite à l'éclairage du site et au maintien de l'alimentation des bacs du rayon surgelés et/ou de la chambre froide d'un entrepôt n'offre par exemple que peu flexibilité en termes de réaménagement horaire de la consommation. Il pourrait toutefois être envisagé certaines possibilités comme par exemple : pousser la température à un niveau proche de -25°C à des heures où l'électricité est la moins chère et s'effacer aux moments où son prix est le plus élevé en jouant sur l'inertie du réchauffement jusqu'à la température de sécurité souhaitée pour garantir la qualité des produits. Se pose alors un obstacle en termes de prise de risque en matière d'assurance.

En fonction des courbes de charge de ses clients, E-PANGO mènera une analyse personnalisée afin de chiffrer l'impact de telles évolutions en prenant en compte :

- Les économies sur le coût des MWh facturés en fonction des réallocations d'un poste à un autre ;
- La réduction du coût de l'acheminement résultant d'un niveau de puissance souscrite inférieur ;
- Les coûts forfaitaires facturés par Enedis pour toute modification liée à la puissance souscrite et (modification de durée).

➤ **2^{ème} levier : Arbitrer entre des versions tarifaires liées à la durée d'utilisation LU / CU (longue utilisation / courte utilisation) de la puissance souscrite par poste horo-saisonnier**

De manière générale, plus l'utilisation de la puissance souscrite est longue, plus le coût de l'abonnement (la prime fixe annuelle) est élevé mais moins le prix de la composante acheminement du kWh est cher. A titre d'illustration, le tableau ci-dessous présente pour les clients desservis en Haute Tension A (de 1 à 50 kVolts) :

- Les prix de la part fixe de l'acheminement en €/KW (1^{er} tableau) ; et de
- Les prix de la part variable en cts€/KWh (2^{ème} tableau)

en fonction de 5 classes horaires : heure de pointe, heure pleine saison haute (HPH), heure creuse saison haute (HCH), heure pleine saison basse (HPB) et heure creuse saison basse (HCB)

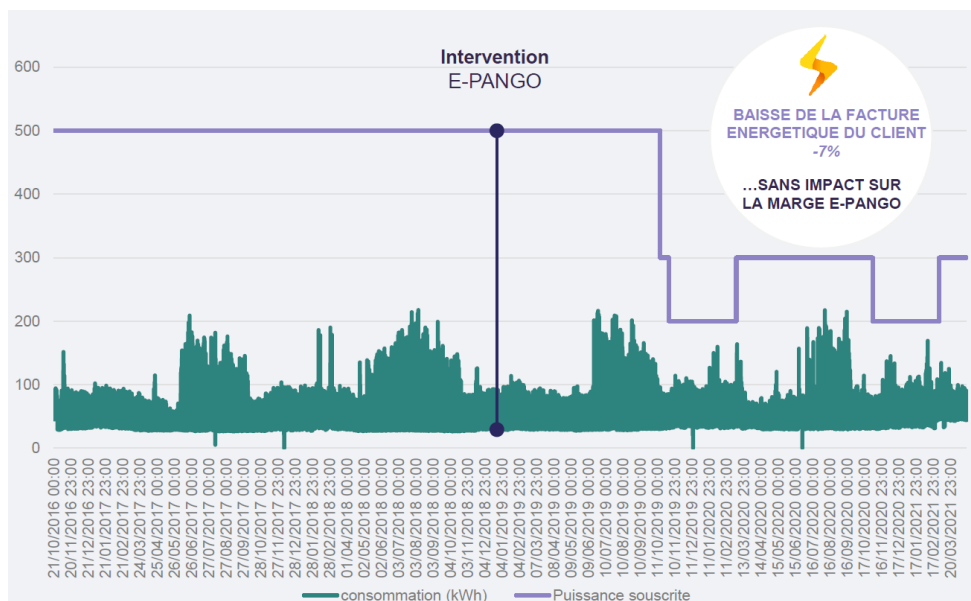
Coefficient pondérateur de la puissance (bi)

€/kW / an	Pointe	HPH	HCH	HPB	HCB
CU pointe fixe	2,66	2,38	2,01	1,83	0,96
CU pointe mobile	3,26	2,29	2,01	1,83	0,96
LU pointe fixe	16,31	15,76	13,29	8,75	1,67
LU pointe mobile	18,75	17,43	13,29	8,75	1,67

Coefficient pondérateur de l'énergie (ci)

c€/kWh	Pointe	HPH	HCH	HPB	HCB
CU pointe fixe	3,11	2,93	2,11	1,95	1,18
CU pointe mobile	4,15	2,80	2,11	1,95	1,18
LU pointe fixe	2,85	2,14	1,34	0,99	0,87
LU pointe mobile	3,26	1,96	1,34	0,99	0,87

Le schéma ci-dessous montre l'exemple d'un client dont l'optimisation suggérée par E-PANGO a permis de réduire la facture énergétique de 7% du client grâce uniquement à une réduction de puissance souscrite ce qui est sans aucun effet sur la marge de la Société.



➤ 3^{ème} levier : Recourir à une solution de flexibilité

La diminution de la puissance souscrite et l'optimisation de la consommation provenant du réseau électrique (heures creuses versus heures pleines) peut également passer par l'intégration d'une installation photovoltaïque permettant une part d'autoproduction couplée le cas échéant à un équipement de stockage de l'énergie (batterie).

Dès lors que le site et la réserve foncière du client/prospect le permet, la Société considère cette voie comme particulièrement intéressante pour exploiter au mieux leur potentiel de flexibilité.

La Société attache une importance particulière à cette activité de conseil à forte valeur ajoutée car sur un marché où le facteur prix est déterminant, elle constitue un solide atout en matière de fidélisation client. Souhaitant aller au-delà de la simple recommandation, la Société a récemment enrichi son offre commerciale de solutions de flexibilité in situ clé en main dont la commercialisation vient tout juste de démarrer.

Ce nouveau pan d'activité qui valorise le savoir-faire de la Société repose sur la courbe d'expérience acquise à partir d'un projet pilote mené depuis près de deux ans démontrant sa capacité d'innovation et d'adaptation à un marché en mutation (Se reporter à la section 2.2.2.4.1). A terme, de telles solutions pourraient être déclinées pour l'activité gaz à partir d'installations de cogénération.

Grâce à cet élargissement de l'offre, E-PANGO peut prétendre à passer du statut de fournisseur d'énergie à partenaire de la transition écologique et de la performance énergétique de ses clients.

2.2.2.2 UN PORTEFEUILLE DE PLUS DE 480 REFERENCES ACTIVES OFFRANT UNE GRANDE VISIBILITE

- Une clientèle composée exclusivement de professionnels

La Société se positionne exclusivement sur le segment non-résidentiel compte tenu des avantages offerts :

- Un faible coût d'acquisition grâce à une prospection commerciale fondée sur des appels d'offres alors que s'adresser aux particuliers requiert des budgets marketing plus conséquents face au foisonnement d'offres ;
- Un risque crédit sensiblement réduit ;
- Une très faible volatilité du fait de contrats entre 1 an et 3 ans, assurant une visibilité sur la croissance future ;
- Un taux d'attrition (« churn rate ») peu significatif (moins de 1% en 2020) du fait d'offres personnalisées compétitives ;
- Et des coûts de gestion limités pour le suivi clientèle (2 collaborateurs à ce jour).

Ces spécificités constituent un des éléments clés pour développer un modèle de croissance rentable.

Les clients sont essentiellement des acteurs avec un niveau de consommation moyen/grand, soit principalement :

- Des catégories C2 à C4⁶ pour l'électricité mais avec quelques C1 (très gros clients) mais aussi des C5 dès lors que ceux-ci sont inclus dans le périmètre d'un client important. En revanche, la Société n'adresse pas les C5 non rattachés à un client moyen ou grand ; et
- Des T2 à T3 (et un T4)⁷ pour l'activité gaz qui vient de démarrer, sans exclure comme pour l'électricité, les sites T1 d'un client multisite. L'accélération attendue devrait conduire la Société à privilégier les clients recourant à cette énergie pour leur activité professionnelle et pas seulement pour le chauffage de locaux comme cela a été le cas des tous premiers clients.

Quelques petits sites sont également clients dès lors que ceux-ci sont rattachés à un ensemble dont le périmètre total affiche une consommation supérieure aux 0,15 GWh.

E-PANGO s'adresse à divers secteurs d'activité qui regroupent à la fois des acteurs du secteur public et du secteur privé. A fin mars 2021, le portefeuille compte plus de 480 références dont une vingtaine pour la fourniture de gaz qui a démarré récemment (novembre 2020). Sur ces 480 références, environ 70% relèvent du secteur (para)-public. Ce portefeuille couvre plus de 6 500 points de livraisons effectifs dont 6 100 pour l'électricité et 400 pour le gaz.

Evolution du nombre de clients et du chiffre d'affaires HT



La Société n'est pas exposée à une concentration autour d'un nombre réduit de clients. Au titre de l'exercice 2020 :

- En termes de nombre de sites, le principal client représentait 28% des sites livrés par la Société alors que les 10 premiers représentaient 88% des sites sous contrat ;
- En termes de consommation :
 - o Le principal client avait généré 17% du chiffre d'affaires. Le 20 mai 2021, la Société a gagné le marché subséquent de ce client pour les années 2022 et 2023 ;
 - o Les dix premiers, un total cumulé de 63,7%.

⁶ Se reporter au tableau détaillant la nomenclature des catégories de consommateurs d'électricité C1 à C5 inséré à la section 2.2.3.1.2 page 43 ci-après.

⁷ Se reporter à la nomenclature des catégories de consommateurs de gaz T1 à TP inséré à la section 2.2.3.2.2 page 58 ci-après.

Quelques références clients



• Un portefeuille à forte visibilité

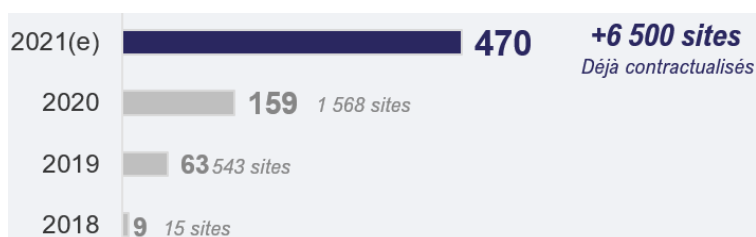
Ces offres de fourniture d'énergie (électricité et gaz) bénéficient d'un modèle économique offrant une grande visibilité grâce à des contrats avec engagement du client sur une durée de 1 an minimum jusqu'à 3 ans, sans tacite reconduction, prévoyant la facturation :

- Des MWh consommés (prix et coûts associés : achat de capacité pour les consommations en périodes de pointe et garanties d'origine pour la fourniture d'énergie « verte ») (se reporter aux sections 2.2.3.1.4 et 2.2.3.1.5) sur la base de l'option tarifaire proposée ; et
- D'un abonnement annuel couvrant les frais de commercialisation pour certaines catégories de sites à la consommation peu élevée (tous les C5 et quelques C4 en fonction de leur niveau de consommation respectif).

Les facturations sont établies dans la majeure des cas sur une base mensuelle. Le crédit client est d'environ 40/45 jours compte tenu du délai de règlement accordé de 30 jours à compter de la date d'émission de la facture pour les clients (para) publics et 15 jours pour ceux du secteur privé.

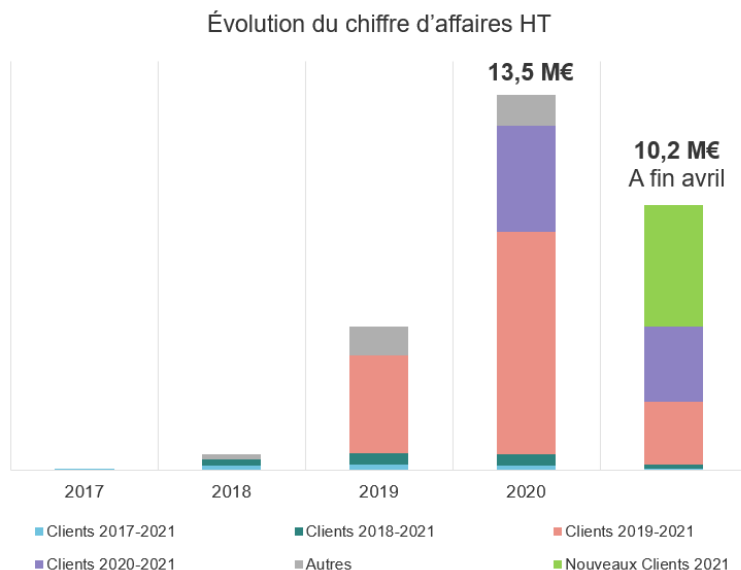
Chaque client peut bénéficier à sa seule initiative, soit d'une facture par site de livraison (chaque endroit disposant d'un compteur), soit globale pour la totalité de ses sites.

Ce portefeuille s'est construit en un peu plus de trois ans avec sur le graphique ci-dessous l'évolution combinée du nombre de GWh livrés et du nombre de points de livraison (un client peut représenter jusqu'à plusieurs centaines de points de livraison) :



(e) Estimation sur la base des volumes de consommation historique des clients en portefeuille

Le graphique ci-dessous met en évidence la puissance du modèle B-to-C en termes de visibilité offerte. Elle s'exprime à travers la contribution des clients à compter de l'année de signature de leurs contrats au cours des exercices suivants (renouvellements ou marchés subséquents inclus) :



Compte tenu de la durée des contrats, la Société bénéficie d'une visibilité à moyen terme de ses volumes de livraison estimés sur la base des consommations historiques passées de chaque client. Cela comporte toujours une part d'incertitude car les volumes peuvent varier dans des proportions plus ou moins significatives notamment en cas de survenance d'événements majeurs imprévisibles venant affecter leur consommation future d'énergie. Les contrats ne comportent pas d'engagements de consommation de la part du client, mais juste une option de consommer à tel prix, pendant telle période sans que la Société ne sache d'avance combien et quand les consommations interviendront.

Son portefeuille embarqué de contrats permet au regard des consommations historiques une estimation de volumes à livrer de 970 GWh (gaz et électricité confondus) dont environ 470 GWh à livrer en 2021, 360 GWh en 2022, 120 GWh en 2023 et un reliquat de 20 GWh à livrer en 2024, sauf événements exceptionnels affectant la consommation future des clients.

Malgré des accords clients ne prévoyant pas de reconduction automatique, l'analyse du portefeuille clients en électricité montre une attrition très faible de son portefeuille clients (moins de 1%), cette donnée étant à relativiser compte tenu du recul encore limité de la Société dont près de 90% des contrats en cours ne sont pas encore arrivés à leur échéance initiale. Parmi les accords non renouvelés figure un client pour lequel la Société n'a pas vu passer l'appel d'offres de renouvellement et un autre qui a rejoint un appel d'offres multi collectivités.

2.2.2.3 LA DÉMARCHE COMMERCIALE

- **Les appels d'offres comme principal mode d'acquisition des clients**

La prospection est essentiellement menée via des appels d'offres (para-)publics et privés, et de manière très marginale par une approche directe individualisée de certains prospects du secteur privé. Quelle que soit la voie de prospection, deux facteurs sont déterminants pour la sélection du fournisseur d'énergie :

- La proposition tarifaire (déterminante à 80%) établie grâce à la puissance du système d'information ; et
- Les aspects techniques pour 20% (qualité de facturation, méthode de bascule, changement de puissance souscrite, moyens dédiés au suivi commercial, capacité de répondre aux attentes en matière de mix énergétique souhaité, accès à l'ARENH pour l'électricité, énergie réseau, énergie verte...etc.).

Il existe deux grands profils d'appels d'offres : ceux du secteur privé qui se déroulent la plupart du temps en une seule étape, et ceux relatifs à des marchés publics ou parapublics (environ 75% des appels d'offres) pour lesquels deux étapes se succèdent :

- Une première phase visant pour le client à référencer un panel de 3 ou 4 fournisseurs potentiels ce qui conduit à la signature d'un accord-cadre. Cette étape peut durer jusqu'à 12 mois ; puis
- Une succession de « secondes phases » correspondant cette fois sur tous les marchés subséquents lancés par le client durant la période de l'accord-cadre et auxquels chacun des acteurs préalablement référencés fera une offre. Le délai de réponse est alors très court (de quelques heures à quelques semaines suivant les besoins du client).

Les appels d'offres connaissent une forte saisonnalité avec une importante concentration sur la période allant d'octobre à décembre pour des livraisons à démarrer souvent au 1^{er} janvier de l'année suivante. Un appel d'offres peut concerner des prospects de tailles diverses et représenter un nombre de points de livraisons très variable (jusqu'à 1800 pour le client Elogie).

En 2020, la Société a connu une montée en puissance rapide de sa participation aux appels d'offres avec 100 réponses formulées en 2020 contre 50 en 2019. Le taux de réussite affiche une progression sensible puisqu'il a représenté 37% des réponses faites en 2020 contre 28% en 2019. Il est aussi à noter un taux de succès important dans les appels d'offres publics pour lesquels la Société a été sélectionnée lors de l'étape de référencement (accords-cadres) 41 fois sur 48 participations (soit 85%).

La Société mise sur une augmentation sensible de sa participation à des appels d'offres grâce à l'utilisation d'un logiciel dédié permettant l'automatisation d'une large part des réponses et sur une montée en gamme auprès de prospects dont les volumes prévisionnels (plusieurs centaines de GWh à plusieurs TWh) n'étaient jusqu'à présent pas compatibles avec ses ressources financières.

La prospection directe de certains prospects reste très marginale compte tenu de l'allocation de ressources nécessaires et se limite à une démarche opportuniste auprès de contacts déjà connus de la Société.

- **Un suivi client principalement digitalisé à travers un extranet dédié**

Chaque client dispose d'un accès extranet sécurisé lui permettant d'accéder à un large éventail de données le concernant, stockées sur la plateforme CRM :

- Toutes celles attachées à chaque point de livraison de son périmètre (index de consommation, courbes de charges...etc.) ;
- Les éléments détaillés de facturation avec le choix laissé au client de n'obtenir qu'une facture centralisant tous ses points de livraison ou d'avoir une facture individualisée pour chacun d'entre eux ;
- Toutes ses données administratives lui permettant d'en assurer seuls une mise à jour.

Les données de consommation, d'abord historiques puis réelles pendant la durée de la prestation, sont recueillies de façon automatisée par la plateforme E-PANGO auprès des gestionnaires de réseau de distribution, principalement ENEDIS pour l'électricité et GRDF pour le gaz, en accord avec le client. Ces données sont beaucoup plus nombreuses dans le cas de l'électricité comme précisé ci-dessous, que pour le gaz (1 donnée de consommation par jour avec les compteurs Gazpar, une estimation sur 6 mois dans les autres cas).

Chaque responsable de site d'électricité peut ainsi suivre sa consommation électrique en temps quasi réel (au pas de 10 mn pour les points de livraison C2 à C4, au pas de 30 mn pour les C5 Linky avec un différé de 24h pour Enedis), et l'analyser. Ceci constitue un prérequis indispensable pour réfléchir aux moyens de l'optimiser (en particulier sur la modification de certains équipements ou de « lissage » des usages).

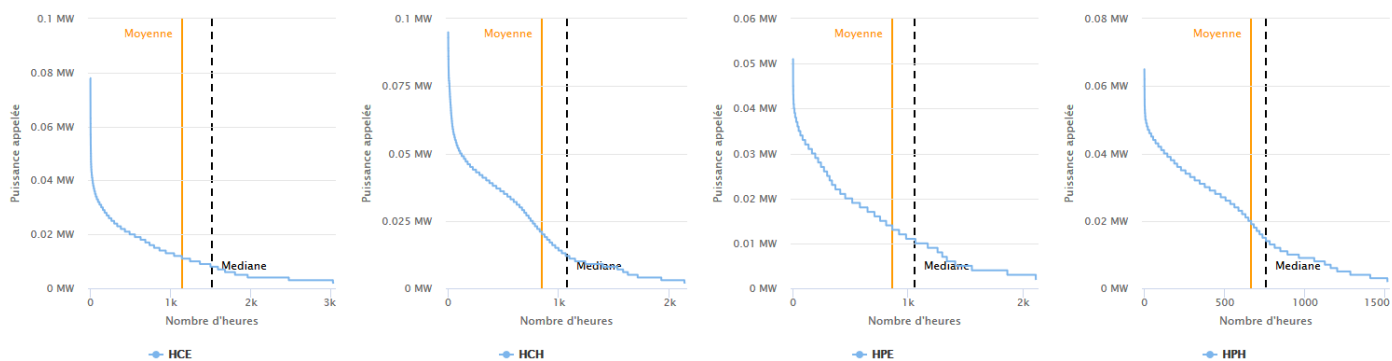
Cet accès à des données de consommation très détaillées et en temps quasi réel peut s'avérer très utile pour :

- Identifier très rapidement certaines anomalies susceptibles d'être provoquées par un dysfonctionnement d'équipements techniques et y remédier rapidement ; ou encore pour
- Visualiser les données de la consommation et mieux appréhender le potentiel d'optimisation.

Ainsi, l'accès à la courbe de la « monotone de la demande » qui correspond au classement des puissances appelées par poste horo-saisonnier peut mettre en évidence la possibilité de réduire la puissance souscrite.

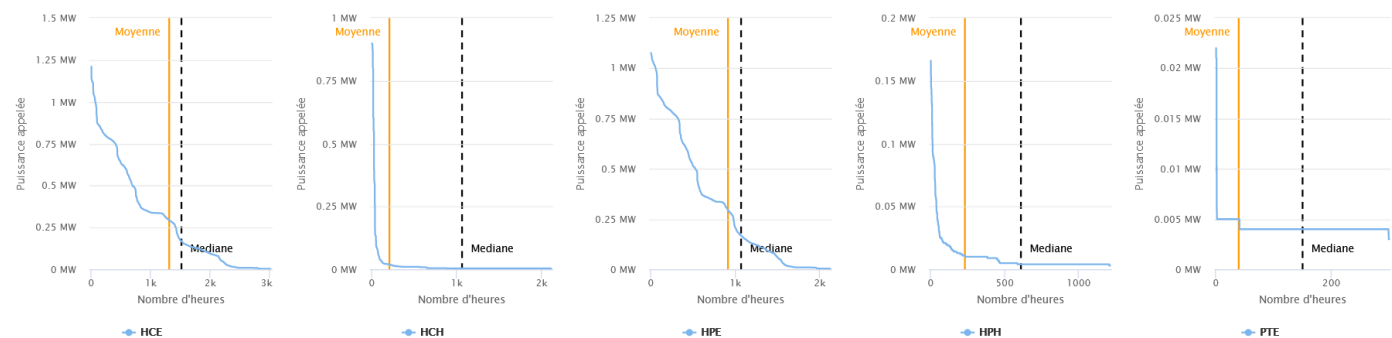
Dans l'exemple ci-après, la 2^{ème} courbe correspondant au poste « HCH – Heures Creuses Hiver » met en évidence une puissance maximale utilisée de presque 0,1 MW mais pendant un temps cumulé très limité, alors qu'elle ne dépasse jamais 0,08 MW sur les trois autres. Le sujet est de comprendre l'origine de cette pointe à 0,1 MW pour apprécier la possibilité de l'effacer en étalant les usages qui l'ont justifiée. Cela peut faire redescendre la pointe susceptible de rentrer dans une tranche de puissance souscrite inférieure ce qui réduira le coût de l'acheminement.

Détails de la monotone de charge



Cas d'un client du secteur tertiaire avec des monotones plutôt homogènes

Détails de la monotone de charge



Cas d'un client du secteur agricole avec des monotones plutôt inhomogènes

Grâce à l'extranet, l'équipe commerciale est limitée à deux collaborateurs. Ayant très largement intégré le digital dans leur fonctionnement, les clients professionnels ne sollicitent que très rarement les équipes en direct.

Ces contacts sont souvent concentrés autour de clients de taille plus réduite et en lien avec des secteurs nécessitant des demandes de manière plus fréquente comme par exemple, les offices HLM pour la gestion de leur parc (installation d'un compteur pour travaux, changement de locataires...). Il est néanmoins prévu de renforcer l'équipe pour accompagner la croissance anticipée.

2.2.2.4 DES PROJETS PILOTES POUR ACCÉLÉRER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Dans une démarche de développement de sa capacité d'innovation, la Société conduit de manière pragmatique des projets pilotes en lien avec son activité de fourniture d'énergie, afin d'en démontrer la pertinence économique et énergétique en conditions réelles avant d'en démarrer la commercialisation effective. Ces deux projets sont regroupés sous le terme de « Smart Energy ».

2.2.2.4.1 Une solution de flexibilité énergétique innovantes (Smart Grid)

Afin d'apporter une solution technique aux recommandations d'optimisation formulées à certains de ses clients en électricité, la Société a développé des moyens de production d'énergie solaire in situ pour les clients disposant de réserves foncières non exploitées. L'idée est de mettre à profit ce foncier non valorisé pour produire de l'énergie verte, décarbonée et locale, auto-consommée sur le site. Ceci est rendu possible grâce à l'intégration d'un réseau intelligent « Smart Grid » qui combine des capacités de stockage avec les installations électriques et les panneaux photovoltaïques et dont le pilotage est assuré par un logiciel propriétaire « Energy Management System » (EMS).

Ces Smart Grid constituent de véritables solutions de flexibilité énergétique ne conduisant pas uniquement à consommer moins, mais à consommer mieux en recourant à tout moment à l'énergie la plus attractive sur le plan économique et/ou la plus propre. Les avantages pour les clients sont nombreux, notamment :

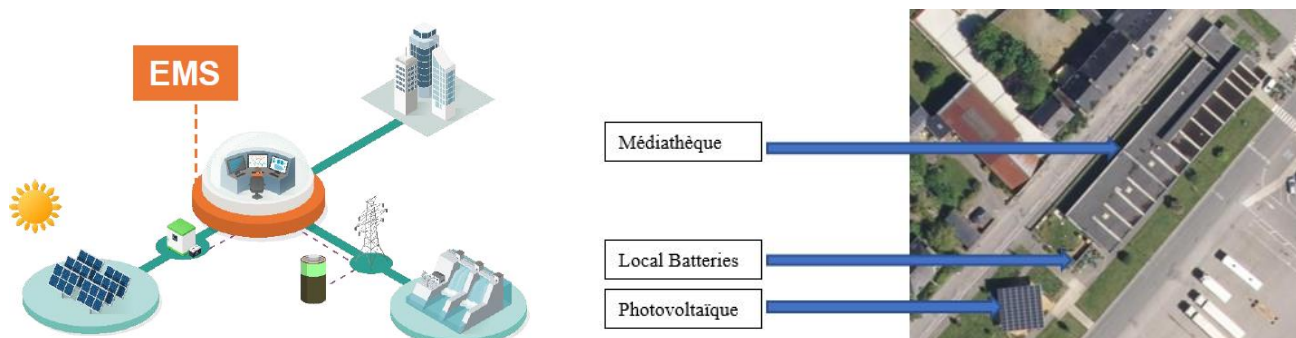
- La capacité de s'affranchir partiellement du réseau de transport/distribution notamment aux moments où l'énergie est la plus chère) en disposant d'une capacité d'autoconsommation ;
- Une réduction de la dépense énergétique (consommation et puissance souscrite) et indirectement, une valorisation de réserves foncières non exploitées ; et
- Un actif valorisable dans le cadre de sa politique RSE compte tenu des effets positifs en matière de responsabilité environnementale (recours à de l'énergie solaire, limitation de l'empreinte carbone...).

La mise en œuvre d'un tel Smart Grid relève d'une très grande complexité au regard de la multitude de données à gérer et à combiner comme la non linéarité de la consommation de l'entreprise, avec parfois des amplitudes significatives d'une période à l'autre, les aléas météorologiques, la complexité de la tarification de l'énergie réseau, variable notamment en fonction de poste horo-saisonnier et de la puissance souscrite par le client ou encore, l'évolution permanente du prix de marché de l'énergie.

• Un premier projet opérationnel depuis juin 2019

Un premier projet a été mené avec la médiathèque de Locminé en Bretagne (Morbihan) dans le cadre d'un appel d'offre visant à améliorer les critères de performance énergétique du site et son confort de vie. La Société a engagé une phase de diagnostic de la situation énergétique historique de la médiathèque en prenant en compte l'analyse des courbes de charge et des équipements (chauffage électrique au sol, VMC mal dimensionnée) ainsi que les conditions d'accueil du public et du personnel (parois vitrées, dysfonctionnements de la VMC). La réponse globale a consisté en l'installation d'un réseau intelligent comprenant :

- Le déploiement de panneaux photovoltaïques de 25 kWc au-dessus du toit du boulodrome,
- L'installation d'une batterie de 55 kWh,
- Le remplacement du chauffage électrique par deux pompes à chaleur réversible de 9 kW,
- Un dispositif de programmation du chauffage électrique. ; et enfin
- Un boîtier logiciel de pilotage.



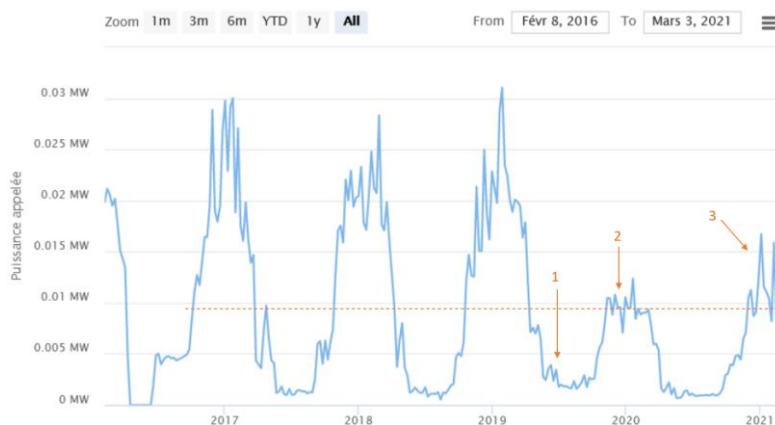
Une première phase de l'installation a été mise en service début juin 2019, complétée par des batteries pleinement opérationnelles fin 2019, ce qui a permis de nouvelles optimisations (stockage de l'excédent solaire, arbitrage heures pleines /heures creuses, etc.).

- **Un retour d'expérience très satisfaisant**

Au bout de 18 mois, le retour d'expérience fut très positif. Il a mis en lumière :

- Une baisse de la consommation, avec une facture mensuelle divisée par 3 (600 € en moyenne en 2020 contre 2000 € en 2018), résultant de la production photovoltaïque autoconsommée à 100% et des pompes à chaleur, et ce malgré l'installation d'une climatisation jusque-là inexistante ;
- Une division par 3 de la puissance souscrite de 120 kVA à 42 kVA ;
- Une amélioration sensible du confort thermique en été comme en hiver pour le personnel et le public ; et
- Une réduction de l'empreinte carbone résultant d'une consommation provenant du réseau public moindre.

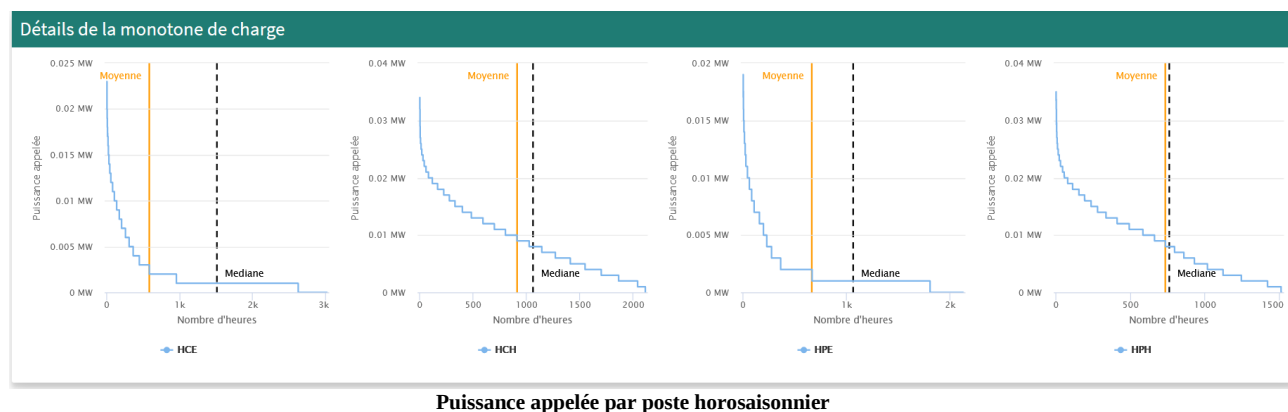
Le schéma ci-dessus montre l'impact de l'installation sur le niveau puissance appelé :



Point 1 : Installation des panneaux photovoltaïques à l'été 2019 et une consommation qui reste faible malgré la mise en place d'une climatisation ;

Point 2 : Forte réduction de la puissance appelée durant l'hiver 2019 grâce à l'autoproduction solaire et à l'utilisation de l'énergie stockée pendant les heures creuses ;

Point 3 : Pic de froid début 2021 avec un peu de neige limitant la performance des panneaux photovoltaïques et donc empêchant d'optimiser l'autoproduction.



Ce projet pilote a été particulièrement intéressant pour la Société dans la mesure où :

- Les installations ont été payées par le client (160 K€ environ pour les panneaux et la batterie) ce qui revient à une forme de budget R&D externalisé ;
- Un contrat de fourniture d'électricité sur 7 ans a été conclu ; et
- La démonstration de la pertinence de l'installation ouvre la voie à la commercialisation de solution de flexibilité de ce type. De simple fournisseur d'énergie, E-PANGO devient ainsi un véritable partenaire de la transition énergétique de ses clients.

- **Une offre clé-en-main**

E-PANGO proposera des solutions de flexibilité clés en main incluant :

- *L'ingénierie du projet* : il s'agit de la rédaction du mémo technique et de l'installation de la solution après prise en compte des besoins du client à travers l'étude de son profil de consommation et de ses contraintes techniques (réserve foncière suffisante pour y installer la batterie de stockage et /ou panneaux solaires...), la prise en compte des équipements (panneaux et/ou batteries les plus adaptés) et le pilotage de l'intégration sur site dont la réalisation matérielle est confiée à des prestataires externes.
- *La configuration de l'outil de pilotage automatique et de contrôle à distance* : Il s'agit du boîtier connecté à l'EMS pour valoriser la flexibilité du site grâce aux algorithmes intelligents embarqués sur la plateforme de la Société. Selon les conditions (météo, horaires de travail, trafic du réseau, etc.) l'EMS sélectionnera la source d'énergie la plus adéquate (autoconsommation, batterie ou réseau). Ce boîtier transmettra des instructions pour par exemple :
 - Arbitrer sur l'énergie disponible à consommer (autoproduction, énergie réseau ou stockée sur la batterie) dans une logique d'optimisation des coûts ;
 - Charger les batteries sur le réseau aux heures où le prix du MWh est le moins cher pour ensuite les utiliser en périodes de pointe (les plus coûteuses) ou lors de passage nuageux...etc.

Le modèle économique repose sur :

- Un abonnement fixe de mise à disposition de la batterie avec boîtier connecté à l'EMS qui sera fonction de la puissance nécessaire au site dès lors que la batterie sera financée par la Société (les panneaux solaires le seront dans la plupart des cas par les clients). Si le client décide de financer la batterie, la Société facturera néanmoins un abonnement d'optimisation relatif à l'utilisation de l'outil EMS; et
- Un contrat de fourniture d'énergie pour répondre aux besoins au-delà de la part autoconsommée dont la durée pourra aller de 7 à 15 ans (voir 20 ans) selon que la Société finance ou pas l'acquisition des batteries, lui offrant ainsi une forte visibilité en concourant à une fidélisation des clients.

Au titre de 2020, l'installation de Locminé n'a généré aucun chiffre d'affaires spécifique dans la mesure où la médiathèque a financé l'intégralité des équipements. Les seuls revenus étaient ceux relatifs à la consommation du site en énergie.

- **Un pipeline commercial prometteur**

La commercialisation de cette offre complémentaire est engagée depuis fin 2020.

Un premier contrat a été signé au 1^{er} trimestre 2021 avec un Office HLM afin d'installer des panneaux solaires sur le toit de leur siège social. Après analyse de la courbe de charge et prise en compte des contraintes d'encombrement, l'installation photovoltaïque a été limitée à une capacité de 38 KWh sans batterie de stockage et devrait assurer environ 7,5% des besoins annuels du site. Ce contrat prévoit un financement de l'installation par le client et ne générera donc pas une nature de revenu supplémentaire à la seule fourniture d'énergie.

Une seconde installation comprenant panneaux solaires et batterie devrait entrer en phase de test dans les prochains mois afin d'alimenter une station-service 100% verte « Karrgreen » dont la mise en service est programmée à l'été 2021. Le projet « Karrgreen » porte sur le développement à l'horizon 2024/2025 d'un réseau de 150 stations-services alternatives 100% vertes. Chaque station sera un véritable « hub énergétique 100% ENR » dont le format standard comprend 2 distributeurs de biogaz (bioGNV) pour une clientèle de transporteurs, une borne de recharge électrique rapide 100kW (puissance particulièrement élevée pour permettre des recharges rapides) et une adaptation prévue pour envisager à moyen terme, des bornes de recharges d'hydrogène vert. Des panneaux solaires équiperont chaque station pour assurer une autoconsommation (éclairage, fonctionnement des distributeurs, bornes) et seront couplés à des batteries intelligentes pour sélectionner à tout moment, la source d'électricité la plus pertinente (autoproduction solaire, réseau national, électricité verte avec garanties d'origine...).

Cette première station servira de preuve de concept aux promoteurs du projet pour en apprécier la viabilité économique et définir ce que pourrait être le cadre juridique d'un développement structuré du réseau. A ce jour, les acteurs autour du projet ont adopté une approche pragmatique en logeant cette première station dans une structure indépendante dont le capital est principalement détenu par des acteurs locaux (transporteurs, autocaristes, coopérative agricole) et des personnes à l'origine du projet. E-PANGO a pris une participation symbolique de 9,2% (représentant un investissement de 40 K€) pour marquer son intérêt au projet mais n'est liée par aucun engagement juridique ou financier au-delà de la seule fourniture d'électricité et de gaz « verts ». Suite à des échanges récents, le client a décidé

de financer lui-même la batterie. Seul un contrat prévoyant l'abonnement lié à l'utilisation de l'outil EMS nécessaire à l'optimisation sera mis en place dans les prochaines semaines.



Le pipeline commercial actuel compte plusieurs discussions en cours concernant divers secteurs (hypermarchés, parkings, mairies...etc). Au moins deux autres pourraient intervenir à l'horizon 2022 étant précisé qu'aucun contrat n'a encore été signé. La diversité des projets constitue un véritable atout car l'expérience acquise auprès de différents profils permettra de démarcher plus aisément d'autres acteurs du même secteur. Dans cette logique, une fois qu'un retour d'expérience sera acquis pour un premier hypermarché, data à l'appui, la Société pourra démarcher toutes les enseignes directement.

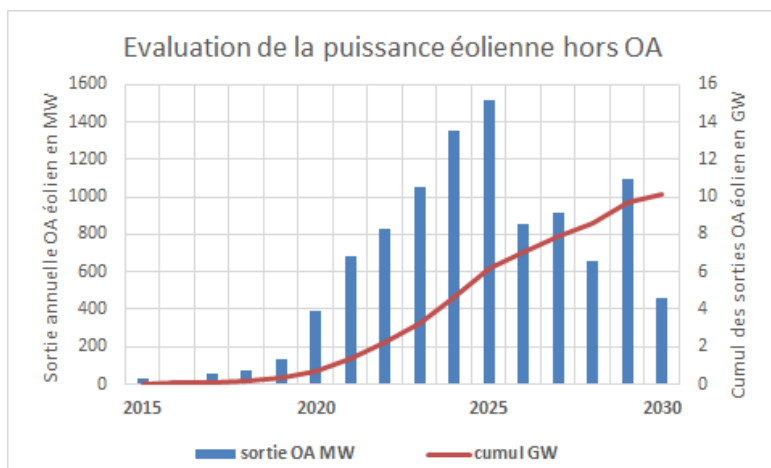
2.2.2.4.2 Le développement d'un « parc d'énergie verte »

La Société envisage de développer sa propre voie d'approvisionnement en électricité verte dite « premium » afin de proposer une fourniture d'énergie verte à l'origine parfaitement identifiée. Cela constituera une réponse adaptée à des appels d'offres lancés par des prospects particulièrement exigeants en matière RSE pour lesquels la vente d'électricité réseau associée à des garanties d'origine est insuffisante.

Deux voies sont envisagées par la Société pour développer son propre « parc de production verte » sans investissement :

- Se substituer à EDF dans ses obligations d'achat vis-à-vis de certains producteurs d'énergies renouvelables (éolien et/ou solaire) raccordés au réseau. Une demande a été déposée en ce sens auprès de la DIGEC (Ministère de la transition écologique) en janvier 2021 à la suite de l'obtention d'une notation « Crédit » Banque de France de niveau 3 (supérieur au minimum exigé de 4). Le mécanisme d'« Obligation d'Achat » a pour finalité de garantir au producteur un prix de vente du KWh injecté dans le réseau pour atteindre un niveau de rémunération suffisant pour couvrir le coût de l'investissement et assurer la rentabilité du projet. Ce prix garanti le rend insensible à la volatilité du prix de l'énergie. Le dernier échange avec les services du Ministère a eu lieu le 18 mai 2021) ; et/ou
- Conclure des PPA (*Power Purchase Agreement*) avec des producteurs d'ENR dont les installations dont le mécanisme d'Obligation d'Achat arrive à échéance. Une fois amortis, les équipements conduisent à un coût marginal de production très faible. Un tel contrat offre l'opportunité au producteur de poursuivre son exploitation malgré une exposition à la volatilité des prix en raison du faible coût de production peut supporter. Cela lui permet également de décaler dans le temps le démantèlement de son installation ainsi que la remise en état du site avec les coûts que cela implique. Ces PPA pourraient être conclus sur la base d'un prix spot avec décote rémunérant l'accès au réseau et l'engagement d'achat de la Société. A ce jour, plusieurs discussions sont en cours avec des producteurs d'éolien dont au moins une devrait déboucher sur un accord d'ici [fin 2021].

Le schéma ci-dessous présente les anticipations de puissance de production éolienne qui sortira des contrats d'obligations d'achat au cours des prochaines années. Se rajouteront également des sorties de mécanismes d'Obligations d'Achat avec un décalage de quelques années, les contrats ayant démarré plus tard.



Estimation Société

La Société considère que ces projets « Smart Energy » présentent un intérêt commercial majeur en termes de conquête de nouveaux clients (notamment ceux particulièrement exigeants en matière RSE) et de fidélisation clients, au-delà du simple aspect financier qui devrait rester modeste à l'horizon du plan de développement 2025.

2.2.2.5 LE SOURCING D'ÉNERGIE AU CŒUR DE L'OFFRE

2.2.2.5.1 Un enjeu majeur

L'expertise en matière de sourcing constitue un enjeu majeur pour la Société dans la mesure où son activité de fourniture d'énergie consiste à proposer à des clients des offres à prix fixe sur de longues durées alors même qu'il n'existe aucune certitude de leur part quant à l'énergie qui sera réellement consommée et à quel moment elle le sera. En d'autres termes, cela revient à donner à ses clients une forme « d'option » avec pour sous-jacent le prix du MWh que la Société se doit de couvrir à travers une politique de couverture efficace pour optimiser la marge brute prévisionnelle intégrée dans la réponse formulée à l'appel d'offre.

Dès sa création, la Société a considéré que face à cet enjeu majeur, disposer de la plus grande flexibilité possible, revêtait une importance prépondérante d'où la nécessité d'avoir un accès direct à l'ensemble des sources d'approvisionnements possibles dont un accès direct aux marchés financiers.

Fort de l'expertise de son fondateur, Philippe Girard, E-PANGO a obtenu ses accréditations en tant que membre de marché l'autorisant à intervenir sur les principales bourses européennes de l'énergie gérées par le groupe EEX :

- Octobre 2017 : Marché Spot DayAhead Electricité ;
- Novembre 2017 : Marché EEX Futures Electricité ;
- Mars 2020 : Marché EEX-PEG Futures pour le gaz naturel ;
- Mai 2021 : Marché EEX-PEG Spot Day Ahead pour le gaz naturel
- Demande prévue au cours d'ici 2022 pour le marché intraday électricité.

Cet accès aux marchés constitue une forte barrière à l'entrée car il offre la possibilité d'accéder au meilleur prix en évitant le coût d'une intermédiation et à une grande flexibilité d'intervention à la fois en termes de rapidité et d'exécution mais aussi d'absence d'engagement. Ce dernier point se révèle particulièrement précieux en cas d'évènement exceptionnel. Lors du démarrage de la crise de la Covid-19, l'observation faite par la Société sur la situation en Italie dès février lui a permis de procéder à des ajustements de couverture qu'elle n'aurait pu envisager si elle avait été engagée auprès d'un courtier par exemple.

E-PANGO fait ainsi partie des 21 entreprises ayant accès aux marchés EEX dérivé, des 15 entreprises du marché SPOT day-ahead. Parmi la centaine de fournisseurs d'électricité en France, seuls 11, dont E-PANGO sont membres des marchés EEX (certains fournisseurs sont membres d'EEX via des filiales de trading implantées dans d'autres pays comme EDF-Trading).

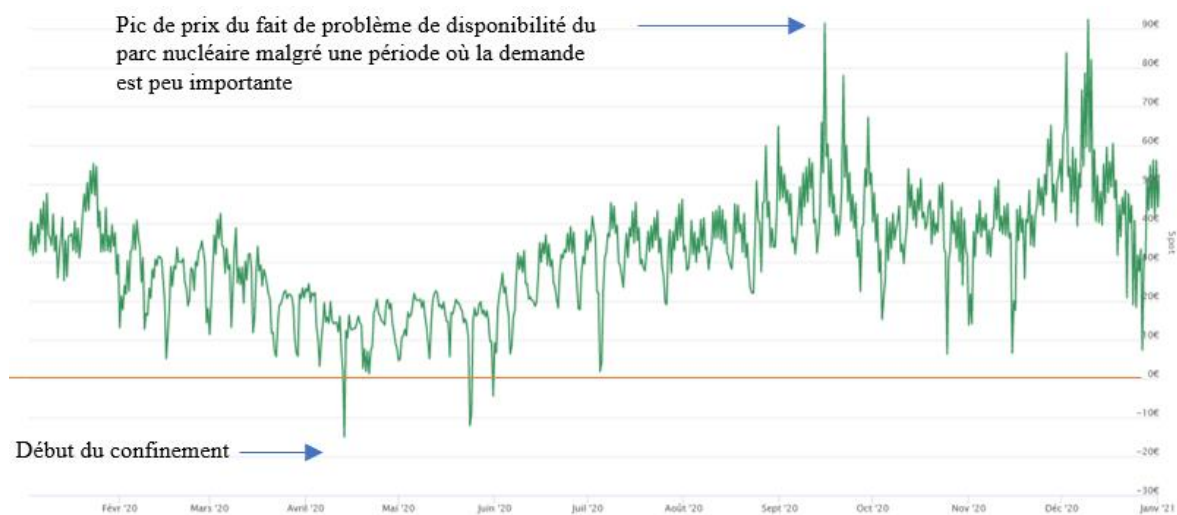
La possibilité d'accès à tous les mécanismes de sourcing est donc un élément différenciateur fort sur le plan commercial et qui à l'avenir sera de plus en plus déterminant notamment sur le marché de l'électricité dont la volatilité devrait se poursuivre sur les années à venir, voire s'accroître.

2.2.2.5.2 Une exposition forte des prix de marché au développement des énergies intermittentes

La Société intervient sur deux marchés aux caractéristiques très différentes. Mis à part les cas d'évènements exceptionnels (crise politique...), le gaz est un marché de stockage sans réelle difficulté d'approvisionnements alors que celui de l'électricité, à défaut de solutions de stockage à grande échelle, est un marché de flux où un équilibrage au pas horaire doit être maintenu entre production et consommation. Il en résulte une volatilité des prix plus forte sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz. De plus, dans un contexte de transition énergétique qui s'accélère au profit d'une part de plus en plus forte d'énergies renouvelables, structurellement intermittentes pour l'éolien et le solaire, cette volatilité du prix du MWh sur le marché de l'électricité devrait s'inscrire de manière pérenne dans le paysage, voir s'accroître.

Un tableau présentant l'évolution du prix spot moyen du MWh au cours des 16 dernières années est présenté à la section 2.2.5.4.

De manière plus ciblée, à titre d'illustration, le graphique ci-dessous présente la dispersion du prix spot du MWh constaté en 2020 par heure soit 8 784 points = 1 point par heure*24*366 jours) avec un prix qui se concentre dans une fourchette de l'ordre de 15 € à 50 € le MWh mais qui connaît des variations considérables jusqu'à atteindre des prix négatifs avec des extrêmes s'établissant entre -70 € et +200 € en 2020.



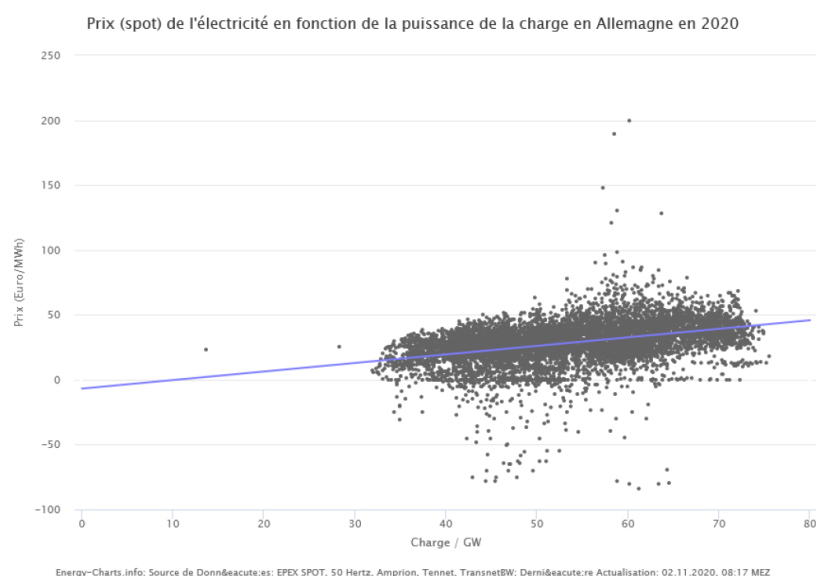
Evolution du prix Spot du MWh au cours de l'année 2020

Les coûts négatifs s'ils sont contre-intuitifs s'expliquent par la conjonction de deux faits rendant difficile l'équilibrage du marché :

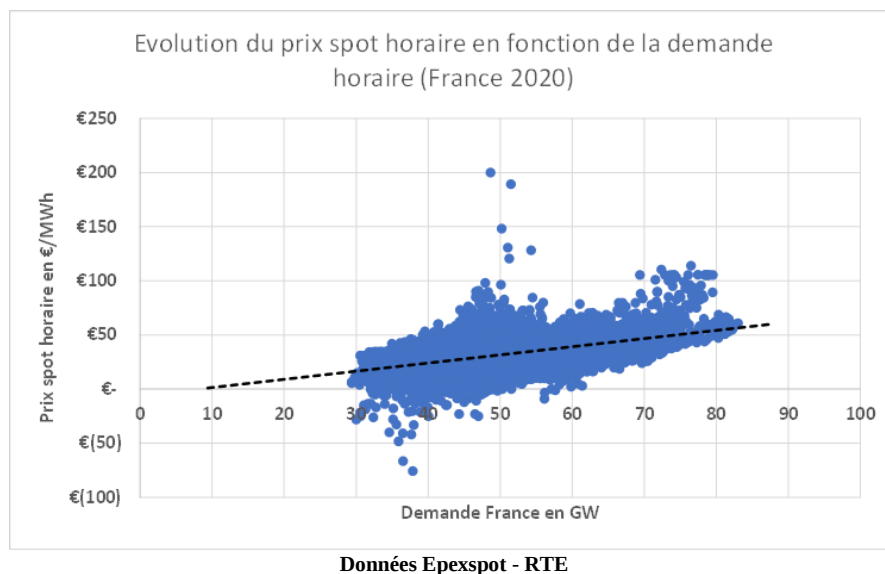
- L'intermittence des ENR conduisant selon les périodes à de très fortes productions supérieures à la demande du moment ; et face à l'incapacité de stocker
- L'arbitrage entre arrêter des sites de production ou en poursuivre l'exploitation quitte à vendre à perte.

Face aux coûts que peuvent représenter l'arrêt d'un site et son redémarrage (voire à la quasi-impossibilité pour des sites nucléaires) et au coût marginal de production de plus en plus faible (voir nul) des ENR compte tenu de l'amortissement des équipements et de l'importance des subventions distribuées pour développer la filière, le maintien de la production est privilégié. L'injection dans le réseau d'une production excédentaire a ainsi pour effet de peser directement sur les prix jusqu'à les rendre négatifs traduisant le fait que les producteurs « paient » pour maintenir leurs équipements en phase de production.

Ce graphique qui sur une période identique permet de comparer le prix spot du MWh entre l'Allemagne et la France met en évidence que la volatilité risque de s'accroître considérablement qu'à ce jour, la puissance maximale installée des énergies renouvelables en Allemagne par rapport en France s'inscrit dans un facteur supérieur à 3,3 (33% contre 10%)⁸



Energy-Charts.info; Source de Données: EPEX SPOT, 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW; Dernière Actualisation: 02.11.2020, 08:17 MEZ



Compte tenu de la politique énergétique mise en œuvre et des objectifs fixés par la loi Climat qui mise sur une contribution croissante des ENR dans la production d'électricité avec des capacités installées de l'ordre de 110 GW en 2028 (contre près de 60% en 2020), la Société considère que le niveau de volatilité en Allemagne devrait se transposer en France à l'horizon 2030 environ.

2.2.2.5.3 Un arbitrage entre plusieurs sources d'approvisionnements d'énergie

Une politique de couverture est mise en œuvre sur le portefeuille embarqué de MWh (gaz et électricité) avec des positions sur des durées en adéquation avec la durée des engagements de livraisons à terme pris vis-à-vis des clients (soit à ce jour jusqu'en 2023 compte tenu de contrats variant de 1 à 3 ans).

Ce savoir-faire repose principalement sur le taux de couverture appliqué et l'arbitrage entre les différentes sources d'approvisionnements possibles compte tenu de leurs coûts et contraintes financières respectives en termes de dépôts de garantie, de marges initiales, d'appel de marges à payer ou encore de garanties bancaires à présenter dont les montants varient en fonction des positions prises.

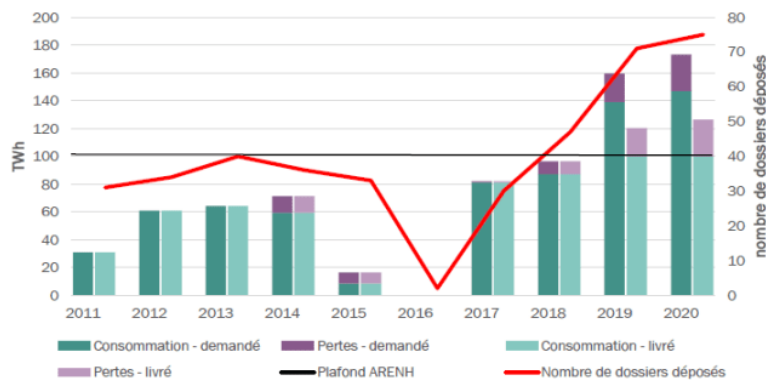
La combinaison des expertises en matière de sourcing et de prévision des courbes de charge, sont les éléments déterminants de la sécurisation de la marge brute.

2.2.2.5.4 Sourcing Electricité

Le sourcing d'électricité en 2020 relève à hauteur de 76 % du dispositif ARENH et à hauteur de 24% à des achats sur les marchés à terme et comptant. Ces proportions étaient respectivement de 55% et 45 % en 2019 et qui s'expliquent par le gain de plusieurs gros appels d'offres fin 2018 que la Société n'a pu prendre en compte par prudence dans ses demandes formulées au guichet ARENH en novembre 2018 pour les livraisons de l'année suivante.

- **Approvisionnement en électricité d'origine nucléaire Dispositif (ARENH)**

Créé en 2011 pour une durée de 15 ans, l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique) est un mécanisme réglementaire destiné à favoriser la concurrence sur le marché de l'électricité. Il impose à EDF d'offrir aux autres fournisseurs d'électricité, un accès à sa production d'électricité provenant de son parc nucléaire afin de faire bénéficier leurs clients des avantages économiques de ce parc à travers une offre de prix attractive. Cet accès est limité à 100 TWh par an (soit environ 25% de la production). Ce plafonnement fait aujourd'hui l'objet de discussion car les demandes totales excèdent ce seuil depuis 2018 comme l'indique le schéma ci-dessous (Source : CRE).



Modalités d'accès à l'ARENH

Tout fournisseur d'électricité souhaitant bénéficier de l'ARENH transmet son dossier de déclaration à la CRE et une copie au ministre chargé de l'Énergie. Si le dossier est complet, la CRE lui délivre un récépissé dans un délai de 30 jours à partir de la réception du dossier.

Dans un délai de 15 jours à compter de la demande qui lui est faite par un fournisseur titulaire du récépissé, EDF signe avec celui-ci un accord-cadre expirant le 31 décembre 2025, dont les stipulations sont définies par arrêté du ministre chargé de l'Énergie pris sur proposition de la CRE.

Fort de cet accord-cadre, le fournisseur peut alors transmettre à la CRE un dossier de demande d'ARENH, au moins 40 jours avant le début de chaque période de livraison (1er janvier et 1er juillet de chaque année). On parle de « guichet ARENH »

Fonctionnement opérationnel

- Chaque fournisseur d'énergie formule une demande d'allocation ARENH en novembre N pour couvrir des livraisons à intervenir en N +1 (donc « ex-ante ») sur la base de consommations attendues (prévisionnelles) de ses clients en portefeuille.
- Sur la base des prévisions de consommations transmises par le fournisseur, la CRE calcule « ex ante » ses droits à l'ARENH et lui en notifie le montant pour la période de livraison à venir.
- A l'issue de la période de livraison, RTE recalcule les droits ARENH de chaque fournisseur sur la base des consommations réelles « ex-post » ce qui peut conduire à des écarts. Ce calcul intervient à l'issue de la période de livraison et peut donc être notifié au fournisseur plusieurs mois après la fin de la période de livraison.

Si la demande cumulée de droits ARENH par l'ensemble des fournisseurs d'électricité dépasse le plafond fixé, la répartition effective entre fournisseurs se fera selon un mécanisme dit « d'écêtement » prenant en compte le portefeuille clients de chaque fournisseur et leur profil de consommation. Aucun fournisseur ne peut donc savoir à l'avance la quote-part dont il bénéficiera de manière certaine. La part écêtée contraint alors le fournisseur à recourir à des approvisionnements alternatifs.

Evolution à venir du dispositif

Le dispositif actuel de l'ARENH arrive à échéance fin 2025. Dans l'attente d'une réforme d'ensemble du nucléaire en discussion avec la Commission Européenne au regard de la situation du monopole d'EDF quant à l'outil de production nucléaire en France, la CRE recommande de porter le plafond de l'ARENH à 150 TWh pour éviter de faire supporter aux consommateurs le surcoût lié à l'atteinte du plafond, aujourd'hui fixé à 100 TWh. En effet, dès lors qu'un fournisseur voit sa demande au titre de l'ARENH écêtée, il n'a d'autre choix que de se fournir sur le marché de gros où le prix du MWh est sensiblement supérieur aux 42 € du prix fixe de l'ARENH sauf période exceptionnelle comme celle de la crise sanitaire récente où le prix de l'ARENH a pu devenir supérieur au prix de marché. (<https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-considere-qu-une-reforme-de-l-arenh-est-souhaitable>). Voir tableau ci-après détaillant l'historique du prix spot moyen mensuel du MWh d'électricité.

Avec un prix attractif de 42 €/MWh, depuis quelques années (incluant une composante certificat de capacité), les demandes cumulées de tous les fournisseurs dépassent le plafond prévu de 100 TWh conduisant à un écêtement des allocations finales. La CRE a reçu pour l'année 2021 un total de demandes de 146,2 TWh d'électricité formulées par

81 fournisseurs (hors fourniture des pertes des gestionnaires de réseau et hors filiales d'EDF), très légèrement inférieur à la demande de 147 TWh déposée par 73 fournisseurs pour 2020, du fait d'anticipations de baisse de la consommation en 2021 liées à la crise sanitaire de la Covid-19. La Société comme tous les autres fournisseurs recevra une quantité d'ARENH égale à près de 68,4 % de sa demande, soit 18,5 MW (contre 13,2 MW en 2020) destinés à couvrir une part du « Ruban » (part de la consommation minimale et prévisible).

Le volume écrté devra être compensé par des achats sur les marchés financiers où le prix est souvent plus élevé, sauf situation particulière comme en 2020. La mesure de confinement en mars 2020 a provoqué une chute drastique de la consommation et par voie de conséquence, du prix spot du MWh par rapport aux prix habituellement constatés.

Evolution du prix moyen du spot de MWh depuis 2004

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Moyenne
2004	28,01 €	26,14 €	30,59 €	25,33 €	24,90 €	26,48 €	27,06 €	28,28 €	31,56 €	29,49 €	29,97 €	30,01 €	28,15 €
2005	31,46 €	40,21 €	50,34 €	40,64 €	36,05 €	44,33 €	47,62 €	34,94 €	45,85 €	47,39 €	61,64 €	77,52 €	46,50 €
2006	66,73 €	77,69 €	69,23 €	40,31 €	31,14 €	39,62 €	68,67 €	33,48 €	41,89 €	36,75 €	45,32 €	43,20 €	49,50 €
2007	34,34 €	30,38 €	26,99 €	29,55 €	30,19 €	28,28 €	29,79 €	27,08 €	34,78 €	62,17 €	88,33 €	68,11 €	40,83 €
2008	65,18 €	62,17 €	63,01 €	70,35 €	56,43 €	72,85 €	70,27 €	58,67 €	88,43 €	91,74 €	69,32 €	61,66 €	69,17 €
2009	63,21 €	49,31 €	37,26 €	34,57 €	30,78 €	33,97 €	36,09 €	35,89 €	40,16 €	70,10 €	40,47 €	44,20 €	43,00 €
2010	51,75 €	47,40 €	44,70 €	41,67 €	42,39 €	42,58 €	45,75 €	37,19 €	45,69 €	57,44 €	49,86 €	62,77 €	47,43 €
2011	51,29 €	53,62 €	54,15 €	50,12 €	53,52 €	43,40 €	37,37 €	41,03 €	49,99 €	52,25 €	55,46 €	45,10 €	48,94 €
2012	41,89 €	82,45 €	44,63 €	44,92 €	38,96 €	40,34 €	41,75 €	45,26 €	46,32 €	49,57 €	47,51 €	41,98 €	47,13 €
2013	50,64 €	54,46 €	57,74 €	45,94 €	31,44 €	23,39 €	34,36 €	35,18 €	43,30 €	44,58 €	49,11 €	49,71 €	43,32 €
2014	39,14 €	38,70 €	35,56 €	33,73 €	30,05 €	30,66 €	25,49 €	22,76 €	37,21 €	41,85 €	38,82 €	42,31 €	34,69 €
2015	41,33 €	50,15 €	43,78 €	39,54 €	26,48 €	32,10 €	37,95 €	32,16 €	37,45 €	44,96 €	41,71 €	35,13 €	38,56 €
2016	32,88 €	25,53 €	27,08 €	25,48 €	24,27 €	28,01 €	30,11 €	29,69 €	37,19 €	55,15 €	65,14 €	59,26 €	36,65 €
2017	78,00 €	51,16 €	35,41 €	34,77 €	34,23 €	32,71 €	34,64 €	32,01 €	36,96 €	49,69 €	63,43 €	56,77 €	44,98 €
2018	34,96 €	48,70 €	48,26 €	33,60 €	34,42 €	42,32 €	51,41 €	58,40 €	61,97 €	65,65 €	67,81 €	54,90 €	50,20 €
2019	61,16 €	46,62 €	33,88 €	38,08 €	37,21 €	29,21 €	37,66 €	33,39 €	35,54 €	38,61 €	45,94 €	36,46 €	39,48 €
2020	38,06 €	26,25 €	23,81 €	13,45 €	14,86 €	25,79 €	33,41 €	36,75 €	47,20 €	37,89 €	40,11 €	50,17 €	32,31 €
2021	59,36 €	49,08 €	50,22 €										

Dans le même temps, beaucoup de fournisseurs se sont donc retrouvés avec des couvertures excédentaires en droits ARENH achetées à 42 €. Souhaitant se libérer de leurs engagements, certains gros fournisseurs ont intenté des actions en justice envers EDF invoquant la force majeure et ont obtenu une interruption temporaire des livraisons ARENH.

L'accès à l'ARENH implique des dépôts de garanties auprès de la CDC en fonction des demandes formulées. Au 31 décembre 2020, le dépôt immobilisé à cette fin pour garantir les approvisionnements s'élève à 853 K€ ce qui représente 1,5 fois le volume mensuel de livraisons (soit environ 20 GWh). De plus, il expose la Société à un risque de pénalité par la CRE dès lors que les livraisons effectives sur les périodes prises en compte pour le dispositif s'avéraient inférieures à la demande formulée. Là encore, l'exactitude des prévisions de courbes de charge revêt une importance particulière.

• Les achats sur les marchés

Comme indiqué plus haut, l'accès direct aux marchés (futurs pour la couverture et spot pour l'équilibrage) est le mode d'approvisionnement offrant la plus grande souplesse et rapidité d'exécution. S'agissant de marchés organisés, il implique l'intervention d'un agent compensateur (« Clearing Bank ») qui supporte le risque de défaut d'une partie afin de garantir la sécurité et la bonne fin des transactions. Les principaux termes de l'accord conclu avec Keler en tant qu'agent compensateur et auquel une « Settlement bank » (banque de règlement) où la Société détient un compte courant est partie prenante, sont résumés ci-après.

Au titre de cet accord, la Société est tenue de :

- Disposer d'une autorisation d'exercer son activité ;
- Disposer d'un montant de capitaux propres minimum de 217 500 € (contrepartie en € de 75 millions de HUF) ;
- Effectuer des transactions pour compte propre ;
- S'acquitter des exigences de garanties définies : la garantie de base dénommée « Collateral » ainsi que les appels de marge. A défaut, elle pourrait être contrainte à des garanties financières supplémentaires (situation à laquelle elle n'a jamais été confrontée) ;
- Communiquer diverses éléments à KELER CCP dont des comptes annuels audités, dans les 6 mois de la clôture de chaque exercice.

A défaut, Keler CCP est en droit de :

- a) D'imposer des garanties financières supplémentaires à la Société ;
- b) Suspendre le droit à compensation, objet de l'accord ; ou
- c) Résilier l'accord.

Durée : Cet Accord ne prévoit pas de durée mais fixe en revanche des conditions de résiliation et/ou de suspension.

Suspension

- **A l'initiative de la Société :** La Société peut demander la suspension de l'Accord pour une période maximale de 6 mois dès lors qu'elle ne détient aucune position ouverte avant la date effective de la suspension.
- **A l'initiative de KELER CCP notamment dans les cas suivants :** dans l'attente de réception des documents faisant l'objet d'obligations de déclarations ou en cas de demande garantie financière supplémentaire et tant que la Société ne se sera pas acquittée de ces montants ;

Résiliation : Cet Accord peut être résilié dans les principaux cas suivants :

- **À la demande de la Société** dès lors qu'elle ne détiendrait pas de positions ouvertes et qu'elle s'est acquittée des frais exigibles à la date de cessation de l'accord ;
- **A l'initiative de Keler** notamment en cas de (i) perte par la Société de son autorisation d'exercer son activité de fournisseurs d'énergie, (ii) en cas de défaut du paiement par la Société de ses dettes de compensation envers KELER pendant 3 mois.

Rémunération : En contrepartie de cet Accord, KELLER CCP perçoit une rémunération composée d'abonnement fixe et de montants variables en fonction des transactions réalisées. Au titre de 2020, le montant facturé à la Société s'est élevé à environ 27 K€.

Les principales garanties financières concernent :

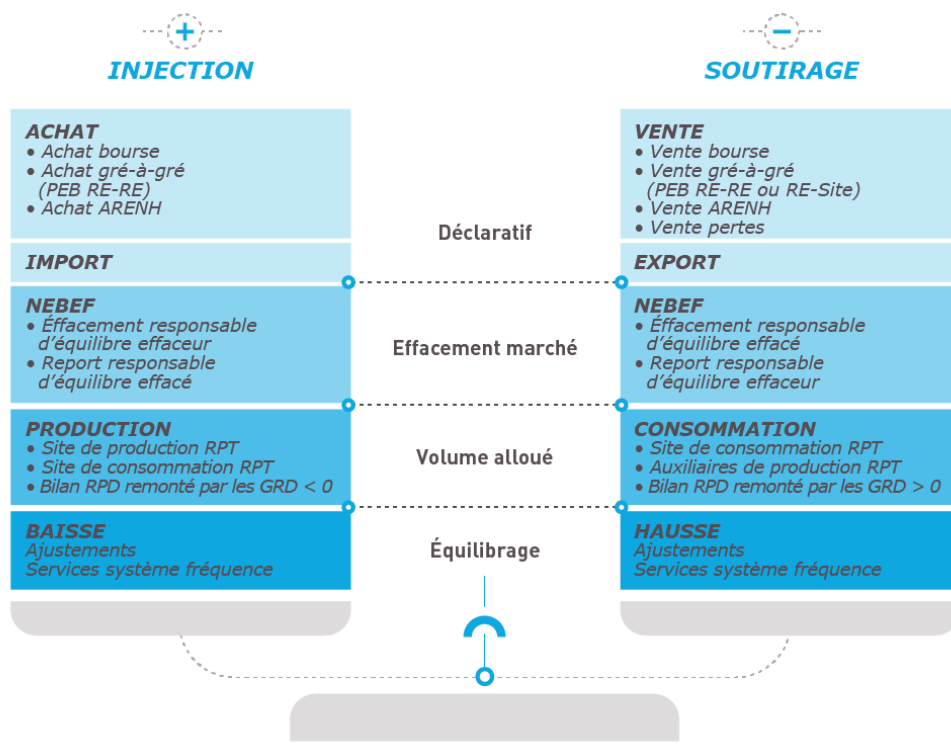
- Le poste « **collateral trading** » est une somme immobilisée auprès d'une banque au profit de l'agent compensateur pour les transactions effectuées sur les marchés de gros. Cette somme conditionne le montant maximal du volume d'intervention de la Société par jour ou pour plusieurs jours (dans le cas d'un weekend prolongé par exemple). Elle s'élève à 400 K€ au 31 décembre 2020 en augmentation sensible par rapport au 31 décembre 2019 (+120 K€) en lien direct avec l'accroissement des volumes d'électricité à livrer et l'agrément pour le marché du gaz naturel. Ce montant représente un équivalent de l'ordre d'une semaine d'approvisionnement sur le marché Spot en électricité et en gaz. Tout déblocage partiel a pour effet direct de limiter les volumes d'intervention possibles. Un déblocage total conduirait de fait à ne plus pouvoir s'approvisionner sur le marché. Un versement complémentaire de 50 K€ portant le montant total à 450 K€ a été effectué récemment suite à l'autorisation obtenue d'intervenir sur le marché Spot du gaz et aux enchères des Garanties d'Origine ;
- Le poste « **initial margin** » : son fait générateur est le passage d'ordres. Son montant dépend donc des positions prises et de la volatilité des sous-jacents. L'expiration du produit (livraison) ou le passage d'un ordre opposé "libère" l'initial margin. Il s'élève à environ 20% de la valeur du contrat. L'initial margin évolue tous les jours en fonction de l'évolution des prix des sous-jacents, de leurs volatilités et des positions prises. Ce poste est considéré comme une disponibilité du fait qu'à l'expiration du « Future » ou en cas de revente, l'initial margin associé au « Future » est débloqué. Son montant au 31 décembre 2020 s'élevait à 476 K€ et à 231 K€ au 31 mars 2021) ; Depuis la séparation entre la « Clearing Bank » et le « Settlement Bank » pour des raisons de compliance, l'« Initial margin » est versée dans un compte chez Keler. Une fois la position débouclée, les montants sont transférés dans le compte couvert ouvert chez MKB.

Le poste « **margin call** » exprime les variations quotidiennes du prix des positions et est donc lié à la taille de la position, au contrat et aux variations des prix de clôture. Suivant la position (long / short) et la variation du sous-jacent (hausse / baisse), il en résulte un montant positif / négatif qui donne lieu à une variation de trésorerie le lendemain matin.

- **Une obligation d'équilibrage**

Chaque mois, un bilan de l'équilibrage est établi par le gestionnaire de réseau (RTE pour l'électricité, GRT Gaz et TERECA pour le gaz). Ayant choisi d'être responsable d'équilibre de son périmètre de clients (ce que certains acteurs

sous-traitent à des tiers spécialisés), la Société se voit facturer des écarts dès lors que ses livraisons effectives ne sont pas en parfaite adéquation avec ses achats (comptant et à terme). Le prix du MWh facturé par le gestionnaire de réseau sera appréhendé à la fois par rapport à la situation de la Société et au niveau national par pas demi-horaire pour l'électricité et journalier pour le gaz.



Composantes du calcul des écarts de responsable d'équilibre

<https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/devenir-responsable-d-equilibre/le-prix-de-reglement-des-ecarts-de-responsable-d-equilibre.html>

Pour chaque pas demi-horaire, le **PRE** (prix de règlement des écarts) est calculé en fonction de la tendance d'équilibrage, du prix moyen pondéré des activations (PMP) et du signe de l'écart du responsable d'équilibre (positif ou négatif).

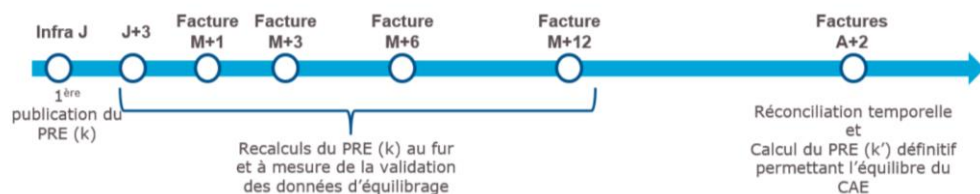
L'écart est dit positif (respectivement négatif) si le solde (injection – soutirage) du périmètre du responsable d'équilibre est positif (respectivement négatif). En cas d'écart positif (respectivement négatif), le responsable d'équilibre est rémunéré (respectivement facturé) par RTE

En tout état de cause, quel que soit leur sens, le paiement d'écart impactera la marge brute de la Société et ce plus ou moins selon la période. Ce mécanisme incite les fournisseurs à s'équilibrer au mieux.

Au titre de 2019, la Société a dégagé un écart négatif cumulé de 0,5 GWh (livraisons d'énergie supérieures aux approvisionnements effectués). RTE qui a assuré la continuité de fourniture d'électricité a donc été amené à facturer à E-PANGO un écart qui se traduit pour la Société par un surcoût de l'ordre de 80 K€ sur l'année considérée.

En revanche, la situation a été inverse en 2020 avec un écart positif imputable aux difficultés de modélisation rencontrées au cours de la seconde période de confinement ayant généré des comportements très atypiques et erratiques de clients. L'écart porte sur 28,7 MWh concentré sur le dernier trimestre pour la raison évoquée ci-avant. Le surcoût s'est élevé à environ 289 K€ sur l'exercice 2020 au cours duquel le taux de marge brute a néanmoins progressé.

Par ailleurs, compte tenu des délais de relevé des consommations pour les clients non dotés d'un compteur connecté, RTE peut revoir l'équilibre mensuel jusqu'à 24 mois après la période concernée, certaines EDL n'ayant pas encore finalisé d'installer des compteurs communicants ou certains pouvant aussi connaître des pannes.



Chronologie de l'évolution du Prix de Règlement des Ecart

2.2.2.5.5 Le sourcing en gaz

L'intégralité des approvisionnements en gaz dont la fourniture n'a démarré qu'en novembre 2020 est faite à travers deux contrats de gré à gré.

Ce mode d'approvisionnement est privilégié car d'une part, la volatilité du prix du gaz est moindre par rapport à celle de l'électricité ce qui n'impose pas les mêmes ajustements de couverture sur le marché comptant, et d'autre part, il a pour double avantage de ne pas mobiliser de ressources financières (mais en revanche, nécessite généralement l'obtention de garanties bancaires) et de pouvoir bénéficier d'un crédit fournisseur moyen de 30 jours (alors qu'un paiement comptant est impératif sur les marchés).

A ce jour, la Société traite avec deux acteurs significatifs dans le domaine du gaz. Les relations contractuelles sont organisées en deux temps avec :

- Un contrat-cadre définissant les droits et obligations de chaque partie mais sans engagement de chiffre d'achats ;
- Puis, en fonction de ses besoins, la Société émet une « Nomination » (équivalent de bon de commande fixant la prévision de consommation et donc, la quantité d'achats)) prévoyant plusieurs données clés :
 - o La période de livraison
 - o Le volume
 - o Le prix fixé
 - o Le point de livraison et le gestionnaire de réseau concerné ; et enfin
 - o La taille du Bloc contractuel journalier (en MWh).

Le premier contrat cadre a été conclu avec Axpo le 1^{er} septembre 2019 pour une durée indéterminée (sauf cas de résiliation anticipée). Les livraisons effectuées le mois N sont payables le 20 du mois suivant.

Le second contrat cadre a été conclu avec Solvay Energy Services le 10 décembre 2020 et prendra fin le 1^{er} janvier 2023 (sauf cas de résiliation anticipée). Les livraisons effectuées le mois N sont payables le 20 du mois suivant.

Le total des garanties bancaires demandées par ces acteurs s'élève à 250 K€ au 31 décembre 2020 et à 750 K€ début avril 2021 à la suite de la prise d'effet du second contrat.

Le volume d'achat (qui couvre plusieurs années) est plafonné en fonction des garanties bancaires apportées par la Société.

Ces contrats sont des contrats « EFET-European Federation of Energy Traders » comportant des clauses standards relatives :

- a) A l'exercice de la clause « *force majeure* »
- b) Au cas de défaillance d'un des deux parties à injecter / soutirer le gaz naturel
- c) Au cas de « *Market Disruption Event* »

Les conditions de résiliations peuvent être mises en œuvre :

- En cas de « difficulté matérielle » comme un retard de paiement ou un retard dans la mise en place d'une garantie bancaire
- En cas d'évolution de la situation juridique (sauvegarde, redressement judiciaire, liquidation)

Les résiliations peuvent être mises en œuvre suivant les cas dans un délai de deux jours (« early termination ») à trente jours (« ordinary termination ») avec mise en œuvre de pénalités / indemnités financières selon les conditions

habituelles des contrats EFET à savoir la prise en compte de l'écart du « *settlement price* » entre la date de signature du contrat d'achat/vente et la date de résiliation effective, d'une part, et des volumes restant à livrer, d'autre part.

2.2.2.6 Autres approvisionnements

Les autres approvisionnements sont de deux natures pour la fourniture d'électricité :

- **Les certificats de capacité**⁹ pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité en période de pointe. Ils peuvent être achetés soit lors d'enchères organisées tous les deux mois sur le marché EPEX SPOT ou via des courtiers. E-PANGO, après avoir participé aux enchères organisées par EPEX SPOT, recourt dorénavant à des courtiers pour se fournir en certificats de capacité. Ceux-ci font l'objet d'une facturation individualisée au niveau des clients, la difficulté résidant dans le fait que cette facturation se fait sur la base d'une estimation ex ante alors que la Société doit répondre aux obligations de capacité ex-post.
- **Les certificats d'origine ou garanties d'origine verte**¹⁰ : Afin de livrer une part d'électricité verte, la Société achète des Garanties d'origines sur le marché Powernext (groupe EEX) dont elle est membre depuis janvier 2019. Ces garanties peuvent être échangées jusqu'à trois ans dans le futur. Le principe est le même pour le gaz vert (biogaz), la structuration des garanties d'origine étant en cours au niveau français.

Probablement dès 2022 ou 2023, la Société devrait être également concernée par les CEE (Certificats d'Economie d'Energie) si les projets d'évolution de la réglementation se concrétisent. Se reporter à la section 2.2.3.1.5.

Concernant le gaz dont la fourniture n'a démarré que fin 2020, et face à la montée en puissance des livraisons, la Société est amenée à procéder à des réservations de capacité de stockage en vue des livraisons pour l'hiver 2021/2022 ce qui a impliqué la production d'une garantie bancaire s'élevant à environ 110 K€.

2.2.2.7 Une équipe dédiée et des process de contrôle

Les approvisionnements sont placés sous la responsabilité de Philippe Girard mais au total, 3 personnes sont habilitées à intervenir soit sur tous les marchés, soit sur certains marchés. Cette duplication est nécessaire pour se prémunir en cas d'indisponibilité fortuite d'un des intervenants.

Par ailleurs, cela permet un contrôle mutuel des actions effectuées sur le marché des futures. Toute opération effectuée sur la plateforme par un participant est automatiquement connue de l'autre participant indépendamment de la spécialisation du participant (gaz, électricité).

En dehors des possibilités prévues par EEX pour annuler une erreur de prise de position (l'annulation doit être faite dans un délai de 10 minutes), la prise de position « anormale » par un participant est rendue difficile par le volume de trading de la Société qui dépend du montant du collatéral (cf. paragraphe précédent), et aussi dans une moindre mesure par la liquidité limitée (les offres proposées en permanence dépassent rarement 10 MW) limitant aussi l'impact d'une prise de position « anormale ».

Dans une logique d'améliorer les processus de contrôle interne dans un contexte de prochaine cotation en bourse, le conseil d'administration du 27 mai 2021 a décidé de la création d'un comité spécialisé « d'audit et des risques ». Celui-ci aura notamment pour mission prioritaire le réexamen d'une matrice des risques élaborée dès 2018 et dont une mise à jour est présentée au chapitre 3 du présent Document parmi lesquels le risque lié au sourcing qui constitue un point de vigilance particulier.

⁹ Sur ce mécanisme se reporter à la section 2.2.3.1.4

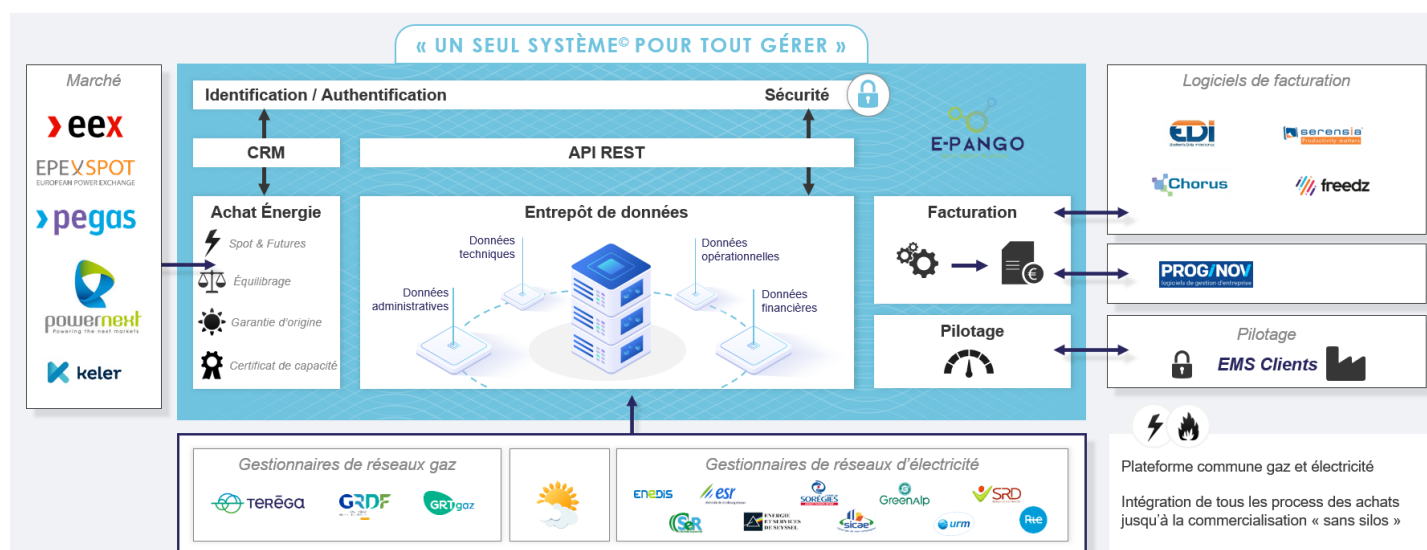
¹⁰ Sur ce mécanisme se reporter à la section 2.2.3.1.5

2.2.2.8 UNE INFRASTRUCTURE TECHNOLOGIQUE PROPRIETAIRE CLE DE VOÛTE DE L'ORGANISATION

E-PANGO s'est dotée dès sa création d'une plateforme intégrée 100% propriétaire plaçant la « Data » au cœur du système. Initialement conçue pour la fourniture d'électricité, l'équipe IT a adapté la plateforme en moins de 6 mois pour y intégrer l'activité gaz. Le choix de rendre cet outil agnostique à la source d'énergie était particulièrement important pour la Société, car c'est ce qui lui permet aujourd'hui, non seulement, d'optimiser ses coûts, mais aussi de mieux répondre aux besoins des clients duals (énergie, gaz) et multi-sources d'approvisionnements sans devoir engager deux phases d'intégration au système du client et le contraindre à gérer deux codes d'accès différents. Ce cœur technologique fiable, robuste et sécurisé constitue un avantage clé pour la Société qui peut bénéficier d'une réactivité optimale avec un effectif limité grâce à un fonctionnement opérationnel fortement digitalisé. La scalabilité de la plateforme permet d'accueillir une forte augmentation de la volumétrie des opérations avec une structure de coûts fixes limités contribuant à une amélioration sensible de la rentabilité.

- **La « data » au cœur de la plateforme**

Le schéma ci-dessous présente la cartographie du système d'information de la Société dont l'architecture homogène (et non par silo) est la clé de la performance.



Il gère la collecte d'un très grand flux de data, leur traitement et leur mise à disposition via des API à travers quatre prismes différents (CRM, Front Office, Middle Office et Back Office), le tout associé à une couche de sécurité (identification/ authentification). Le BPM (Business Process Management) est le cœur qui processe le cadencement de la remontée des informations et en assure le traitement. Les informations traitées vont ensuite pouvoir être restituées autour de cinq usages clés pour la Société.

- **Une multitude de données collectées issues de diverses sources**

Le système collecte en permanence et selon un cadencement contrôlé, un nombre considérable de données :

- Les données relatives à la consommation historique des clients et des prospects (avec leur accord préalable) afin de formuler une offre tarifaire. Parmi toutes ces données techniques : les flux de consommation par poste horaire, les index de consommation qui permettent de reconstituer des courbes de charge mais également tous les éléments nécessaires à la Société pour établir les factures (options tarifaires, coefficients thermiques pour le gaz, etc.). Ces données sont collectées auprès des gestionnaires de réseaux, les historiques (ENEDIS pour l'électricité et de GRDF pour le gaz) mais également diverses ELD auxquelles sont rattachés des clients ;
- Des données macro-économiques relatives à la consommation, la production industrielle ... ;
- Des données météo collectées auprès d'une quarantaine de sources (nationales et régionales) notamment utilisées pour prévoir les consommations de chauffage ou climatisation (thermo sensibilité de la consommation), les capacités de production solaire en fonction de l'ensoleillement... ;

- Des données boursières relatives au prix de l'énergie sur les marchés comptant et à terme sur les marchés EEX et EPEX SPOT avec un historique du prix spot depuis 2005 (aujourd'hui indisponible) ;
- Des données RTE relatives à la production d'énergie solaire, nucléaire...etc.

La combinaison de toutes ces données constitue le cœur de la valeur ajoutée de la Société par leur contribution à l'établissement du pricing des offres et de recommandations en matière de couverture des livraisons à effectuer.

A ce titre, il est précisé que l'exploitation des données de consommation de chaque client fait l'objet d'un accord préalable de la part de chacun. Ces données sont mises à disposition par chaque prospect et/ ou transmises avec l'accord préalable du client par son gestionnaire de réseau qui est propriétaire des compteurs de collecte des données. Ces dernières sont en revanche la propriété des clients mais sont exploitées par la Société. Selon que le contrat résulte d'un appel d'offres ou pas, les données sont conservées dans la limite autorisée par l'appel d'offre (généralement 6 mois à compter de la fin de l'appel d'offre) ou le contrat. Au-delà de ce délai, la référence aux points de livraison dans les courbes de charge est supprimée. Les données sont alors conservées de manière anonyme, ce qui lui permet à la Société de conserver des informations en les rattachant uniquement à un secteur d'activité, sauf à ce que le client en demande l'effacement. Une fois par an, le gestionnaire de réseau extrait des points de points de livraison (échantillon de 60 à 80 points) et procède à des contrôles auprès des fournisseurs d'énergie. La Société doit alors être à même de lui transmettre l'accord des clients concernés par la sélection du gestionnaire de réseau.

- **De multiples usages des informations traitées**

Les fonctionnalités de la plateforme E-PANGO sont accessibles en fonction des rôles utilisateurs interne ou externe et se décomposent en 5 points d'entrées cumulatifs. L'accès à l'information est donc filtré en fonction de ces derniers (étanchéité de l'information)

- CRM (Customer Relationship Management) : Il centralise toutes les informations relatives à chaque client (administratives, facturation détaillée et surtout l'ensemble des data transmises par les gestionnaires de réseau). Cet outil est accessible aux différents profils clients via un extranet sécurisé. Certaines fonctionnalités spécifiques peuvent être rapidement développées à la demande des clients.
- Front Office : Il permet d'accéder aux outils exploratoires des données collectées. Les utilisateurs habilités peuvent analyser en détails une modélisation de prix pour un client, visualiser les données collectées (multi courbes, multi échelles), accéder à l'historique (courbes et tableaux) des données EEX et EPEX SPOT ainsi qu'aux plateformes de trading.
- Middle-Office : La collecte auprès des gestionnaires de réseau conduira à l'établissement de la facturation de manière extrêmement détaillée ce qui permettra également d'extraire toutes les informations utiles à l'établissement automatique des déclarations relatives au reversement aux divers ayants-droits (gestionnaire de réseau, état, communes, départements, douanes...) des sommes encaissées au titre de l'acheminement (utilisation des réseaux) et des taxes spécifiques aux deux énergies. En 2021, près de 6 500 factures sont établies mensuellement contre 10 en 2018 ;
- Back-Office : Il est destiné aux seuls administrateurs de la plateforme E-PANGO et permet la gestion fine des utilisateurs (les accès client peuvent être créés au niveau de la CRM, mais la gestion fine de ceux-ci se fait dans le Back-Office), la configuration des éléments de facturations (paramétrage des CosPhi par ELD, services Chorus, ARENH, certificat de capacité, etc...), la gestion des profils types à partir de clients exerçant une activité industrielle similaire (ex : la courbe type de consommation d'une boulangerie) mais aussi la gestion des profils Enedis et GRDF encore en vigueur.
- Pilotage EMS : Le système collecte les data des installations d'autoproduction / stockage comme le niveau de charge (batterie, production solaire...), les traite et ensuite, restitue des instructions de pilotage de l'optimisation de la flexibilité au boîtier connecté au Smart Grid sur le site client.

- **Un « data warehouse » au cœur des opérations**

Grâce à son interopérabilité, la plateforme d'E-PANGO est interconnectée avec les systèmes d'information de très nombreux acteurs contribuant ainsi à la proposition de valeur de la Société. Tous accèdent de manière sécurisée et dans la limite de leurs besoins respectifs, au cœur de la data entreposée qu'ils viennent selon le cas enrichir au quotidien ou utiliser. Le « DataWarehouse » est aujourd'hui une base de données documentaires particulièrement riche embarquant :

- Plus de 230 000 documents ;
- Plus de 30 000 factures établies de façon automatisée (avec un taux de rejet client inférieur à 1 pour mille) qui se déversent directement dans le système comptable de la Société avec une affectation directe de toutes les composantes de la facture ;
- Un historique de près de 2 500 courbes de charges actualisées régulièrement dès lors que le client est encore actif ; et
- Un historique du prix Spot depuis 2005 et de données RTE depuis 2006 (data relative à de multiples informations sur les production éolienne, nucléaire, gaz...) alors qu'à la suite d'une modification de leur système, ces informations ne sont plus disponibles que depuis 2015.

Ces trois derniers points constituent un actif particulièrement précieux dans la mesure où ils sont la clé du pricing en réponse à des appels d'offres pour apporter une réponse la plus personnalisée possible au futur client.

Une interconnexion existe notamment avec :

- 10 gestionnaires de réseaux de distribution dont ENEDIS et GRDF mais aussi des entreprises locales de distribution telle que Gérédis ou encore Strasbourg Électricité Réseau. Ces dernières ont souvent des process nettement moins industrialisés que les nationaux ce qui a été une vraie barrière à surmonter pour réussir leur intégration. Le fait d'être connecté avec ces distributeurs locaux permet à E-PANGO de se positionner sur des appels d'offre d'entreprises qui ont des points de livraison dans différents endroits de l'hexagone ;
- 40 interfaces de programmation applicative (API), privées pour les besoins de la Société (comme l'EMS) et publiques pour par exemple, la mise à disposition directe auprès de clients (en machine to machine sans autre interface) de toutes les data les concernant. Auparavant, ils devaient en faire la demande à EDF qui avec délai, ne transmettait que des données chiffrées papier difficilement exploitables ;
- 10 scripts quotidiens de récupération de données dont celles d'ENEDIS pour garantir la fraîcheur des courbes de charge des sites des clients actifs ou encore celles d'EEX pour les prix sur les marchés ;
- 4 plateformes de dépôt de factures déversant de façon automatisée les factures des clients adhérents à celles-ci comme Chorus pour les clients du secteur public, Serensia et Freedz pour les clients du secteur privé ou encore des dépôts EDI sur la plateforme E-PANGO pour une mise à disposition au client en machine to machine des factures.

- **Un système sécurisé**

L'identification et l'authentification des personnes qui peuvent avoir accès à la plateforme ainsi que la sécurité globale du système sont des sujets majeurs pour le bon fonctionnement des opérations de la Société et la confiance de ses clients. Les accès des clients sont définis, suivant le cahier des charges du client par point de livraison avec des autorisations d'accès distincts suivant l'organisation des services du client lequel a généralement plusieurs points de livraison et des services administratifs.

Le data warehouse est virtualisé et hébergé chez un acteur spécialisé, ClaraNet, qui en assure la sécurisation et la sauvegarde à travers un historique rotatif de 7 jours (en plus d'une sauvegarde quotidienne complète par l'équipe informatique pour des raisons évidentes de développement). Le code source de l'application est conservé sur 2 plateformes dédiées au code (dont une hébergée dans nos bureaux et répliquée). La Société assure quant à elle la sécurisation de l'accès à la plateforme pour éviter le vol de données (à travers notamment le cryptage de données) et en assurer le bon fonctionnement. En cas de problème grave (type incendie) le plan de secours consiste alors à :

- Déployer le data warehouse virtualisé sur un nouveau serveur physique par ClaraNet (dans un autre de leur data center). Claranet n'a toutefois pas de SLA en cas de force majeure, mais comme le serveur est virtualisé, celui-ci est sauvegardé par les process interne de Claranet.
- Redéployer le code applicatif de la Société (si nécessaire)
- Mettre à jour les DNS relatifs à son nom de domaine.

Se reporter à la section 3.2.2 relative au risque de défaillance des systèmes informatiques.

2.2.3 LES PRINCIPAUX MARCHÉS

La Société intervient sur les marchés de l'électricité et du gaz dont un panorama est dressé ci-après ainsi qu'une présentation synthétique du cadre réglementaire qui leur sont applicables.

2.2.3.1 PANORAMA SYNTHETIQUE DU MARCHE DE L'ELECTRICITE EN FRANCE

2.2.3.1.1 Organisation¹¹

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie a été engagée dès 1996, avec l'adoption d'une première directive européenne concernant l'électricité, suivie d'une directive sur le gaz en 1998, avec pour objectif de construire un « marché intérieur de l'énergie » à l'échelle de l'Union européenne au détriment des marchés nationaux monopolistiques fonctionnant indépendamment les uns des autres. La concurrence en Europe avait pour but de favoriser la baisse des tarifs pour le consommateur tout en augmentant la qualité de service. Elle visait également à construire des fournisseurs de dimension européenne capable de rayonner à l'international.

Dans ce dessein, trois grands principes ont été retenus : la liberté de choix du fournisseur pour les consommateurs, la liberté d'établissement pour les producteurs, et le droit d'accéder aux réseaux de transport et de distribution d'énergie (c'est-à-dire les lignes électriques), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires pour tous les utilisateurs des réseaux.

Cette ouverture au marché et la régulation de la filière électrique en France sont régies par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité dite « loi NOME » qui s'articule notamment autour de :

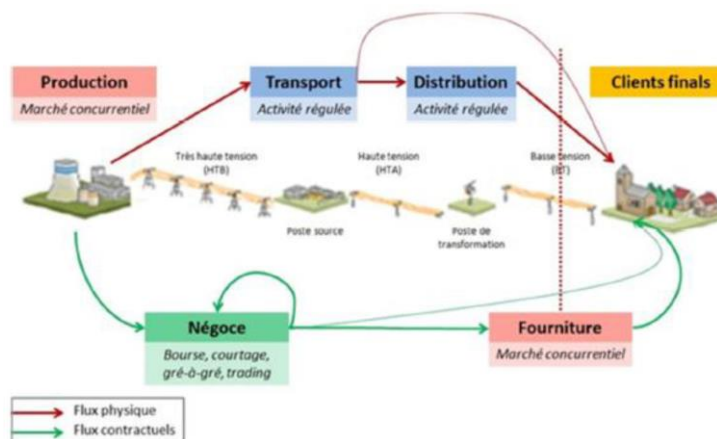
- La régulation de l'accès à l'électricité produite par EDF dans ses centrales nucléaires par ses concurrents : la loi a imposé à EDF, de céder, à un prix défini par un arrêté¹², 100 TWh par an (soit environ 25%) de sa production d'électricité d'origine nucléaire à ses concurrents dans le cadre d'un dispositif adhoc dénommé « ARENH » (Se reporter à la section 2.2.2.5.4) ;
- L'obligation pour les fournisseurs de produire ou de s'assurer qu'une quantité d'électricité suffisante pour répondre à la demande sera produite notamment pour les périodes de pointe (Se reporter à la section 2.2.3.1.4) ;
- L'obligation de réglementer les tarifs pour les petits consommateurs et de prévoir la suppression progressive de ces tarifs pour les non-résidentiels ; et
- La possibilité pour les consommateurs de pouvoir choisir leur fournisseur et d'en changer librement, sans délai, ni pénalité.

L'année 2007 marque donc un tournant historique dans l'histoire du marché de l'électricité, avec la fin du monopole d'EDF et l'ouverture à la concurrence pour l'ensemble des consommateurs.

Suite à la loi NOME, tous les segments de la production et de la commercialisation de l'énergie se sont ouverts à la concurrence pour passer d'une production centralisée à une production au plus près des lieux de consommation. Toutefois, le monopole naturel de EDF persiste néanmoins sur le transport et la distribution de l'électricité, via RTE et ENEDIS, en raison du souhait de l'État de garder le contrôle sur l'équilibrage permanent du réseau électrique. De manière synthétique, la structure du marché de l'électricité en France se présente comme suit (Source : *Cour des Comptes*) :

¹¹ <https://www.energie-info.fr/l-electricite-et-le-gaz-en-france/>

¹² Arrêté ministériel du 17 mai 2011 publié au JO le 20 mai 2011 (<https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000024034859/>)



2.2.3.1.2 Principales catégories d'acteurs du marché

- **Les producteurs d'électricité**

Les producteurs d'électricité exploitent des centrales nucléaires ou thermiques classiques (au fioul, au gaz naturel, au charbon) et des sources d'énergies renouvelables (centrales hydrauliques, éoliennes, panneaux photovoltaïques, biomasse). Ils sont situés en France ou en Europe, les réseaux d'électricité étant interconnectés. Le développement des énergies renouvelables a élargi le profil des producteurs d'électricité qui comptent à la fois des opérateurs historiques comme EDF en France et une multitude d'intervenants de taille et de puissance financières très disparates allant de Total Direct Energie jusqu'à des microstructures disposant de leurs propres implantations de type solaire, éolienne ou autre destinées à minima à s'auto-alimenter totalement ou partiellement, voire à injecter un solde d'énergie produite mais non consommée dans le réseau.

- **Les gestionnaires de réseaux**

A l'instar d'un réseau routier où co-existent des autoroutes et des routes secondaires, le réseau d'électricité se décompose en deux types de réseaux complémentaires pour relier les producteurs et les consommateurs :

Les réseaux de transport sont les grandes infrastructures qui répartissent l'énergie sur l'ensemble du territoire (les « autoroutes » de l'énergie). Exploités par un gestionnaire unique, Réseau de Transport d'Electricité – RTE pour l'électricité, ces réseaux transportent de l'électricité Très Haute Tension (THT) à travers de longues distances. Puis, à proximité des lieux de consommation, l'électricité est acheminée vers les réseaux de distribution. Si certaines grandes entreprises sont directement alimentées depuis le réseau de transport, pour la plupart des consommateurs, la tension de l'électricité doit d'abord être abaissée. Pour l'électricité des transformateurs sont alors installés entre les réseaux Haute Tension et Moyenne Tension.

Les réseaux de distribution sont les mailles qui, connectées au réseau de transport, répartissent l'énergie entre plusieurs communes et, au sein d'une même commune, entre plusieurs habitations. Ces réseaux appartiennent aux collectivités locales. Le principal gestionnaire de réseau de distribution électrique est Enedis (anciennement ERDF) pour 95% des communes. La gestion des 5% restant étant assurée par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) au nombre d'environ 140 début 2021 pour l'électricité. Les gestionnaires de réseaux ne sont pas soumis à la concurrence et restent en monopole sur une zone géographique donnée. Ils sont responsables de la qualité de l'énergie (à un niveau identique quel que soit le fournisseur) en garantissant :

- La continuité de l'énergie livrée ;
- L'entretien du réseau et des services de dépannage permanents ; et
- La réalisation de prestations techniques, comme l'entretien et le relevé des compteurs.

Les contrats d'accès au réseau

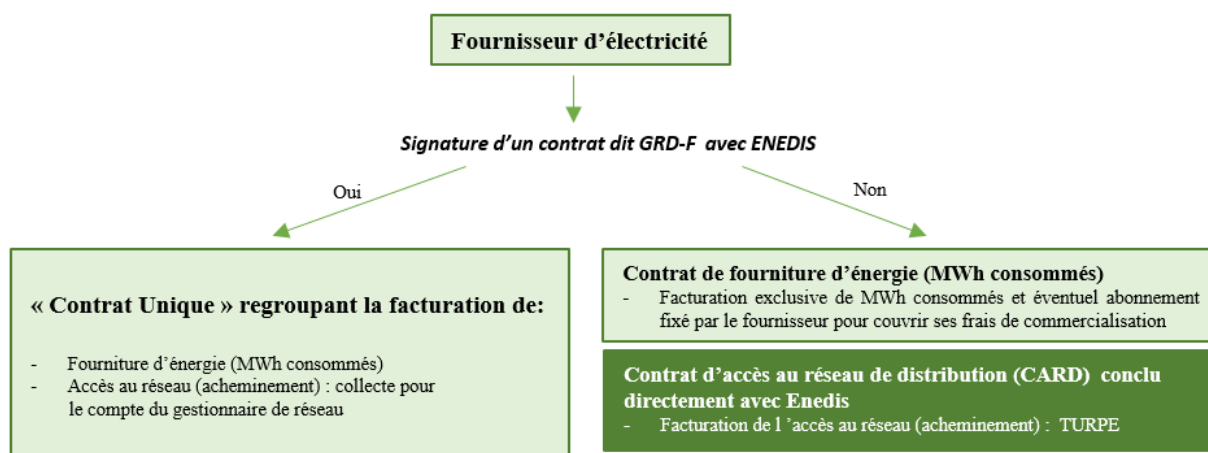
Tous les acteurs connectés au réseau d'électricité doivent s'acquitter d'un coût d'accès au réseau couvrant l'acheminement définis par le TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (Se reporter à la section 2.2.3.1.3). Ils doivent en plus, conclure un contrat pour la fourniture de l'énergie consommée par chaque point de livraison d'énergie. Si le fournisseur d'énergie a conclu un contrat GRD-F (Gestionnaire De Réseau-Fournisseur) avec Enedis ou une ELD, il pourra proposer à ses clients de conclure un contrat dit « Unique » par lequel il collectera pour

le compte du gestionnaire la TURPE qu'il lui reversera intégralement en contrepartie d'une rémunération. A défaut, chaque consommateur devra conclure deux contrats distincts, un pour l'accès au réseau et un pour la seule fourniture.

• Les fournisseurs d'énergie

Les fournisseurs d'énergie sont chargés de la vente et de la gestion du contrat d'électricité auprès des clients finaux après s'être approvisionnés auprès de producteurs pour ceux qui ne disposeraient pas de leur propre production. Suite à l'ouverture du marché, coexistent l'opérateur historique EDF et les fournisseurs alternatifs dont fait partie E-PANGO ainsi que certaines ELD. Pour les zones couvrant plus de 100 000 clients, elles ont alors l'obligation de séparer leurs activités de gestionnaire de réseau (également appelé distributeur) et de fournisseur d'énergie dans des structures distinctes.

Chaque fournisseur pourra selon le cas proposer des contrats de fourniture d'énergie selon deux modalités :



Au 1^{er} mars 2021, 84 fournisseurs dont E-PANGO ont conclu un contrat avec ENEDIS leur permettant de proposer à leurs clients des contrats uniques couvrant la fourniture et l'acheminement de l'énergie (<https://www.enedis.fr/liste-des-fournisseurs-deelectricite>). Le client aura pour seul interlocuteur son fournisseur d'énergie qui servira d'interface avec le gestionnaire de réseau. A l'inverse, si le client a opté pour un contrat CARD (Moins de 0,5% des clients de la Société mais les plus importants en termes de consommation), il bénéficiera également d'une relation directe avec le gestionnaire. Ce choix peut s'avérer pertinent pour des activités nécessitant de fréquentes interactions avec le gestionnaire, compte tenu de leur extrême sensibilité à la qualité du signal électrique (sensibilité aux microcoupures, variations de tensions). Il s'agit surtout de très gros consommateurs d'énergie car ce choix implique une facturation importante de la composante annuelle de gestion de la TURPE comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

	Tension	Gestion en €/an	Comptage en €/an	Soutirage fixe	Soutirage variable	Exemple	Cout fixe annuel
C1	HTB	8 855.68	3 061.92	0.60 €/kW à 18.22 €/kW	0.40 à 2.36 cts/kWh	12 000 kW - LU	230 557 €/an
C2	HTA	367.32	564.72	0.96 €/kW à 18.75 €/kW	0.87 à 4.15 cts/kWh	1 200 kW- LU	19 375 €/an
C3	HTA	367.32	564.72	0.96 €/kW à 18.75 €/kW	0.87 à 4.15 cts/kWh	600 kW - CU	2 888 €/an
C4	BT SUP	183.60	438.00	1.18 €/kVA à 20.51 kVA	1.82 à 5.83 cts/kWh	120 kVA - CU	18 74 €/an
C5	BT INF	13.44	20.88	5.40 €/kVA à 62.52 €/kVA	1.04 à 7.78 cts/kWh	12 kVA - CU	106 €/an

• Les acteurs du marché de gros

Le marché de l'électricité se décompose en un marché de détail et un marché de gros. Le marché de détail est celui où s'opère la fourniture d'électricité aux clients finaux quelques soient leurs typologies (entreprises ou particuliers) et à travers des offres réglementées ou des offres de marché. Le marché de gros désigne celui où les fournisseurs négocient l'électricité à livrer à leur portefeuille de clients respectifs via le réseau. Ce marché de gros tient une place centrale dans le fonctionnement du système électrique français : il permet en effet d'assurer l'équilibre entre l'offre (partie amont alimentée à près de 95% par des sites de production, le solde provenant d'importations d'autres pays européens) et la demande (partie aval où près de 75% de l'électricité soutirée du réseau est destinée à la consommation finale, le solde étant dédiée aux exportations).

Plusieurs profils d'acteurs interviennent sur ce marché de gros :

- Les producteurs qui négocient et vendent la production de leurs centrales électriques ;
- Les fournisseurs qui négocient et s'approvisionnent en électricité et la vendent ensuite à leurs clients finaux pour leur consommation ;
- Les négociants qui achètent pour revendre (ou inversement) et favorisent ainsi la liquidité du marché ;
- Les opérateurs de réseaux de transport et de distribution pour couvrir leurs pertes
- Les opérateurs d'effacement (se reporter en section 2.2.3.1.4) qui valorisent la consommation évitée de leurs clients.

Les échanges peuvent être réalisés soit directement (c'est-à-dire de gré à gré), soit de façon intermédiée via des courtiers et des marchés financiers organisés.

Les bourses proposent à leurs membres une plateforme de négociation d'ordres d'achat et de vente d'énergie. Leur objectif principal est d'assurer un mécanisme de formation de prix de gros transparent et fiable sur le marché de l'électricité en faisant coïncider l'offre et la demande à un prix équitable et en s'assurant que les transactions passées sur la bourse seront finalement livrées et payées. Plusieurs types de produits sont négociés répartis sur deux marchés : le marché au comptant et le marché à terme.

Marchés au comptant (« Spot ») : Les marchés au comptant se présente sous deux formes.

- Veille pour le lendemain (**day-ahead**) : organisés suivant une procédure d'enchère à l'aveugle, les membres de la bourse y entrent leurs ordres jusqu'à la veille de la livraison. La bourse apparie (accorde) une fois par jour les courbes de l'offre et de la demande et calcule leur intersection pour chacune des 24 tranches horaires quotidiennes du jour suivant. (<https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#day-ahead-and-intraday-the-backbone-of-the-european-spot-market>)
- Infra-journalier (**intraday**) : les ordres y sont traités en continu jusqu'à 45 minutes avant la livraison physique. Dès que deux ordres sont compatibles (l'un de soutirage, l'autre d'injection), ils sont exécutés.

Les prix de court terme sont soumis à une forte volatilité. L'offre ne peut pas toujours s'ajuster à la demande quelques heures auparavant, l'électricité étant difficilement stockable. Les conditions climatiques ou les aléas sur le parc électrique peuvent également avoir un impact sur ces prix.

Marchés à terme (« futures ») : Les engagements d'achat et de vente d'électricité y sont fermes, à un prix et à un terme fixé à l'avance : le mois, le trimestre ou l'année (jusqu'à six ans théoriquement en amont sur les marchés à terme allemand et français mais avec une liquidité fortement décroissante avec l'échéance). Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à la moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les produits à terme sont moins volatils. Ils servent généralement de référence pour la définition des prix aux clients finaux : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il peut se couvrir pour une partie plus ou moins importante des livraisons qu'il devra effectuer, en achetant les produits à terme nécessaires en fonction notamment des ressources financières dont il dispose.

EEX Group est la principale plate-forme d'échange sur le marché européen de l'électricité. Le groupe est présent sur 20 places de marché en Europe. Il regroupe **EPEX Spot** (marché au comptant) créée en 2008 par la fusion des activités power spot des bourses d'énergie Powernext SA en France et EEX AG en Allemagne et **EEX** pour les marchés des dérivés et futures. E-PANGO compte parmi les rares fournisseurs d'énergie (11 opérateurs français) à être accrédités pour intervenir sur chacun de ces deux marchés organisés (à l'exception du compartiment intraday pour lequel elle envisage de demander son accréditation en fin 2021/début 2022 – Se reporter en section 2.2.2.5.1). Cet accès au marché lui permet d'optimiser son sourcing d'énergie.

• Les consommateurs d'électricité

Les consommateurs d'électricité sont répartis en deux catégories, le résidentiel (habitation) et le non-résidentiel (entreprises, tertiaire, administrations) et analysés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en quatre segments définis par leur niveau usuel de consommation d'électricité :

	Sites professionnels (non résidentiels)					Sites résidentiels
Segments	C1	C2	C3	C4	C5	
	Grands sites		Sites moyens		Petits sites	C5
Tension de raccordement *	HTB (Haute Tension B) entre 50 et 400 kV	HTA (Haute Tension A) jusqu'à 50 kV et > 250 kA	HTA (Haute tension A) De 37 à 250 kA	BT (Basse Tension) > 36 kA	BT (Basse Tension) < 36 kA	BT (Basse Tension) < 36 kA
	Contrat CARD pour l'acheminement et contrat de fourniture d'électricité distinct	Contrat unique - CU	Contrat unique - CU	Contrat unique - CU	Contrat unique - CU	Contrat unique - CU
Consommation annuelle usuelle	> 1 GWh	> 1 GWh	De 0,15 à 1 GWh	> 0,15 GWh	< 10 MWh	< 10MWh
Typologie d'acteurs	Réseaux d'électricité, SNCF, ...etc	Grands sites industriels, hôpitaux, hypermarchés, grands immeubles ...etc	Locaux de PME-PMI, petits immeubles...	Artisans, professions libérales ...	Artisans, professions libérales ...	Maisons, appartements
	Courbe de charge mesurée	Courbe de charge mesurée	Courbe de charge mesurée : - depuis le 1er jan 2021 pour puissance > 110 kVA - à compter du 1er janvier 2023 pour les autres. A défaut de mesure: courbe de charge profilée (via index mensuels)		Courbe de charge profilée	Courbe de charge profilée (même avec les compteurs Linky)
Type d'offres	Uniquement des offres de marché (ODM) depuis le 1er janvier 2021 sauf pour les micro entreprises (moins 10 employés et chiffre d'affaires ou total de bilan < ou égal à 2 M€)					TRV ou ODM

* Les C1 à C4 disposent d'un compteur électrique permettant le dépassement de puissance avec une facturation supplémentaire pour ne pas arrêter l'activité de l'entreprise.

Les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires de réseau utilisent une segmentation complémentaire où les clients sont identifiés à la fois en fonction des niveaux de consommations et de l'existence d'un contrat unique ou pas. La classification se détaille comme suit : <https://www.enedis.fr/glossaire/P/Points%20de%20connexion%20C1%20%C3%A0%20C5>

Les C1 à C4 ont tous des compteurs électriques permettant le dépassement de puissance souscrite (avec application de tarif majoré) pour ne pas subir d'arrêt d'activité contrairement aux C5 où le compteur disjoncte dès lors que le niveau de puissance maximale souscrite est dépassé.

E-PANGO compte des clients parmi toutes ces catégories mais les C5 acceptés ne sont que ceux entrant dans le périmètre d'un client grand ou moyen. La Société n'adresse pas les petits consommateurs C5 non rattachés à un ensemble plus important.

2.2.3.1.3 Les tarifs de l'électricité

De 1946 à 2007, l'Etat fixait les tarifs de l'électricité en fonction des besoins d'EDF, alors en situation de monopole. Ces « Tarifs Réglementés de Vente (TRV) » d'EDF se distinguaient par une couleur en fonction du niveau de puissance souscrite (Bleu, Jaune et Vert). Avec l'ouverture du marché à la concurrence, les catégories de bénéficiaires de TRV ont progressivement diminué pour se voir proposer des offres dites « offres de marché ». Proposés exclusivement par l'opérateur historique (EDF) et les fournisseurs historiques locaux (ELD), ces tarifs sont définis par les ministères en charge de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE. Suite à l'extinction progressive des TRV prévue par la loi NOME du 7 décembre 2010, on distingue deux types d'offres.

- **Deux types d'offres**

Les « tarifs réglementés de Vente » : Depuis le 1^{er} janvier 2021, les seuls bénéficiaires éligibles sont (i) les clients résidentiels, (ii) les syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation, et (iii) les clients non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

Les offres de marché : Il s'agit d'offres tarifaires fixées librement par les fournisseurs (y compris les historiques). Leurs tarifs peuvent notamment être fonction de l'origine de l'électricité produite (nucléaire, renouvelables, etc.). Il existe deux grandes catégories d'offres de marché, celles à tarifs fixes et celles à tarifs indexés, avec une grande

diversité au sein même de chaque catégorie. Cette multiplication des offres a permis de voir l'émergence de comparateurs de prix.

Une évolution réglementaire¹³ récente impose aux fournisseurs ayant plus de 200 000 clients de proposer à ceux qui le réclament une offre à tarification dynamique qui présente la particularité d'être évolutive en fonction des prix.

A fin 2020, environ 32% des sites résidentiels et 49% des sites non-résidentiels avaient souscrit une offre de marché.

- **Composante-clés de la tarification**

Trois grandes composantes entrent dans la tarification de l'électricité :

Une part « Réseau » relative à l'acheminement de l'électricité par les réseaux publics de transport et de distribution : le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) rémunère les coûts d'exploitation, de maintenance et de développement des réseaux. Fixé par la CRE, il inclut :

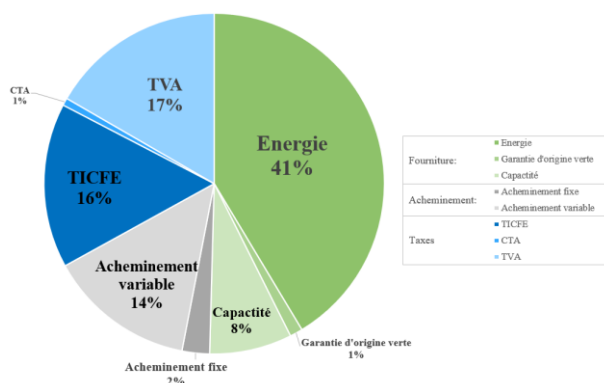
- *Une composante de gestion* : Elle couvre les coûts de gestion des dossiers, la facturation, le recouvrement et l'accueil des usagers (Accueil Raccordement Electricité notamment). C'est un prix fixe selon la puissance de raccordement ;
- *Une composante de comptage* : Facturée selon les caractéristiques de chaque compteur, elle couvre le contrôle du compteur électrique, son relevé, sa location, et son entretien ;
- *Une composante de soutirages* : Elle comprend une partie fixe et variable. Son montant dépend de la puissance et de l'option tarifaire choisie ;

Une part liée à la « fourniture de l'électricité » : Son montant est principalement composé du prix de vente de MWh consommés ainsi que des coûts de commercialisation des fournisseurs d'électricité (publicité, marketing, gestion clientèle) couverts par un abonnement ; et enfin

Des « taxes et contributions spécifiques » dont :

- Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) qui depuis 2016 se déclinent en une taxe communale et une taxe départementale. Elles sont dues par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA.
- La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) qui finance les droits à la retraite des employés des industries électrique et gazière ;
- La TICFE (Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité connue antérieurement sous l'appellation CSPE) qui couvre les charges relatives aux missions de service public de l'électricité.

A titre d'illustration, le poids relatif de chacune de ces composantes dans la facture d'un client de la Société de type C2 s'établit comme suit, soit environ 50% lié à la fourniture d'électricité, environ 16% lié à l'acheminement et environ 34% lié aux taxes :



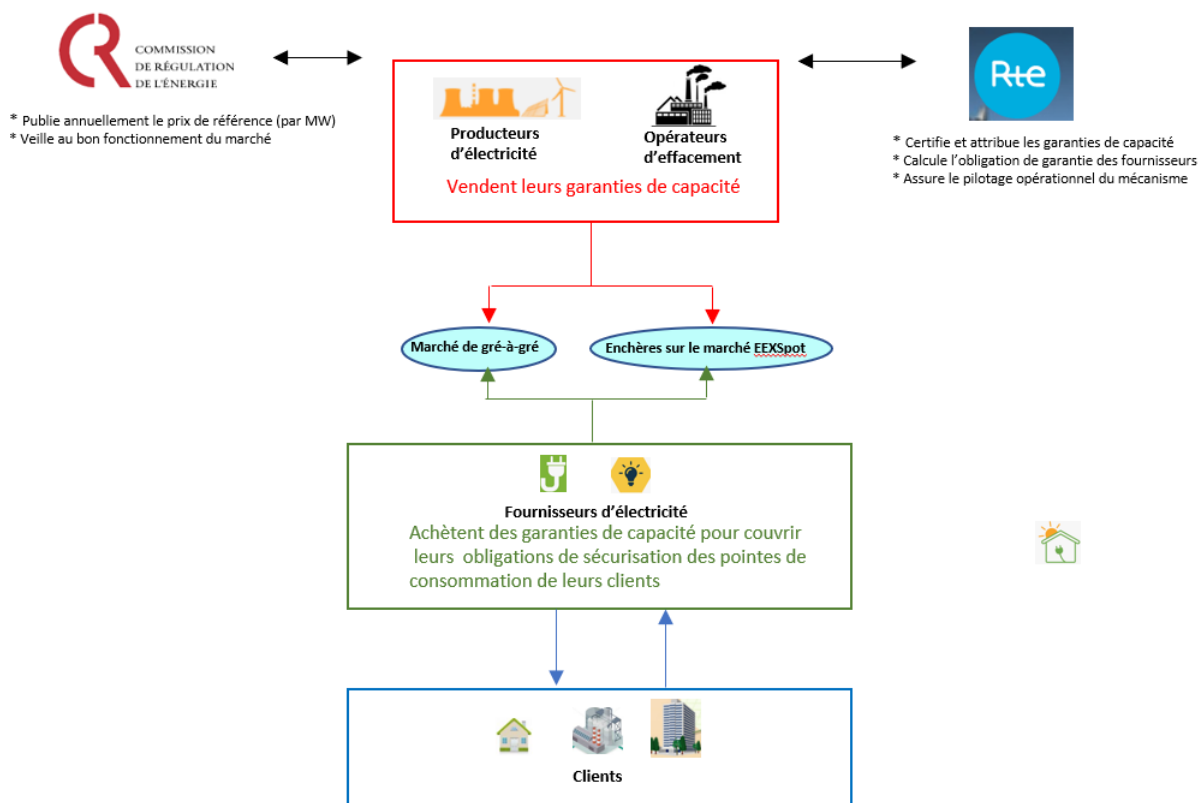
2.2.3.1.4 Le « Mécanisme de capacités » pour sécuriser l’approvisionnement du marché en périodes de pointe

Le fort développement des énergies intermittentes en France dans un contexte de recul du facteur de charge du nucléaire conduit à une fluctuation, parfois problématique, de la disponibilité en électricité notamment en période de pointe de consommation (lors des très grands froids et sur certaines tranches horaires). Pour garantir la sécurité d’approvisionnement en électricité en période de pointe (soit en hiver et plutôt en fin de journée lors du retour à domicile où tous les ménages allument les appareils électriques), l’Etat a instauré à compter du 1^{er} janvier 2017, le mécanisme de capacité.

Le principe est de valoriser la disponibilité des moyens de production en France, afin d’inciter les acteurs à investir dans les moyens nécessaires pour assurer l’équilibre offre/demande lors de ces périodes de pointe et limiter le risque de coupure de courant.

Mis en œuvre dans plusieurs pays européens, ce dispositif vise à financer l’entretien et l’investissement dans les moyens de production ou d’effacement (réduction des consommations) nécessaires pour assurer une puissance disponible suffisante lors des jours de très forte consommation d’électricité. Ce financement se fait via l’acquisition de « certificats (ou garanties) de capacité ».

Fonctionnement



Chaque fournisseur d’électricité (commercialisateur) a l’obligation d’acquérir des « garanties de capacité » exprimées en MW afin de pouvoir répondre en période de pointe, à la demande de ses clients. La quantité à acquérir par ces « Acteurs Obligés » est calculée en fonction de la consommation des clients du fournisseur certains jours de l’année choisis par RTE et appelés jours « PP1 » (Période de Pointe 1).

Les producteurs d’électricité, eux, ont pour obligation depuis le 1^{er} avril 2015 de faire certifier leurs moyens de production auprès de RTE (Réseau de Transport d’Electricité) après prise en compte de leurs plans de maintenance. Chaque certification donne droit à des « garanties de capacité » que le producteur pourra vendre (ou utiliser s’il est aussi fournisseur-commercialisateur) à condition que les moyens de production soient réellement disponibles pendant

les jours « PP2 » (Période de pointe 2 qui comprend la Période de pointe 1). De la même manière, si un gros¹⁴ consommateur d'électricité a la capacité de moduler sa consommation, il peut également faire certifier cette capacité dite « d'effacement » par RTE en contrepartie de laquelle il bénéficiera de garanties de capacité cessibles. En valorisant sa flexibilité, un acteur peut donc agir à la fois sur sa compétitivité ainsi que sur sa performance énergétique et environnementale.

Puis, ces garanties dont le prix s'exprime en €/MW s'échangent soit de gré à gré ou sur un marché dédié où des enchères par année de livraison sont organisées par EPEX SPOT tous les deux mois.

Après l'année de livraison, RTE notifie deux estimations (M+12 mois et M+24 mois) avant la notification finale (M+26 mois) à chaque acteur obligé avec le montant de son obligation compte tenu de la consommation a posteriori de son portefeuille de clients. A M+27 mois, si l'Acteur Obligé ne détient pas exactement le nombre de certificats transmis à M+26, il peut soit être soumis à une pénalité fixée par la CRE par certificat manquant (1 certificat = 0.1 MW de capacité) soit RTE lui reprend ses certificats excédentaires et éventuellement verse une indemnité suivant la balance de l'ensemble des acteurs obligés.

2.2.3.1.5 Dispositifs en matière d'énergie verte et d'économie d'énergie

- **Les certificats de Garantie d'Origine verte (certificat GO)**

Face aux enjeux environnementaux, l'énergie dite « verte » en tant qu'alternative aux énergies nucléaires et fossiles, revêt une importance croissante pour le consommateur. Si la part de production d'électricité verte (issue d'installations d'ENR hors hydroélectricité) a régulièrement augmenté pour atteindre 12¹⁵ % en 2020 de la production française (27% en incluant la production hydroélectrique), une fois injectée dans le réseau, il est impossible de la différencier de l'électricité « classique ». Un mécanisme dit de « Garantie d'origine verte » a donc été créé afin de permettre aux fournisseurs de garantir à ses clients l'origine de l'énergie qu'ils consommeront. La GO (Garantie d'Origine) est un document électronique émis par Pownext¹⁶, à la demande d'un producteur ENR, qui atteste de la production d'un MWh, et qui contient une série d'informations sur ce MWh (nom de l'installation, localisation de l'installation, technologie de l'installation et moment de production). (Source : rapport ADEME https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis-de-lademe_offres_vertes_decembre2018.pdf).

Le système des GO est un système européen qui repose sur deux principes communs à quasiment tous les pays :

- Une GO émise dans un pays de l'Union Européenne peut être utilisée dans tous les pays de l'UE pour attester à un consommateur qu'une quantité d'électricité verte a été produite.
- Les installations ENR bénéficiant d'un mécanisme de soutien public ne peuvent pas émettre de GO¹⁷, ce qui explique que les GO proviennent quasi exclusivement des centrales hydroélectriques amorties (qui ne bénéficient donc plus d'un tarif d'achat garanti).

En résumé, une offre d'électricité verte garantit à un consommateur qu'une quantité d'électricité verte égale à sa consommation a été injectée sur le réseau électrique européen, et cette garantie est apportée par l'achat de GO. Cette quantité d'énergie verte ne doit pas à être démontrée à chaque instant, mais seulement en moyenne sur une année. Autrement dit, pour proposer une offre d'électricité verte, un fournisseur a pour seule obligation de détenir une quantité de GO égale à la consommation annuelle de ses clients en offre verte.

Cela a conduit à l'apparition de deux types d'électricité verte :

- L'offre verte « *premium* » : l'électricité et les GO ont été achetées directement à des producteurs ENR parfaitement identifiés ; et

¹⁴ Cette possibilité est ouverte aux gros consommateurs qui peuvent certifier une capacité à effacer d'au moins 1000 kW, ou à plusieurs acteurs présentant des puissances inférieures s'agrégeant en une entité certifiée, notamment via des opérateurs d'effacement (acteurs spécialisés qui certifient, regroupent et achètent des capacités d'effacement).

¹⁵ Source : 25^{ème} édition du Panorama de l'électricité renouvelable publié par le SER (Syndicat des Energies Renouvelables) publié le 23 février 2021

¹⁶ Seule entité habilitée par l'Etat à tenir un registre des GO.

¹⁷ Actuellement, à l'échelle Européenne, il n'y a pas d'interdiction de valorisation des GO pour les producteurs EnR. Toutefois, la majorité des pays de l'Union Européenne interdisent cette valorisation comme en France, où les producteurs bénéficiant d'un soutien public ne peuvent pas vendre de GO. Celles-ci sont récupérées directement par l'Etat.

- L'offre verte « *standard* » : l'électricité est achetée sur le marché sans possibilité d'en distinguer l'origine (nucléaire, fossile, ENR) et les GO sont achetées par ailleurs. Cependant, l'achat de GO permet aux fournisseurs d'inscrire sur la facture de ses clients une composition de l'électricité 100% renouvelable (l'électricité est verte « *standard* »).

Les fournisseurs d'électricité ont la possibilité d'acquérir des GO, soit directement auprès de producteurs d'ENR ne bénéficiant pas de contrats d'obligation d'achat avec EDF, soit auprès de courtiers, soit lors d'enchères mensuelles par PowerNext pour le compte de l'Etat, pour la part des GO lui revenant (celles attachées à des productions d'ENR bénéficiant de prix garantis à travers des obligations d'achat). Une fois vendues, les GO sont annulées sur le registre de traçabilité.

• Les Certificats d'Economie d'Energie (CEE)

Instaurés en 2005 par la loi POPE et mis en application dès 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Il contraint diverses catégories d'acteurs appelés « acteurs obligés » à réduire leur consommation énergétique et celle de leurs clients. Les fournisseurs d'énergie (électricité et gaz) ainsi que les fournisseurs de fioul ou les fournisseurs de froid ou encore les distributeurs de carburant comptent parmi la liste d'acteurs obligés. Source : <https://omnegy.com/5eme-periode-du-dispositif-des-cee/>

Ces derniers peuvent se procurer des CEE sur un marché spécialisé (directement ou via un courtier) ou verser une prime CEE à des bénéficiaires (entreprises, collectivités, bailleurs sociaux ou même des particuliers). Cette prime ou les fonds issus de l'achat de CEE contribuent au financement de travaux de rénovation énergétique parmi ceux éligibles (isolation thermique d'un logement, remplacement d'une chaudière, calorifugeage ou l'installation d'équipements permettant de mobiliser des énergies renouvelables comme une pompe à chaleur ou une chaudière biomasse etc). Un Certificat d'Economie d'Energie atteste que des économies d'énergie de 1 kWh ont été réalisées (1 CEE= 1 kWh cumac¹⁸). Le terme « Cumac » est la contraction de :

- « *cumulés* » afin de tenir compte des économies réalisées sur toute la durée de vie de la mesure considérée ; et
- « *actualisés* » afin de prendre en compte une actualisation annuelle des économies futures (au taux de 4%).

Les économies d'énergie à réaliser sont fixées par période (triennale) par le gouvernement.

Pour la quatrième période des CEE, l'objectif global d'économies d'énergies est de 2133 TWh cumac entre 2018 et fin 2021, depuis la prolongation d'une année supplémentaire instaurée par le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 relatif aux certificats d'économies d'énergie et à la prolongation de la quatrième période d'obligation du dispositif.

La cinquième période des CEE qui débutera le 1^{er} janvier 2022 pour une période de quatre ans va modifier la répartition des obligations entre les différents types d'énergies. Celles des fournisseurs d'électricité vont baisser de 11% alors que celles des fournisseurs de gaz naturel augmenteront de 51%, tout comme celle des fournisseurs de fioul (52%) partant du principe d'une contribution plus forte des vendeurs d'énergie plus carbonée.

Le décret relatif à la cinquième période des certificats d'économie d'énergie (2022-2025) publié le 3 juin 2021 abaisse les seuils de franchises pour les fournisseurs d'électricité et de gaz. Cette diminution a vocation à permettre une meilleure répartition de l'effort entre les fournisseurs d'énergie ayant un faible volume d'affaires et les fournisseurs déjà installés sur le marché de l'énergie. Cela permet également un meilleur contrôle du respect des seuils de franchise, en évitant les scissions artificielles d'entreprises permettant de bénéficier plusieurs fois de la franchise. Alors que le seuil d'assujettissement actuel est de 400 GWh d'énergie finale livrée, le décret devra le porter à 300 GWh pour l'année civile 2022 et à respectivement, 200 GWh pour 2023, puis 100 GWh d'énergie livrée pour les années 2024 et suivantes.

Jusque-là non assujettie, E-PANGO le deviendra très probablement dès 2022 ou 2023 pour l'électricité et pour le gaz en fonction de son futur portefeuille embarqué de clients éligibles, à savoir ceux dont le code activité (code NCE) figure parmi ceux-ci :

- E 45 Télécommunications et postes
- E46 Commerce

¹⁸ Unité qui reflète l'économie attendue pendant la durée de vie du dispositif. Exemple: le remplacement d'une lampe 100W par une LED 10W d'une durée de vie de 1000 h générera une économie de $(100-10)*1000= 90\ 000$ kWh cumulé.

- E47 Hébergement et restauration
- E48 Enseignement
- E49 Santé
- E50 Services marchands divers (hors enseignement et santé)
- E51 Administrations et services non marchands

Compte tenu de cette anticipation, les nouvelles offres tarifaires prévoient la possibilité de facturation supplémentaire des CEE dès lors que la Société deviendrait assujettie. En effet, contrairement à ses principaux concurrents comme Total ou EDF, la Société n'est pas productrice de CEE et donc devra les acheter, ce qui représente un coût d'approvisionnement supplémentaire. Le prix d'un CEE est de l'ordre de 7-8 €/MWh cumac selon les données du registre EMMY¹⁹. Compte tenu de l'évolution des obligations pour la 5^{ème} période des CEE, le gaz sera pénalisé et devrait voir le prix du CEE augmenter de près de 1,8 € par rapport aux conditions de marché actuelles. Un marché dédié aux CEE a été créé en 2020²⁰ par quelques opérateurs.

Afin de maintenir le caractère attractif de son offre tarifaire par rapport à celles des concurrents, la Société considère que son assujettissement aux CEE pourra avoir un léger impact sur sa marge brute ce qu'elle a anticipé dans son objectif de marge brute à l'horizon 2025.

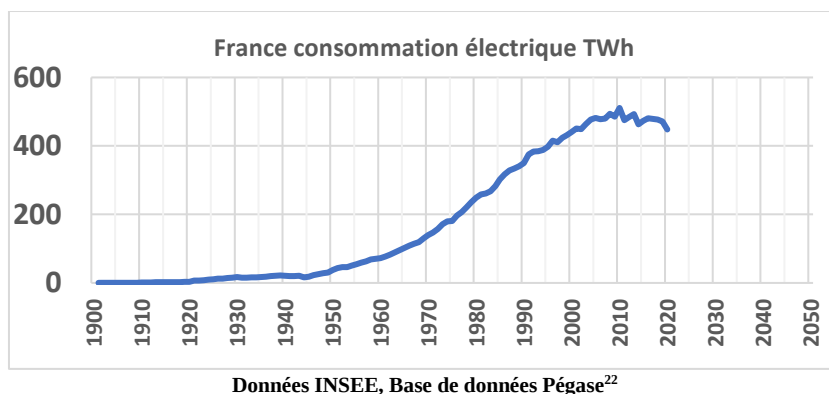
2.2.3.1.6 Un marché de l'électricité B-to-B cible estimé à 20 mds €

- **Un changement de paradigme qui s'accélère**

Le marché de l'électricité connaît depuis quelques années une véritable révolution. Amorcée par sa libéralisation initiée en 2007, le phénomène s'est accéléré sous la convergence de plusieurs facteurs qui, pris ensemble, ouvrent la voie à un nouveau paradigme remettant en cause bon nombre de fondamentaux sur lesquels il s'était construit depuis l'après-guerre.

➤ La fin d'une période de croissance ininterrompue

Depuis la création d'EDF en 1946, la France a connu une croissance ininterrompue de la consommation d'électricité pendant près de 60 ans avant de connaître une période de stagnation de dix années, amorcée en 2010 puis une baisse historique en 2020 de 3,5% causée par la crise sanitaire de la Covid-19. La production a pour sa part diminuée de 7% en 2020 pour atteindre son plus bas niveau depuis 20 ans ²¹.



Malgré une population en France en augmentation d'environ 66% sur cette période, cette inflexion résulte de l'effet combiné de la désindustrialisation, de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de façon plus conjoncturelle, des conséquences de la crise sanitaire liée à la Covid-19 ayant mis de nombreuses industries au ralenti.

¹⁹ <https://www.emmy.fr/public/donnees-mensuelles?preca=false>

²⁰ <https://www.c2emarket.com/>

²¹ <https://www.boursorama.com/patrimoine/actualites/la-consommation-d-electricite-a-connu-une-baisse-historique-en-2020-174f99550f034ee979db4bea9eac33e8>

²² <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-mensuelles-de-lenergie>

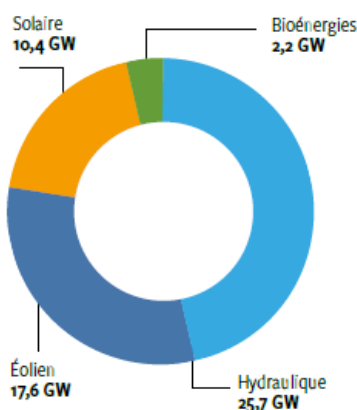
➤ Un nombre croissant de fournisseurs alternatifs

Suite à la loi NOME, le marché de l'électricité qui relevait du monopole d'EDF a vu l'apparition de nouveaux acteurs. L'offre de TRV a ainsi cédé une part croissante à des offres de marché. En 2020, les opérateurs alternatifs ont capté, en volume, plus de 49% de l'énergie consommée par les non résidentiels et 25% par les résidentiels. Cependant, rares sont ceux à avoir fait le choix d'un positionnement exclusif sur le marché professionnel comme la Société.

➤ Une contribution record des énergies renouvelables au mix énergétique de la production d'électricité en 2020

La seconde évolution majeure au cours de la décennie écoulée concerne la réduction de la part d'énergie nucléaire au profit du développement des énergies renouvelables qui ont participé à hauteur de 26,9²³ % à la couverture de la consommation d'électricité de France métropolitaine au cours de l'année 2020. Cette progression de près de quatre points par rapport à l'année précédente (23,1 %) s'explique par l'effet cumulé d'une production renouvelable historique de 120,7 TWh (soit +10,4 % par rapport à 2019) et d'une baisse de la consommation imputable à la situation sanitaire. La puissance totale du parc renouvelable installé a également poursuivi sa progression l'an dernier atteignant 55,9 GW fin 2020, en hausse de plus de 2 GW.

Cette progression a été tirée par l'éolien (+1,1 GW) et le solaire (+0,8 GW). Comme le met en lumière le schéma ci-dessous, le parc hydroélectrique domine toujours le paysage français même si sa puissance est restée quasi stable.

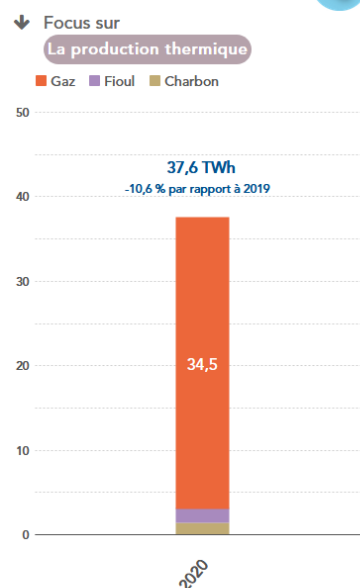
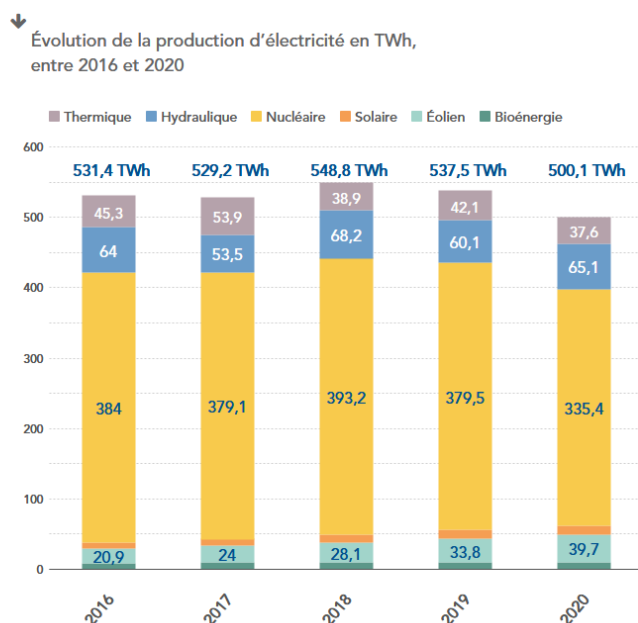


Répartition du parc d'ENR 2020 par type d'énergie (Total : 55,9 GW)

Le nucléaire contribue pour sa part à environ 67,1% (voir schéma ci-dessous) du total de la production alors qu'il représentait près de 70,6% en 2019²⁴. Cette baisse s'explique également par un facteur de charge historiquement bas en 2020 dû à l'entretien de nombreux réacteurs du parc nucléaire pendant l'été qui ont été plus long du fait des mesures liées à la Covid-19 ainsi que l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim en juin 2020.

²³ Du fait de la position nette exportatrice de la France, le ratio est de 21 % par rapport à la production totale de la France et de 27% par rapport à la consommation nette de la France. Source : 25^{ème} édition du Panorama de l'électricité renouvelable publié par le SER (Syndicat des Energies Renouvelables) publié le 23 février 2021 ;

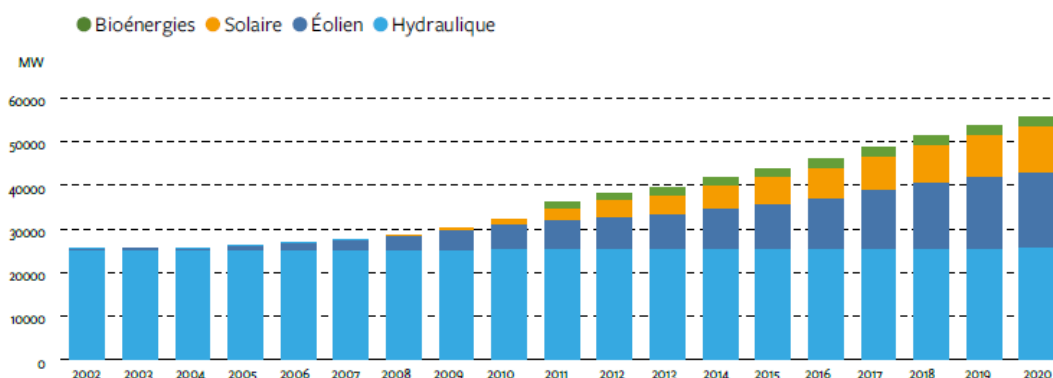
²⁴ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-nucleaire-en-chiffres>



• Une prise en compte des impératifs de la transition écologique

Pendant de nombreuses décennies, la consommation électrique tirée par le développement économique n'était que peu concernée par les enjeux d'économies d'énergies. Cette tendance s'est complètement inversée sous l'effet d'une augmentation du coût de l'énergie ainsi que de la prise de conscience collective de la problématique environnementale. Comme le montre le graphe ci-dessous, la contribution relative des énergies renouvelables n'a cessé de croître avec un développement du parc initié dès 2002 au-delà de la seule énergie hydraulique.

Évolution de la puissance installée



Cette tendance devrait se poursuivre avec les objectifs d'orientation énergétique de la France pour la période 2019/2028, définis dans les décrets fixant la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) (parus au Journal officiel le 23 avril 2020), qui s'inscrivent dans un contexte de transition écologique et de "décarbonation" progressive de tous les secteurs d'activité.

Les quatre principaux objectifs visés à l'horizon 2028 sont :

- Le développement des énergies renouvelables dans toutes les filières (chaleur, électricité, carburants et gaz), en particulier avec le développement de la production d'électricité renouvelable (photovoltaïque, hydroélectricité, éolien terrestre et en mer...) ;
- La part du nucléaire dans la production d'électricité ramenée à 50% en 2035 (contre 67% en 2020) ;
- Une baisse de 35% de la consommation d'énergies fossiles et de 16,5% de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012, notamment grâce à un plan de rénovation thermique des logements et de substitution des moyens de chauffage les plus polluants ; et enfin
- Une réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

Ces grandes orientations mettent en lumière un des principaux défis à relever qui va consister à compenser une baisse de production d'énergie notamment nucléaire non intermittente par des énergies renouvelables qui par nature sont intermittentes. Aussi, afin de sécuriser l'approvisionnement en énergies, le développement de capacité de stockage à grande échelle et à un coût économiquement acceptable devient un enjeu majeur.

➤ L'innovation technologique au cœur d'une modification structurelle de l'offre

Les innovations technologiques récentes permettent aujourd'hui d'accéder à une quantité d'information jamais égalée. Alors que la consommation globale de 98% des clients (C5) n'était jusqu'en 2016 appréhendée que de manière globale à travers des profils de consommation issus de relevés manuels de compteur effectués tous les 6 mois, les data relatives à la consommation de chacun sont devenues accessibles en temps quasi réel, ce qui change fondamentalement la donne. Les compteurs connectés permettent ainsi une collecte des données avec selon le cas :

- Soit 1 point toutes les 10 mn permettant de disposer d'un historique de flux reconstitués sur la base de 52 560 points (365 j * 24h*6) pour les sites non-résidentiels moyens et grands ;
- Soit par pas de 30 mn pour les C5 (petits sites non-résidentiels et particuliers sous réserve d'être équipés de compteurs Linky).

Les fournisseurs d'électricité peuvent dorénavant adapter leur offre en s'appuyant sur des courbes de charge réelles. Cela profite également aux consommateurs qui jusque-là n'avaient pas de visibilité sur leur consommation réelle à l'exception des « gros » consommateurs. Leur compréhension de leur mode de consommation de même que l'adéquation de la puissance souscrite à leurs besoins réels étaient forcément limitées. Une des conséquences est la tendance forte à la souscription de capacités de puissance maximum bien supérieures aux vrais besoins qui peut engendrer des problèmes majeurs en cas de demande exceptionnelle aussi bien pour les opérateurs de réseaux que pour les fournisseurs.

	Nb de sites (millions)	Capacité souscrite (en GW)	Energie consommée (en TWh)	Facteur de charge
C5-Résidentiels	23,2	179,1	110,2	7,0%
C5-Professionnels	2,9	33,7	24,6	8,3%
Total C5	26,1	212,8	134,8	7,2%

Ce tableau montre que les C5 résidentiels n'ont eu une consommation réelle égale qu'à 7% de ce que leur puissance maximum souscrite leur permettait de consommer. En revanche, si tous les C5 venaient à utiliser au même moment l'intégralité de la puissance souscrite, cela représenterait 3 fois la totalité de ce que le parc nucléaire peut produire.

En traitant la demande de façon globale sur la base des profilages passés, il a été justifié l'existence de capacité de production à même d'absorber des pics de charge théoriques, qui finalement n'était que très peu utilisée sur une année, contribuant ainsi à l'inefficience du système sur deux points :

- Une surcapacité de production gâchée avec le surcoût qui l'accompagne ainsi qu'une volatilité plus importante des prix, sachant qu'il est parfois moins coûteux pour un producteur de vendre à prix négatif sur le marché que de supporter les coûts d'arrêt et de redémarrage d'une centrale de production ; et
- Le transfert de coût des clients à profil de consommation très prévisible à ceux à consommation bien moins prévisible.

Face à ces divers constats, la Société considère que l'équation de marché a fondamentalement changé et que la demande doit dorénavant s'adapter, autant que faire se peut, à l'offre disponible caractérisée par une part croissante de nature intermittente. E-PANGO considère que ce changement radical définit une nouvelle donne qui doit permettre le développement de nouveaux acteurs alors que les acteurs historiques subissent une forme d'inertie liée à leur organisation passée et aux investissements réalisés.

• Un marché B-to-B cible qui représente 54 % de la consommation nationale en 2020²⁵

E-PANGO intervient exclusivement sur le segment de la clientèle des professionnels (non résidentiels) qui d'après l'observatoire de la CRE pour le 4^{ème} trimestre 2020, représente environ 5,1 millions de sites sur les 38,5 millions de sites fournis en électricité en France. Si ce segment B-to-B ne représente que 13% du nombre total de points de

²⁵ Sources : Observatoire CRE <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-de-l-energie-du-4eme-trimestre-2020> sauf pour les hypothèses de prix (source : Société)

livraison existants, il contribue à hauteur de 63% au total de la consommation annualisée d'électricité en 2020 qui s'est élevée à 405 TWh (hors pertes réseaux).

Ce choix stratégique s'explique par les contraintes que présente le marché résidentiel, à savoir :

- Qu'il s'agit d'un marché de masse où la volumétrie requiert impérativement des ressources financières significatives à la fois en termes de budget marketing pour le démarchage de clients (budget marketing...) que pour le suivi dans le temps (centres d'appels...) ;
- Qu'il présente un risque crédit difficilement évaluable avec les problématiques de recouvrement que cela implique et ce d'autant plus que la loi leur permet de résilier leur contrat et changer d'offre ou de fournisseur à tout moment, sans frais, et sans risque de coupure de fourniture ; et enfin
- Qu'il ne permet pas encore à la Société d'exploiter au mieux son expertise assise sur l'analyse de data issue des courbes de charges dans la mesure où une grande partie du parc résidentiel n'est pas encore équipée de compteurs communicants Linky ou ne l'a été que récemment ce qui ne permet pas de disposer d'historiques de data pour proposer des offres adaptées.

Sur ce marché non-résidentiel de 5,1 millions de sites, un premier élément de ciblage porte sur la taille du prospect en termes de consommations annuelles d'énergie. Ainsi, le marché du B-to-B compte trois segments identifiés par la CRE dont les deux derniers constituent les cibles privilégiées d'E-PANGO :

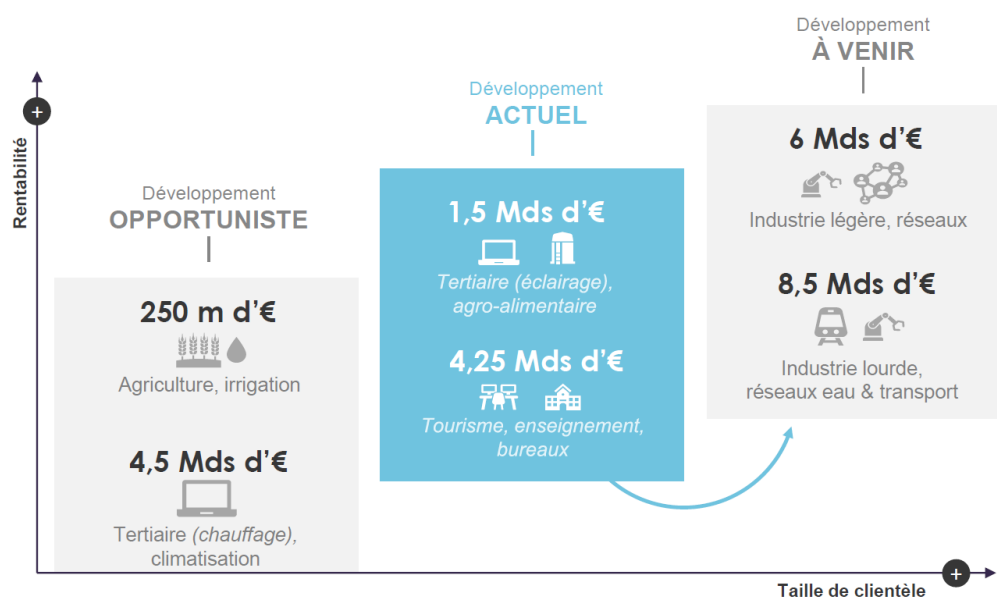
- 4.600.000 « petits sites » : Puissance < 36 kVA et consommation < 0,015 GWh/an ;
- 472.000 « sites moyens » : Puissance > 36 kVA et < 250 KVA et consommation > 0,015 et < 0,15 GWh/an ;
- 45 000 « grands sites » : Puissance > 250 kW et consommation > 0,15 GWh/an.

Ces 517.000 moyens et grands sites cibles représentent environ 10% du marché du B-to-B en nombre mais concentrent à eux seuls 54 % de la consommation française d'électricité en 2020 (soient environ 219 TWh). Ces données montrent le potentiel considérable de croissance, le total des points de livraison livrés par la Société fin mars 2021 s'élevant un peu plus de 6 100. Environ 42% des sites de moyenne taille étaient captés par des fournisseurs non historiques contre 45% pour ceux de grande taille en 2020 (source : CRE).

Sur la base d'un prix moyen du MWh de l'ordre de 90 € (énergie-acheminement-capacité) ce qui correspond au prix moyen du MWh facturé par la Société en 2020 à ses clients (hormis les plus gros qui paient directement l'acheminement au gestionnaire de réseau), le marché cible d'E-PANGO se chiffre à environ 20 Md€ en 2020 dont elle ambitionne de capter à l'horizon 2025 une part de marché légèrement supérieure à 1%.

Les autres éléments d'analyse des cibles privilégiées de la Société portent sur leurs volumes de consommations respectifs mais le potentiel de marge brute qu'elle représente à travers le prisme de leur degré de prévisibilité en termes de courbes de charges d'une année sur l'autre avec un degré d'incertitude possible au cours de chaque période considérée ainsi. Plus le degré d'incertitude est élevé, plus le potentiel de marge brute est important pour rémunérer la prise de risques. La Société répartit les cibles en trois catégories :

- Les acteurs qui ont été les cibles historiques dès la création de la Société (à gauche sur le schéma ci-dessous) : Cette première catégorie inclut des cibles intervenant sur une grande diversité de secteurs et présentant un degré « modéré » de prévisibilité et si possible avec un potentiel d'augmentation de leur consommation et la capacité à installer une solution de flexibilité. Ces profils confèrent à la Société un avantage concurrentiel fort grâce à l'approche personnalisée fondée sur le traitement de data historiques et la répliquabilité de modèles éprouvés sur des acteurs du même secteur. De plus, ils permettent de maintenir un niveau de marge brute attractive ;
- La deuxième catégorie compte des acteurs aux profils de courbes de charge prévisibles mais représentant un très fort potentiel de volumes de consommation et donc de marge brute, même si un effort sur le taux de marge devra être consenti s'agissant du segment le plus concurrentiel. Aborder ce type de prospects nécessite des moyens financiers importants afin de mettre en œuvre une politique de sourcing en phase avec de tels volumes potentiels de livraison. Le renforcement de la situation financière qui résultera de son introduction en bourse permettra dorénavant à la Société de cibler ce type de profils ; et enfin
- La troisième catégorie qui regroupe des acteurs intervenant sur des secteurs caractérisés par un très faible degré de prévisibilité (agriculture, irrigation...). La Société ne les exclut pas mais n'en faisait pas une priorité (même si elle en compte deux dans son portefeuille) au regard de ses moyens financiers actuels. Ils sont particulièrement attractifs dans la mesure où ils impliquent la politique tarifaire à marge brute élevée pour compenser un risque élevé de couverture.



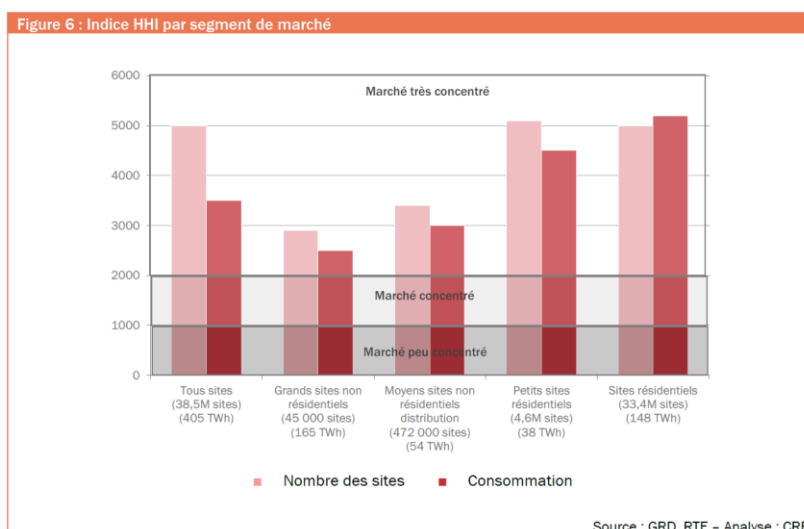
• Environnement concurrentiel

L'environnement concurrentiel de la Société sur le marché de l'électricité se compose d'une multitude d'acteurs de taille et profils divers regroupant à la fois des fournisseurs historiques – EDF principalement, les entreprises locales de distribution et des fournisseurs alternatifs,

<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/observatoire-des-marches-de-detail-de-l-energie-du-3eme-trimestre-2020> (publié le 18/12/2020).

Au 31 décembre 2020, la CRE recense²⁶ :

- 50 fournisseurs nationaux dont 46 fournisseurs alternatifs parmi lesquels 41 interviennent sur des cibles professionnels « grands sites » et/ou « moyens sites », ces deux segments étant les plus concurrentiels du marché comme le montre le schéma ci-dessous.



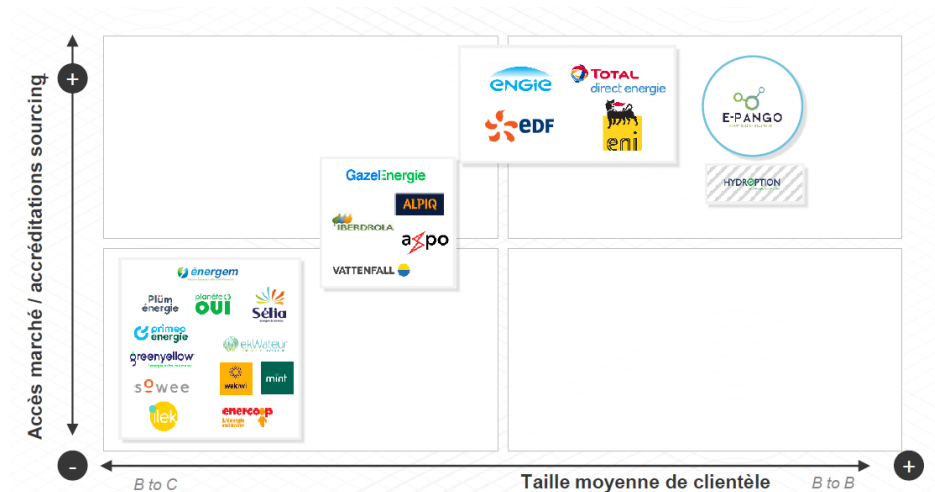
- 100 fournisseurs à dimension locale ou régionale sont actifs sur le territoire, dont les entreprises locales de distribution).

²⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-de-l-energie-du-4eme-trimestre-2020> (page13 à15).

Parmi cette concurrence, la Société a établi un mapping concurrentiel avec :

- En abscisse la taille moyenne des sites clients traduisant le choix de la Société de ne cibler que des professionnels de taille moyenne et grande alors que la plupart des autres acteurs compte pour tout ou partie une part de clientèle résidentielle venant faire baisser la taille moyenne du client (en termes de consommation). Le graphique met en lumière le positionnement atypique de la Société qui est un des rares acteurs identifiés à ne cibler que le B-to-B ;
- En ordonnée, l'accréditation obtenu pour intervenir sur tout ou partie des marchés de gros d'achat d'électricité,

Parmi ces acteurs, il est précisé que dans 90% des appels d'offres publics où plusieurs acteurs sont référencés lors d'une 1^{ère} phase, les trois principaux intervenants retenus aux côtés de la Société sont Total Direct Energie, EDF et Engie.



La Société considère par ailleurs que le marché pourrait connaître une phase de consolidation motivée soit par l'atteinte de taille critique, soit par des outils technologiques capables de répondre à la nouvelle donne du marché.

La Société mènera une veille attentive et étudiera toute opportunité en phase avec sa stratégie de développement.

2.2.3.2 PANORAMA DU MARCHÉ DU GAZ EN FRANCE

L'organisation du marché du gaz est très similaire à celle du marché de l'électricité. Les diverses informations ci-dessous sont issues de ces différents sites.

<https://pro.engie.fr/electricite-gaz/comprendre-marche-gaz-naturel> - <https://www.cre.fr/Gaz-naturel/marche-de-detail-du-gaz-naturel#:~:text=Le%20march%C3%A9%20au%2030%20juin%202020&text=91%20%25%20de%20la%20consommation%20de,au%20tarif%20%C3%A9glement%C3%A9%20de%20vente> - <https://selectra.info/energie/guides/comprendre/gaz>
<http://modules-pedagogiques.cre.fr/m2/index.html>

2.2.3.2.1 Rappel historique

La volonté européenne de construire un « marché intérieur de l'énergie » à l'échelle de l'Europe a également concerné le marché du gaz. Depuis la première directive de 1998, le marché s'est ouvert progressivement à la concurrence. La Loi NOME du 7 décembre 2010 et la loi consommation du 17 mars 2014 ont entériné la disparition progressive des tarifs réglementés pour les professionnels, puis la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2018 a mis fin aux tarifs réglementés de vente de gaz des fournisseurs historiques en plusieurs étapes. Au 1^{er} janvier 2021, seuls peuvent conserver un tarif réglementé les immeubles d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh et les particuliers dont la consommation est inférieure à 30 MWh. Ce tarif s'éteindra le 30 juin 2023.

Comme pour l'électricité, le transport et la distribution du gaz naturel restent des monopoles de GRTgaz ou de Teréga pour la partie transport et GRDF et les entreprises locales de distribution (environ 20) pour la partie distribution.

2.2.3.2.2 Une organisation autour de plusieurs catégories d'acteurs

Soumis au contrôle de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie), le marché du gaz se répartit entre différentes catégories d'acteurs.



Source : <http://modules-pedagogiques.cre.fr/m2/index2.html>

- **Les producteurs**

Le gaz naturel est extrait des sous-sols à l'aide de puits terrestres ou marins comme pour le pétrole. Depuis l'épuisement du gisement de Lacq, la France ne dispose quasiment plus de ressources propres en gaz naturel. Elle est aujourd'hui contrainte d'importer la quasi-totalité de sa consommation en particulier à hauteur d'environ 48% de Norvège, 13% de Russie, 12% des Pays Bas, 11% d'Algérie (source Energie-Info). Seul le biométhane, gaz issu de déchets organiques (déchets verts, ordures ménagères, déchets agricoles, déchets agroalimentaires ou déchets industriels) est directement produit en France. Ce gaz vert, comme le gaz naturel, peut être utilisé comme carburant ou comme combustible. Les injections de biométhane ont atteint 3,9 TWh en 2020.

- **Les transporteurs**

A l'issue de son extraction (et après traitement), le gaz naturel est transporté, parfois sur plusieurs milliers de kilomètres suivant la provenance pour être acheminé jusqu'aux gestionnaires de réseaux. Cet acheminement s'effectue, soit

- Par des bateaux méthaniers : cette technique est utilisée quand il est trop coûteux ou techniquement complexe d'installer des gazoducs (trop grandes distances). Le gaz doit être liquéfié au sein de terminaux méthaniers avant

d'être injecté dans les cales du bateau. Le gaz naturel liquéfié (appelé GNL, ou LNG en anglais) est ensuite regazéifié avant d'être injecté dans les réseaux de distribution ;

- *Par gazoducs* : ce sont des canalisations capables de transporter du gaz à haute pression. Pour réaliser cette mise sous pression du gaz naturel, on installe à l'entrée de ces gazoducs, puis tout au long du réseau, des stations de compression. Des stations de décompression interviennent à leur sortie. Les gazoducs peuvent être terrestres ou sous-marins et s'étendent sur plusieurs milliers de kilomètres.

• Les réseaux de transport et de distribution

Le gaz naturel importé arrive sur le territoire français, soit par gazoducs depuis Dunkerque, Taisnières, Obergailbach, Oltingue ou Biriadou, soit par les méthaniers qui livrent le gaz dans les terminaux de regazéification de Fos sur Mer, Montoir de Bretagne et Dunkerque. Puis, il est transporté sous haute pression dans un réseau de transport qui se décompose fonctionnellement en deux parties

Le réseau de « Grand transport » : Comme pour l'électricité, ce réseau correspond aux autoroutes de transport qui assurent l'acheminement du gaz à haute pression dans des tuyaux de gros diamètre depuis les points d'entrée frontières ou depuis les points d'arrivée méthaniers jusqu'à l'entrée des villes et des communes. GRTgaz est le gestionnaire du réseau de transport du gaz naturel en France. Il opère sur 86 % du territoire français, les 14 % restant étant de la responsabilité de Teréga (ex-TIGF). Il se charge de transporter le gaz depuis les terminaux méthaniers, les sites de stockage ou les pays voisins vers le réseau de distribution GRDF (ou des entreprises locales de distribution) ainsi que vers des industries directement rattachées au réseau de transport. GRT Gaz assure également l'entretien, les relevés de compteur et la qualité de l'énergie

Le réseau de distribution : Il s'agit du réseau assurant l'acheminement du gaz de l'entrée des villes et communes jusqu'au consommateur final, par des tuyaux de plus petits diamètres. Le gestionnaire de réseau est GRDF qui couvre 95% du territoire, le solde étant du ressort de 23 ELD. Il a pour missions de :

- Garantir l'arrivée du gaz jusqu'à votre foyer ou lieu de travail,
- Mesurer les consommations pour assurer une continuité d'approvisionnement et permettre la facturation par les fournisseurs de gaz ;
- Surveiller, contrôler et entretenir le réseau (canalisations, branchements, vannes, robinets),
- Étendre le réseau en vue de rendre le gaz accessible au plus grand nombre,
- Raccorder les nouveaux consommateurs au gaz,

Si les 36 000 communes de France sont desservies par les réseaux de distribution d'électricité, 9 100 d'entre elles le sont également par les réseaux de distribution de gaz naturel.

• Les fournisseurs de gaz

Depuis l'ouverture à la concurrence, la commercialisation du gaz auprès des consommateurs est assurée par un large éventail de fournisseurs parmi lesquels Engie, l'opérateur historique, ainsi que quelques ELD qui ont la double casquette gestionnaire et fournisseur. A ce titre, ils proposent diverses offres tarifaires en fonction des cibles de clientèle et assurent la gestion des contrats de commercialisation. A l'instar des fournisseurs d'électricité, ils peuvent proposer des « contrats uniques » à leurs clients regroupant le coût de la fourniture et de l'acheminement qu'ils collecteront pour le compte de GRDF et lui reverseront intégralement. E-PANGO a conclu un CDG-F (contrat Distributeur Gaz-Fournisseur) avec GRDF avec effet au 1^{er} janvier 2020 l'autorisant à proposer des contrats uniques.

• Les acteurs du marché de gros

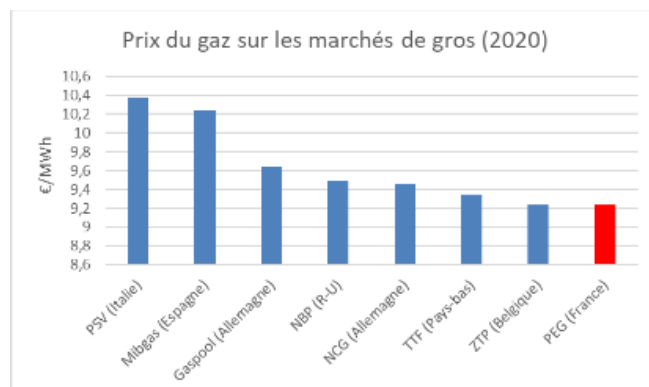
Pour s'approvisionner en gaz naturel, les énergéticiens, les gestionnaires des stockages, les négociants et les autres acteurs intervenant sur l'ensemble ou sur une partie de la chaîne gazière recourent aux marchés de gros.

Les Points d'Échange de Gaz

Les échanges sur le marché de gros du gaz naturel ont lieu sur des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés « Points d'Échange de Gaz » (PEG). Les différents utilisateurs du réseau de transport doivent nécessairement s'approvisionner auprès d'un PEG dans la mesure où ces plateformes assurent contractuellement la gestion des entrées et des sorties gazières. Les fournisseurs d'énergie vont alors acheter les volumes qu'ils souhaitent. Ceux-ci seront acheminés par l'un des deux gestionnaires du réseau de transport du gaz en France : GRTgaz pour la zone nord et Teréga (ex-TIGF) pour la zone sud. Le fait de passer par des PEG gaz pour effectuer ces différents échanges permet

chaque jour d'établir des bilans visant à équilibrer les injections de gaz sur le réseau en fonction du niveau des soutirages. C'est un moyen de sécuriser les approvisionnements et d'éviter les ruptures de distribution.

Alors qu'il existait jusque-là cinq zones d'équilibrage en fonction des points d'entrées et de sorties du gaz en France, le marché de gros français est unifié depuis novembre 2018 ce qui paraît favorable à sa compétitivité. En 2020, le prix du gaz sur les marchés de gros en France a été plus compétitif en France que sur les autres places européennes comme le montre le graphique ci-dessous (*Source Bilan 2020 GRTgaz*)



Ceci s'explique par la diversité des sources d'approvisionnement potentielles de la France en termes de pays d'origine et de méthodes de transport (gazoducs, GNL) contrairement par exemple à l'Allemagne qui n'est pas dotée de stations de réception de LNG et dont l'approvisionnement par gazoduc est fortement dépendant de la Russie.

Les sources d'approvisionnement sont multiples et très similaires à celles détaillées dans le panorama de l'électricité. Les achats s'effectuent :

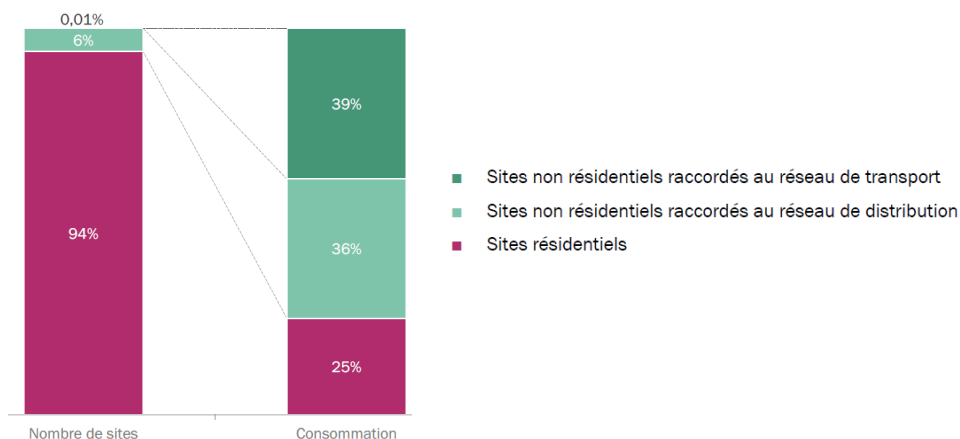
- Soit directement dans le cadre de contrats de gré à gré ;
- Soit de façon intermédiée via des courtiers ou sur les marchés financiers (comptant et futur) avec EEX comme principale plateforme européenne. La principale différence avec les marchés dédiés à l'électricité est l'absence de marché intraday pour le gaz compte tenu d'un équilibrage journalier.

• Les consommateurs de gaz

La CRE distingue les 11,4 millions de sites consommateurs de gaz en trois segments de marché :

- Les sites non résidentiels transport (grands sites industriels raccordés au réseau de transport) ;
- Les sites non résidentiels distribution : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution ;
- Les sites résidentiels : sites de consommation des clients particuliers.

Les 10,7 millions de sites résidentiels représentent 94% du nombre de sites mais seulement 25% de la consommation alors que les 0,7 million de sites non résidentiels représentent 6% du nombre de sites mais 75% de la consommation de gaz en France.



Les consommateurs de gaz sont segmentés par tranche suivant leur niveau de consommation de gaz dont découle une option tarifaire différente :

Option tarifaire	Usages	Usages
Tranche T1	Cuisson, eau chaude	< 6 MWh / an
Tranche T2	Chauffage individuel, petites chaufferies	6 < x < 300 MWh / an
Tranche T3	Grandes chaufferies	300 < x < 5000 MWh / an
Tranche T4	Industriels	> 5000 MWh / an
Tranche TP	Industriels éligibles à un raccordement direct au réseau de transport	> 5000 MWh / an

Les T4 et TP sont télérelevés. Les autres segments le deviennent également avec près de 6,9 millions de compteurs communicants « Gazpar » installés. Ils permettent les relevés à distance et un suivi de consommation au quotidien mais beaucoup ne sont pas encore connectés à distance, ce qui ouvrira progressivement la voie à des offres adaptées et des mesures d'optimisation.

2.2.3.2.3 Les offres tarifaires du gaz

- **Les TRV (Tarifs Réglementés de Vente)**

Proposés exclusivement par l'opérateur historique (ENGIE) et les fournisseurs historiques locaux (ELD), les tarifs réglementés de vente, connaissent une extinction progressive initiée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et confirmée par la loi consommation du 17 mars 2014 et plus récemment par la loi relative à l'énergie et au climat (LEC) du 8 novembre 2018. Au 1^{er} janvier 2021, les seuls bénéficiaires éligibles au TRV gaz sont :

- Les immeubles d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh
- Les particuliers dont la consommation annuelle est inférieure à 30 MWh

Au-delà du 30 juin 2023, tous devront obligatoirement avoir basculé en offre de marché.

- **Les « offres de marché »**

Fixées librement par les fournisseurs, ces offres peuvent être à prix fixe ou à prix variable.

- Les offres à prix variable peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur,
- Les offres à prix fixe regroupent une diversité de modalités contractuelles. Pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant la durée contractuelle.

Au 31 décembre 2020, 69 % des particuliers étaient passés en offre de marché (contre plus de 98% pour les non résidentiels). Les fournisseurs non historiques commercialisent 54% des offres de marché à l'attention des particuliers contre 60% vers les professionnels.

<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/observatoire-des-marches-de-detail-de-l-energie-du-3eme-trimestre-2020>

- **Les composantes de la tarification**

De même que pour l'électricité la facture de gaz se décompose en 3 blocs.

La part réseaux (transport et distribution) et stockage : Part couvrant les coûts de transport, stockage et distribution du gaz naturel. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application du tarif d'utilisation des réseaux de gaz.

La fourniture de gaz (consommation et frais de commercialisation) : Son montant est fonction de la consommation et peut aussi inclure selon les fournisseurs et les clients cibles, un abonnement couvrant les frais de commercialisation. Le gaz consommé se mesure en m³, puis est convertie en kWh à l'aide d'un coefficient de conversion pour corriger les variations de son pouvoir calorifique liées à l'altitude (pression atmosphérique)

Les taxes et contributions spécifiques :

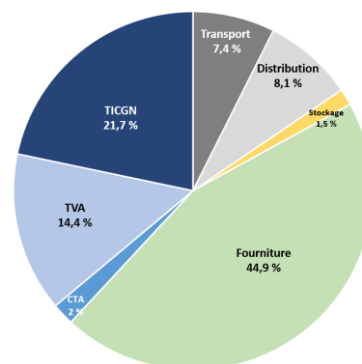
- La **Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN)** est applicable depuis le 1^{er} avril 2014 à

tous les consommateurs de gaz naturels (sous réserve de certains usages industriels exemptés). Depuis le 1^{er} janvier 2016, elle inclut également la CTSSG (Contribution au Tarif Spécial de Solidarité) qui finance le tarif spécial de solidarité ainsi que la contribution biométhane qui finance les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Elle est fixée 8,44 €/MWh consommé pour 2021.

- La **Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)** finance les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Elle est égale à 20,80% de la part fixe du tarif d'acheminement pour 2021 pour les sites raccordés au réseau de distribution.
- Puis, la TVA sera applicable à un taux de 5,5% ou 20% selon la composante.

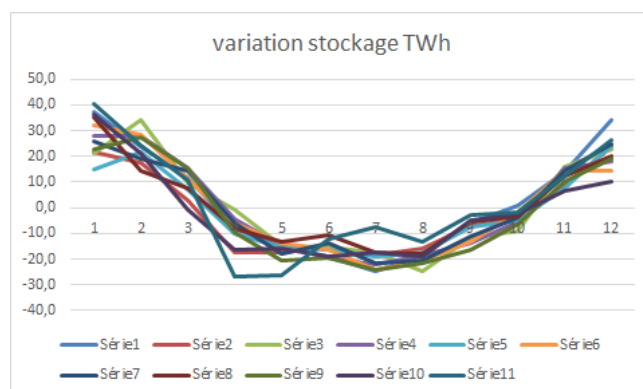
Le schéma ci-contre met en lumière la contribution relative des postes de coûts d'un client gaz « T4 » (date).

La fourniture d'énergie représente moins de la moitié de la facture (44,9%) alors que le total de l'acheminement s'élève à 15,5 % (réseaux de transport et distribution) et les taxes à 38,1% (taxes et contributions spécifiques et TVA).



2.2.3.2.4 Mécanisme de sécurisation des approvisionnements

Le marché de l'électricité est un marché de flux du fait de l'incapacité à stocker cette énergie à grande échelle. Celui du gaz est un marché de stockage qui permet de combler un décalage existant entre une consommation en gaz fortement saisonnière (les quantités de gaz consommées en France sont trois fois plus importantes en hiver qu'en été) et un approvisionnement en gaz continu et régulier. Le schéma ci-dessous présente la saisonnalité du stockage au cours d'une année et ce pendant 11 années « superposées ».



Le stockage est donc un élément clé du dispositif d'approvisionnement français qui contribue à une volatilité moindre du prix du gaz par rapport à celui de l'électricité. Trois opérateurs de stockage se partagent le marché en France avec : Storengy, Terega (ex-TIGF) et Géométhane avec des parts de marchés respectives de 79%, 17% et 4%.

Les fournisseurs peuvent utiliser ces capacités de stockage comme un élément de couverture pour limiter leur exposition au pic de prix en hiver en réservant des capacités de stockage plus ou moins importantes (en fonction de l'écart de prix des futures été / hiver) afin de les remplir pendant l'été gazier (avril-septembre) et déstocker pendant l'hiver gazier (octobre-mars). En pratique l'écart de prix des futures Eté/Hiver est généralement proche du coût moyen de stockage d'un MWh sauf configuration exceptionnelle de marché (surplus ou déficit).

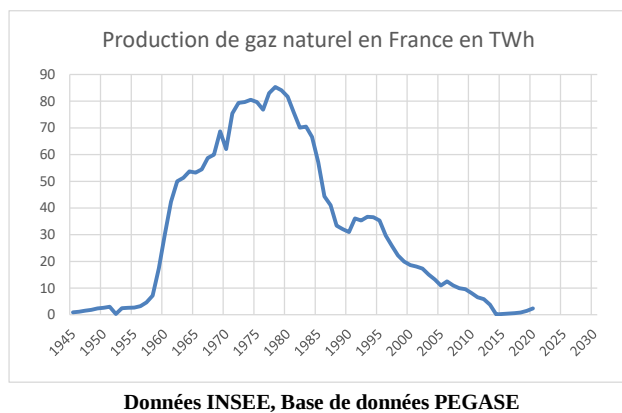
2.2.3.2.5 Le dispositif des Certificats d'Economie d'Energie (CEE)

Les fournisseurs de gaz sont également des acteurs obligés au titre du dispositif de Certificats d'Economie d'Energie (se reporter en section 2.2.3.1.5).

2.2.3.2.6 Un marché cible du gaz B-to-B estimé à 13 Md€²⁷

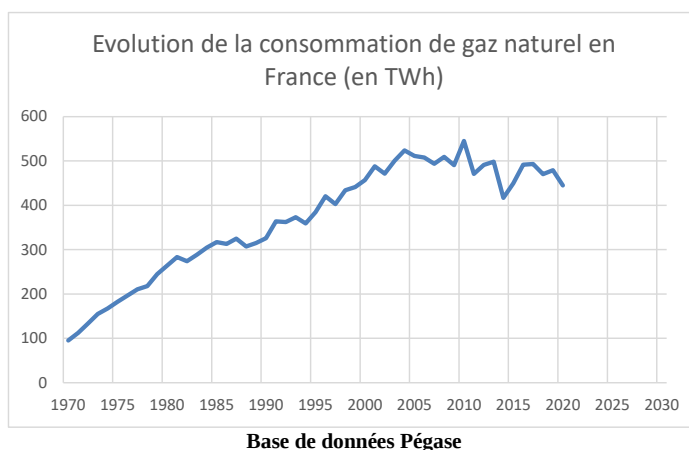
- **Un marché dépendant des importations**

La France ne produit presque plus de gaz naturel qui est essentiellement importé par gazoduc ou sous forme liquéfié.



La production de gaz naturel (à ne pas confondre avec le gaz de ville mélange de CO-H₂ qui était produit à partir de la distillation du charbon) a été très dépendante de la production du gisement de Lacq mise en exploitation dans les années 60. Suite à son épuisement progressif, la production a quasiment disparu en France à l'exception de la production issue de la méthanisation de biomasse et de déchets organiques qui elle se développe. Avec 214 sites injectant sur les réseaux gaziers au 31 décembre 2020, la capacité de production de biogaz est de 3,9 TWh en 2020 (soit +75% par rapport à 2019) et pourrait atteindre 30% du gaz consommé en 2030 (source GRTgaz Bilan 2020 publié le 4 février 2021). La méthanisation représente néanmoins à ce jour moins de 1% de la consommation de gaz en France qui reste donc dépendante des importations.

Selon la CRE, la consommation en France s'est établie à 484 TWh en 2020 (en baisse d'environ 5%) sous l'effet d'un climat particulièrement doux (année la plus chaude enregistrée depuis 1900) et d'une activité industrielle très réduite du fait de la crise sanitaire.



L'historique de la consommation de gaz naturel doit s'analyser au regard de facteurs conjoncturels (conditions météorologiques où la situation de l'équilibre offre-demande du secteur électrique, les cycles combinés gaz naturel pouvant être plus ou moins appelés en fonction des prix de marché de l'électricité et du CO₂) et structurels liés aux décisions gouvernementales sur l'incitation à privilégier une source d'énergie pour répondre aux besoins de chauffage des résidentiels et/ou pour la production électrique et/ou pour le transport.

Ainsi, le palier observé dans les années 80 correspond à la fois à la promotion du chauffage électrique lié aux mises en service des réacteurs nucléaires en France et au prix élevé du gaz (le prix du gaz à l'import exprimé en \$ était lié au prix du pétrole et des produits pétroliers). Dans la décennie suivante, la demande en gaz a réaugmenté du fait de la baisse du prix du pétrole, puis de l'incitation au développement de la cogénération. Depuis le milieu des années 2000

²⁷ En prenant par hypothèse le prix moyen du MWh facturé par la Société à ses clients gaz en 2020 (énergie + acheminement)

et malgré la mise en service de presque 6 GW de cycles combinés du gaz naturel, la demande n'augmente plus vraiment.

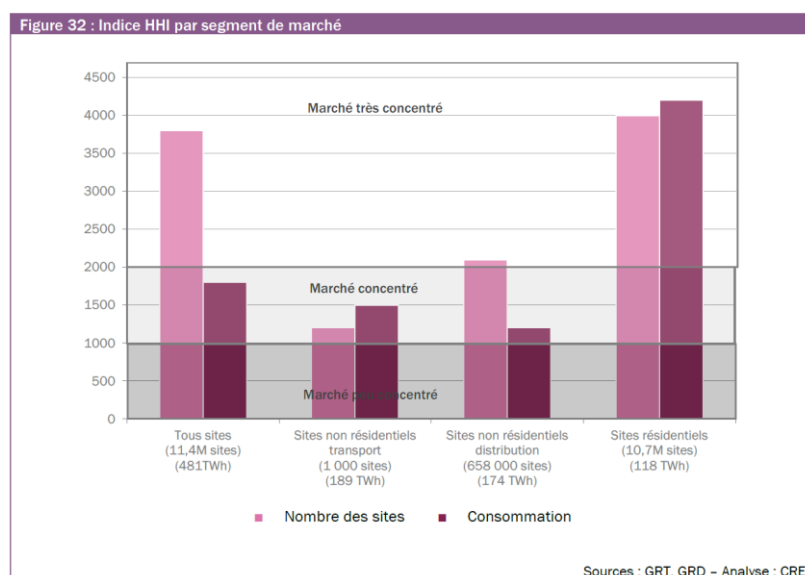
Malgré une baisse de la consommation d'électricité (-5%), les centrales électriques à cycle combiné gaz (CCG) ont été sollicitées à "un niveau soutenu" en 2020 (44 TWh), démontrant leur rôle clé pour équilibrer le système électrique français, notamment lors des pics de consommation ou pour faire face aux aléas des autres types de centrales. En tant qu'unités pilotables, ces CCG ont contribué à l'intégration dans le système électrique de la production éolienne et solaire intermittente, et à compenser la baisse significative de la production nucléaire (-12%).

Le marché total du gaz en 2020 s'est élevé à environ 18,6 Mds€ sur la base du tarif réglementé en vigueur fin 2019 (soit 38,50€ le MWh) dont environ 10 Md€ pour le seul marché non-résidentiel qui a consommé 363 TWh en 2020.

- **Des cibles B-to-B prioritaires représentant 36% de la consommation nationale en 2020²⁸**

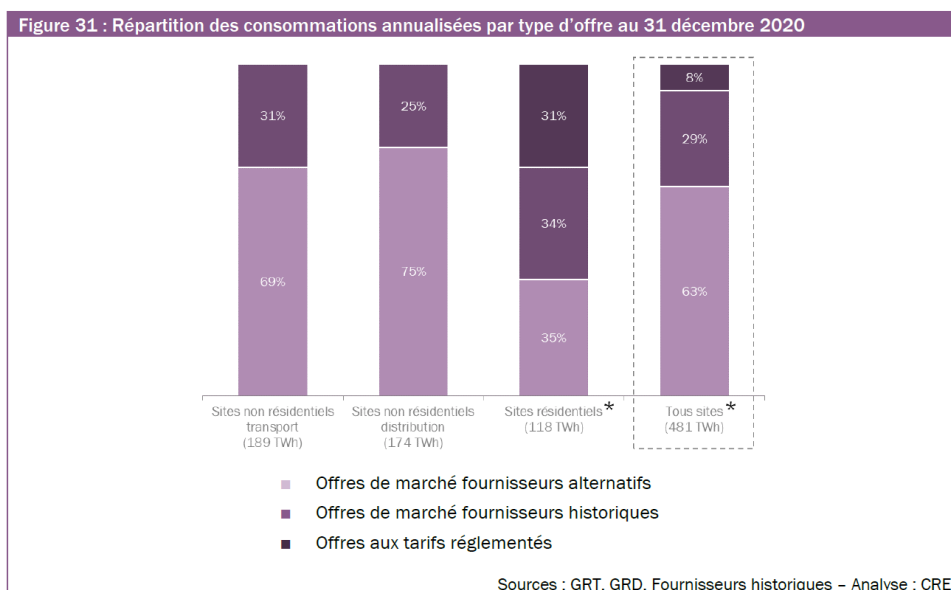
Sur le marché du gaz, E-PANGO mène une stratégie identique à celle sur le marché de l'électricité en visant exclusivement le segment de la clientèle des professionnels qui d'après l'observatoire de la CRE pour le 4^{ème} trimestre 2020, représentent environ 659.000 sites, à comparer aux 10,7 millions de sites résidentiels. S'ils ne représentent que 6,1% du nombre de sites, ils totalisent plus de 75% de la consommation annualisée de gaz en 2020, soit environ 363 TWh sur un total de 481 TWh.

A l'horizon 2025, la Société affiche l'ambition de capter une part de marché proche de 0,5% en se concentrant dans la mesure du possible sur des cibles B-to-B pour lesquelles le gaz correspond à un besoin lié à une activité industrielle plutôt que pour les seuls besoins de chauffage. Néanmoins, l'activité venant de démarrer, la Société étudie toute opportunité commerciale. Comme indiqué dans le schéma ci-après, ce segment apparaît comme le plus concurrentiel du marché.



La part de marché des opérateurs alternatifs s'établit à 75% au 31 décembre 2020 comme indiqué dans le schéma ci-dessous :

²⁸ Source : Observatoire CRE 4T2020 pages 35 à 39 (<https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-de-l-energie-du-4eme-trimestre-2020>)



• Environnement concurrentiel

Au 31 décembre 2020, la CRE recense²⁹ :

- 34 fournisseurs à dimension nationale intervenant sur le segment non-résidentiel (hors les très grands sites reliés au réseau de transport) ; et
- 28 fournisseurs à dimension locale ou régionale actifs sur le territoire, dont 19 entreprises locales de distribution et 9 fournisseurs alternatifs intervenant sur différents segments de marché.

La fourniture de gaz par E-PANGO n'étant qu'à ses débuts et plus dans une démarche exploratoire, il n'est pas présenté de positionnement parmi les fournisseurs de gaz présents sur le marché. Lors d'appels d'offres, la Société a été confrontée à deux types d'acteurs : Engie et Total d'une part, et des acteurs de taille moyenne comme Antargaz ou encore, Gaz de Bordeaux.

²⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-de-l-energie-du-4eme-trimestre-2020> (pages 40 à 42).

2.2.3.3 CADRE REGLEMENTAIRE

Comme développé en sections 2.2.2.1 « Panorama de l'électricité et 2.2.2.2 « Panorama du gaz en France, ces deux secteurs d'activité sont soumis à un cadre réglementaire défini par le Code de l'énergie.

2.2.3.3.1 Les acteurs de la régulation

Le marché français est régi et supervisé par deux organismes publics indépendants : la Commission de la Régulation de l'Énergie et (ii) le médiateur national de l'énergie.

- **La Commission de Régulation de l'Énergie**

Les informations ci-dessous sont extraites du site de la CRE :

file:///C:/Users/Evelyne/Downloads/OrganisationMissionsCRE_Rapport_Activite_2019.pdf

Depuis sa création, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique. La CRE est une autorité administrative indépendante dont les principales missions qui se déclinent en deux volets sont les suivantes :

➤ **En matière d'accès aux réseaux de distribution et de transports**

- Garantir le droit d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié et de stockage souterrain de gaz naturel
- Veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel liquéfié
- Garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.

➤ **En matière de régulation des marchés sont les suivantes :**

- Surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros d'électricité, de gaz naturel et de CO2
- Concourir au bon fonctionnement des marchés de détail : A ce titre, elle peut notamment
 - Proposer le montant des tarifs réglementés dans l'électricité qui resteront validés par le ministère de l'Énergie ;
 - Propose aussi au ministre de l'Énergie les conditions dans lesquelles s'effectue la vente de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique)
 - Rendre des avis (évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz et d'électricité, tarifs à visée sociale (tarif de première nécessité en électricité, tarif social de solidarité en gaz) et des décisions à travers son comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) ;
- Concourir à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité et à la fourniture d'électricité et de gaz
- Informer l'ensemble des consommateurs

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) exerce les compétences de la CRE en matière de sanctions et de règlement des différends, dans leurs aspects techniques et financiers, relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz, notamment entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel.

- **Le Médiateur National de l'Énergie**

Le médiateur de l'énergie est une autorité administrative indépendante qui se compose de deux services : un service d'information sur toute sujet concernant le fonctionnement du marché de l'énergie avec notamment le site energie-info.fr et un service de médiation. Ce dernier propose des solutions amiables (médiations) aux litiges avec les entreprises du secteur de l'énergie.

Le recours au médiateur est possible si (i) une réclamation écrite a été préalablement adressée au fournisseur d'énergie, et si (ii) à l'issue d'un délai deux mois, aucune réponse n'a été donnée par le fournisseur d'énergie ou que la réponse est jugée insatisfaisante. La saisine du médiateur doit se faire par écrit en communiquant tous les éléments nécessaires à l'étude du dossier.

- **La Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)**

Les informations ci-dessous sont extraites du site [Direction générale de l'énergie et du climat \(DGEC\) | Ministère de la Transition écologique \(ecologie.gouv.fr\)](https://direction-generale-energie-et-climat.gouv.fr/).

Rattachée au Ministère de la Transition Ecologique, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat est une direction d'administration centrale française qui définit et met en œuvre la politique énergétique de la France et d'approvisionnement en matières premières minérales.

Elle comprend :

- La direction de l'énergie ;
- Le service du climat et de l'efficacité énergétique ;
- La sous-direction des affaires générales et de la synthèse.

La direction générale de l'énergie et du climat a pour mission d'élaborer et de mettre en œuvre la politique relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques, ainsi qu'à la lutte contre le réchauffement climatique et la pollution atmosphérique.

Elle met en œuvre les mesures de contrôle et de répartition des produits et matières premières énergétiques. Elle veille à la bonne exécution des missions de service public dans le domaine de l'énergie. Elle coordonne, en concertation avec les associations, les partenaires économiques et sociaux, et avec l'appui de l'ensemble des ministères concernés, la préparation et la réalisation du programme français de prévention et d'adaptation en matière de changement climatique.

2.2.3.3.2 Principaux termes réglementaires applicables à l'activité d'E-PANGO en tant que fournisseur d'énergie

- **Une autorisation d'exercer est obligatoire**

Les activités menées par la Société sont soumises à l'obtention d'autorisations administratives.

En application des dispositions du Code de l'énergie, tout fournisseur souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finaux ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes doit être titulaire d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie. Il en est de même pour la fourniture de gaz.

L'autorisation est délivrée en fonction (i) des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et (ii) de la compatibilité du projet du demandeur avec les obligations pesant sur les fournisseurs d'électricité ou les obligations de service public mentionnées à l'article L. 121-32 du Code de l'énergie en ce qui concerne le gaz.

La Société a obtenu l'autorisation d'exercer l'activité de fourniture d'électricité le 24 avril 2017 et de fourniture de gaz le 8 octobre 2019.

Conformément aux articles L. 142-31 et suivants du Code de l'énergie, l'autorité administrative peut, en cas de manquement du fournisseur d'électricité ou de gaz à ses obligations, appliquer une sanction pécuniaire, ou retirer ou suspendre, pour une durée n'excédant pas un an, les autorisations de fourniture accordées au fournisseur.

Toutefois, une réglementation récente (décret 2021-273 du 13 mars 2021) étend les possibilités pour le Ministère en charge de l'Energie de suspendre l'autorisation attribué à un fournisseur d'électricité et / ou de gaz naturel : « *Le retrait ou la suspension de l'autorisation peuvent être total ou partiel. Ils peuvent s'appliquer par catégorie de client ou par zone de desserte. La mesure de suspension peut également, à compter de sa date d'effet, ne concerner que la souscription de nouveaux contrats.* » Se reporter également en section 3.3.3.

- **Assurer l'équilibre de son périmètre en tant que « Responsable d'équilibre » en matière de fourniture d'électricité**

Compte tenu de son caractère stratégique, le marché de l'énergie en France définit un principe dit « d'équilibrage » destiné à assurer son bon fonctionnement.

E-PANGO a fait le choix d'assurer la fonction de responsable d'équilibre pour son portefeuille de clients que certains acteurs sous-traitent et contribue ainsi directement à l'équilibre du réseau à l'échelle nationale. A ce titre, deux contrats ont été conclus avec le gestionnaire de réseau (RTE). La Société établit un prévisionnel de consommation de ses

clients et se doit de procéder aux achats correspondants à ces prévisions de livraison. Tout écart significatif avec la consommation réelle de son portefeuille clients entraînerait un déséquilibre entre les injections et les soutirages d'énergies au sein du périmètre sur lequel intervient la Société ce qui l'expose potentiellement à des surcoûts potentiels vis-à-vis du gestionnaire de réseau.

Se reporter à la section 2.2.2.5.4 expliquant le fonctionnement du mécanisme.

- **L'accès au dispositif dit de l' « ARENH »**

Créé en 2011 pour une durée de 15 ans, l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique) est un mécanisme réglementaire destiné à favoriser la concurrence sur le marché de l'électricité. Il impose à EDF d'offrir aux autres fournisseurs d'électricité, un accès à sa production d'électricité provenant de son parc nucléaire afin de faire bénéficier leurs clients des avantages économiques de ce parc à travers une offre de prix attractive. Cet accès est limité à 100 TWH par an (soit environ 25% de la production).

Pour plus de détails quant au fonctionnement et aux enjeux liés à l'AREN, se reporter à la section 2.2.2.5.4 et à la section 3.3.1.

- **La collecte de taxes et contributions spécifiques**

L'acheminement et la fourniture d'énergie sont soumises à un ensemble de taxes et contributions spécifiques, fixées par les pouvoirs publics (État, communes). A travers la facturation de ses clients, la Société collecte ces taxes et contributions et les reverse à chaque ayant droits.

Ces taxes sont détaillées en section 2.2.3.1.3 pour l'électricité et en section 2.2.3.2.3 concernant le gaz.

- **Mécanismes de certificats de capacités**

Le dispositif est présenté à la section 2.2.3.1.4 ci-dessus.

- **Dispositifs relatifs à l'énergie verte et à la transition écologique**

Les informations de cette partie sont extraites du site <https://www.ecologie.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>

Rappel du contexte : La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) vise à instaurer un modèle énergétique robuste et durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement.

Pour donner un cadre à l'action à mettre en œuvre par tous, la loi fixe plusieurs objectifs à moyen et long terme :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4). La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20% en 2030 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% à l'horizon 2035 ;
- Atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- Lutter contre la précarité énergétique ;
- Affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;
- Réduire de 50% la quantité de déchets mis en décharge à l'horizon 2025 et découpler progressivement la croissance économique et la consommation de matières premières.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de politique énergétique définis par la loi. L'ensemble des piliers de la

politique énergétique et l'ensemble des énergies sont traités dans une même stratégie : maîtrise de la demande en énergie, maîtrise des coûts des énergies, promotion des énergies renouvelables, garantie de sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique, etc. La PPE est un outil opérationnel engageant pour les pouvoirs publics. Elle décrit les mesures qui permettront à la France de décarboner l'énergie afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Les 10 prochaines années permettront de prendre le virage qui rendra faisable cette ambition nécessaire. Le scénario énergétique de la PPE est le même que celui de la stratégie nationale bas carbone (SNBC) pour la période qu'elle couvre.

Synthèse de la PPE d'avril 2020

Consommation finale d'énergie	Baisse de 7,6 % en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 <i>Soit une réduction de 6,3 % en 2023 et de 15,4 % en 2028 par rapport à 2018</i>
Consommation primaire des énergies fossiles	Baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012
Émissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie	277 MtCO ₂ en 2023 227 MtCO ₂ en 2028 <i>Soit une réduction de 14 % en 2023 et de 30 % en 2028 par rapport à 2016 (322 MtCO₂)</i> <i>Soit une réduction de 27 % en 2023 et 40 % en 2028 par rapport à 1990.</i>
Consommation de chaleur renouvelable	Consommation de 196 TWh en 2023 Entre 218 et 247 TWh en 2028 Soit une augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable de 2017 (154 TWh)
Production de gaz renouvelables	Production de biogaz à hauteur de 24 à 32 TWh en 2028 sous l'hypothèse d'une baisse des coûts (4 à 6 fois la production de 2017)
Capacités de production d'électricité renouvelables installées	73,5 GW en 2023, soit + 50 % par rapport à 2017 101 à 113 GW en 2028, doublement par rapport à 2017
Capacités de production d'électricité nucléaire	4 à 6 réacteurs nucléaires fermés d'ici 2028 dont ceux de Fessenheim. Fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, date d'atteinte d'une part de 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique.
Croissance économique	Hausse de 1,3 point de PIB en 2023 par rapport au scénario tendanciel, et de 2,1 point en 2028
Emplois	Création d'environ 238 000 emplois en 2023 par rapport au scénario tendanciel et de 440 000 emplois en 2028
Revenu disponible brut des ménages	Hausse du pouvoir d'achat des ménages de 1 point en 2023, par rapport au scénario tendanciel et de 2,2 points en 2028

Dispositifs en matière d'énergie verte et de transition écologique

Le dispositif des **Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)** a été introduit par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE) avec pour objectif de réaliser des économies d'énergie dans les milieux diffus que sont les secteurs du bâtiment et de la petite et moyenne industrie. Pour réaliser les objectifs ambitieux de la loi de transition énergétique ce dispositif a successivement été renforcé (quatrième période du dispositif, de 2017 à 2021, et cinquième période, de 2022 à 2025). Se reporter à la description insérée à la section 2.2.3.1.5 ci-dessus.

Les **Garanties d'Origine** sont des documents électroniques qui existent dans tous les pays de l'Union Européenne permettant au consommateur achetant de l'électricité verte d'avoir la garantie qu'une production d'électricité issue d'énergies renouvelables a été injectée dans le réseau (Source : Ademe). Ces garanties d'origine existent aussi dans le domaine du gaz vert. Pour 1 MWh produit, un producteur obtient une GO. Se reporter à la description insérée à la section 2.2.3.1.5 ci-dessus.

2.2.3.3.3 Règlements applicables en matière de collecte et d'utilisation des données

Le cadre juridique applicable au traitement de données personnelles est en évolution constante. Le règlement n° 2016/679, dit Règlement général sur la protection des données (RGPD), applicable depuis le 25 mai 2018, impose des obligations pour toutes les entités effectuant des traitements de données personnelles, assorties de sanctions en cas de non-respect de ces obligations. Du fait du traitement des données personnelles de son personnel (noms, prénoms, dates de naissance, ...etc) et de ses clients (noms, prénoms, numéros de téléphone, adresses postales, adresses emails, coordonnées bancaires, informations sur la consommation d'électricité, informations sur le système électrique du client, dépenses d'électricité), la Société est soumise à cette réglementation et adapte ses outils et son organisation en conséquence.

Toutefois, la Société ne s'adressant qu'à des cibles professionnelles (entreprises et collectivités), l'enjeu RGPD est limité (collecte des données personnelles de son effectif et des coordonnées des contacts dans l'entreprise/ collectivité cliente). L'utilisation des courbes de charges fait l'objet d'une autorisation de la part de chaque client.

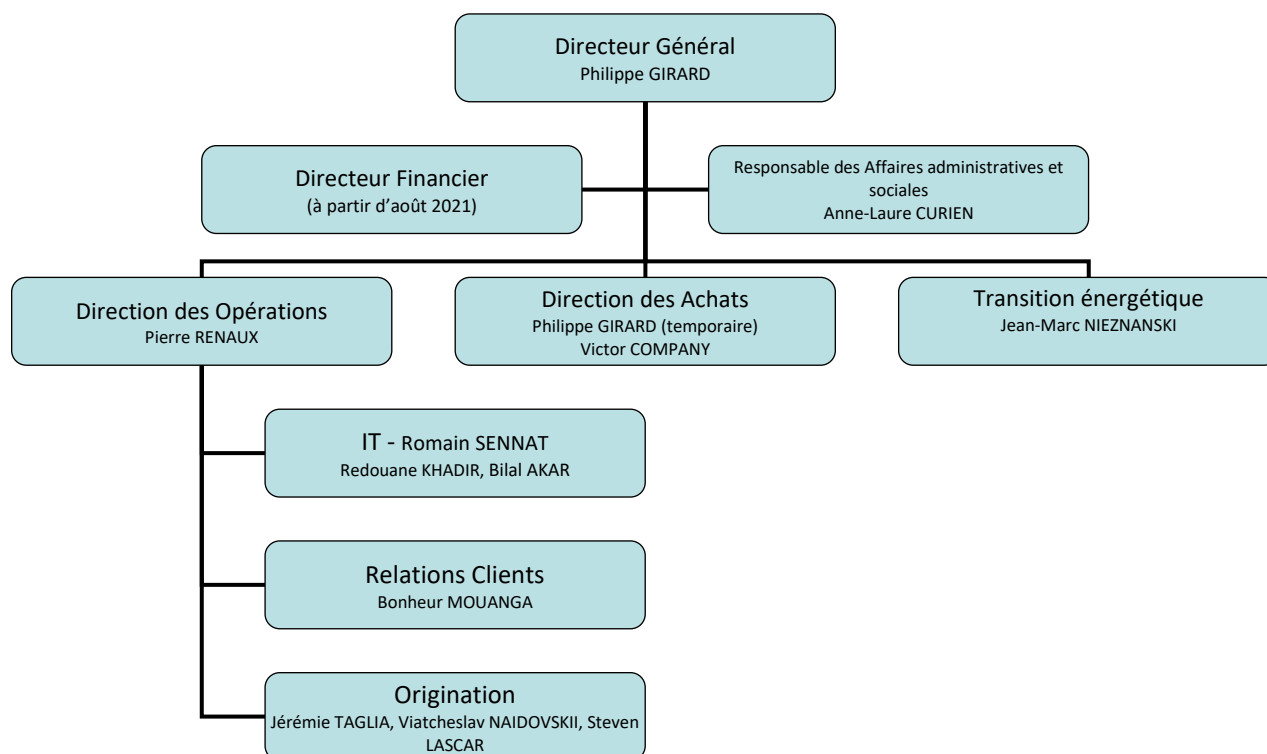
Se reporter également aux sections 2.2.2.8 « Une infrastructure technologique propriétaire clé de voûte de l'organisation » et 3.3.5 « Risques liés aux informations collectées et stockées sur la plateforme technologique /RGPD ».

2.3 STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

2.3.1 Organisation et équipes

Au jour du présent document, la Société compte 11 collaborateurs encadrés par un management expérimenté. Tous les salariés bénéficient à ce jour de plans de BSPCE.

2.3.1.1 Organigramme fonctionnel



La Société recourt également à un cabinet d'expertise-comptable en charge de la production des états financiers ainsi que des déclarations sociales et fiscales (ou celles relatives aux reversements de sommes dues au titre des contrats uniques) ainsi qu'à un cabinet juridique pour les aspects corporate et sociaux.

2.3.1.2 Un top management expérimenté

	Philippe GIRARD, fondateur et directeur général : Expert de l'énergie et des marchés électriques, Philippe assure la direction générale de la Société et pilote les activités de sourcing (achats d'électricité et de gaz). Il dispose de 15 ans d'expérience dans l'énergie nucléaire (CEA) et 15 ans dans le trading (EDF Trading, Goldman-Sachs, Mercuria). Ancien élève de l'Ecole Normale Supérieure - Agrégé de chimie - Docteur en physique atomique et optique quantique.
	Pierre RENAUX, directeur des opérations : Expert en fouille de données, Pierre assure la direction opérationnelle et pilote les enjeux BigData de la société. Fort de 20 ans d'expérience en informatique, ancien consultant Business & Technology chez Capgemini TMD, Co-fondateur et ancien CTO d'Attentive Ads (régie publicitaire digitale), Pierre a été amené à conceptualiser des bases de données documentaires volumineuses (plusieurs millions d'enregistrements) et à en extraire des connaissances induites pour mieux répondre aux enjeux clients. Docteur en Data Mining et Aide à la décision de l'Université de Caen

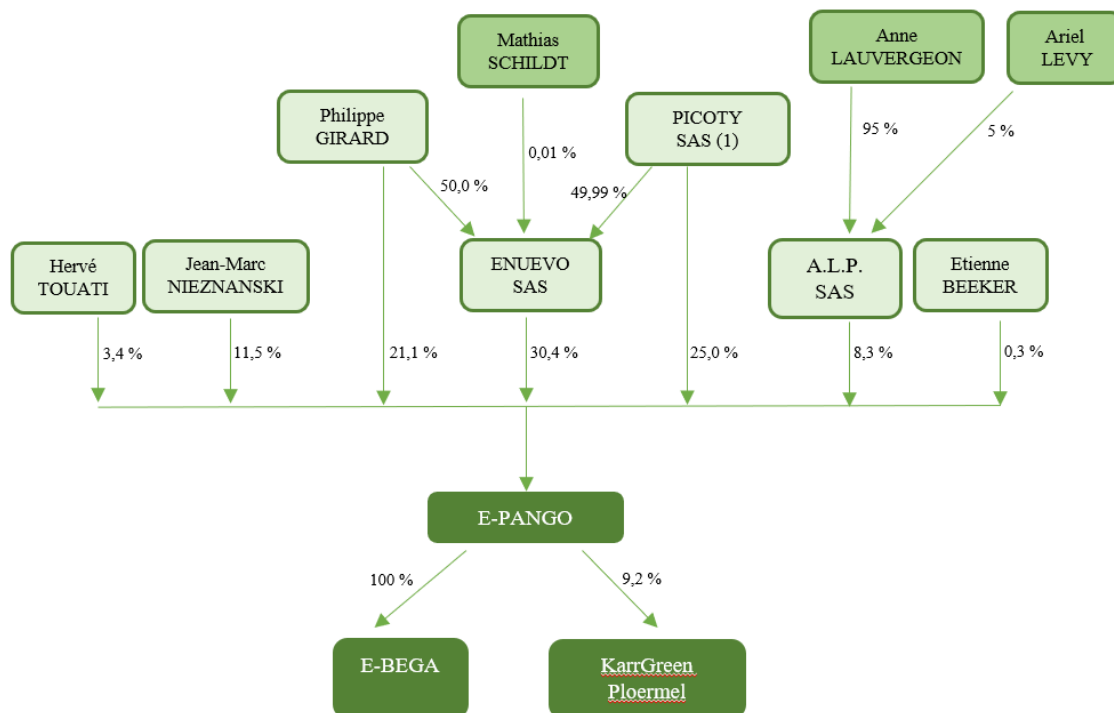
	Romain SENNAT, responsable informatique : Expert informatique et Product Owner, Romain encadre l'équipe IT, assure le bon fonctionnement du système d'information ainsi que son évolution pour concilier enjeux métiers et besoins clients. En activité depuis 2015, il a travaillé pendant 2 ans dans le domaine de la protection sociale (Caisse Centrale de la Mutualité Sociale Agricole) avant de rejoindre E-Pango en 2017. Diplômé de l'IUT de Montreuil (Université Paris VIII)
---	---

Un directeur financier est en cours de recrutement avec une prise de poste prévue début août 2021.

2.3.2 Organigramme juridique

La Société dont l'actionnariat est décrit en section 6.1.1 ci-après, ne fait pas partie d'un groupe. Toutefois, contrôlant près de 40,2 % directement et indirectement du capital de la Société, le groupe Picoty consolide la Société dans ses comptes par la méthode de mise en équivalence.

Au jour du présent Document, l'organigramme juridique se présente comme suit (les % en capital et droits de vote étant identiques) :



- (1) Groupe familial français intervenant dans le secteur des énergies dont le capital détaillé est présenté en section 6.1.1 du présent Document.

E-BEGA est une filiale détenue à 100% créée en juin 2020 au sein de laquelle est logée l'activité de solutions de flexibilité. Son 1^{er} exercice s'achèvera le 31 décembre 2021.

KarrGreen Ploermel est la structure dans laquelle est logée la 1^{ère} station-service 100% verte du futur réseau Karrgreen (se reporter à la section 2.2.2.4.1 ci-après). E-PANGO y détient 9,2% des actions et des droits de vote, le reste du capital et des droits de vote étant détenu par des actionnaires sans lien capitalistique avec la Société à l'exception de Jean-Marc NIEZNANSKI qui en détient 3,6% du capital et des droits de vote et est actionnaire d'E-PANGO à hauteur de 11,5 % (sans fonction dirigeante, ni d'administrateur).

2.3.3 Eléments de propriété intellectuelle

Les seuls éléments de propriété intellectuelle de la Société sont la marque e-PANGO déposée ainsi que le nom de domaine du site corporate www.e-pango.com.

2.4 INVESTISSEMENTS

2.4.1 Principaux investissements réalisés depuis le 1^{er} janvier 2021

Les investissements réalisés depuis le 1^{er} janvier 2021 concernent principalement la poursuite des travaux d'amélioration de la plateforme technologique ainsi que le versement de 59 K€ de dépôts de garantie complémentaires dont 50 K€ sur le compte « *Collateral Trading* » (Se reporter à la section 2.2.2.5.4) et de 9 K€ concernant le nouveau siège social (13 K€ contre 4 K€ au 31 décembre 2020 pour les anciens locaux).

La Société avait également fait l'acquisition d'une batterie pour un montant de 57 K€ destinée à équiper une des deux premières solutions de flexibilité. Le client ayant décidé de financer cet équipement, la batterie lui sera vendue.

2.4.2 Principaux investissements en cours de réalisation ou pour lesquels des engagements fermes ont été pris. Mode de financement

Néant.

2.5 EXAMEN OPERATIONNEL ET FINANCIER

Le lecteur est invité à lire les informations qui suivent relatives à la situation financière et aux résultats de la Société avec l'ensemble du Document d'enregistrement et notamment :

- Les comptes annuels de la Société établis au titre de l'exercices clos le 31 décembre 2020 présentés à la section 5.1.1 du présent Document d'enregistrement ayant fait l'objet d'un audit par le cabinet MAZARS dont le rapport est inséré à la section 5.3.1 ; et
- Les comptes annuels de la Société établis au titre de l'exercices clos le 31 décembre 2019 présentés à la section 5.1.2 du présent Document d'enregistrement ayant fait l'objet d'un audit par Monsieur Frédéric ACCARDI dont le rapport est inséré à la section 5.3.2.

La filiale e-BEGA détenue à 100%, créée le 22 juin 2020, clôturera son 1^{er} exercice social le 31 décembre 2021.

2.5.1 Présentation générale

2.5.1.1 Activité de la Société

La Société est un fournisseur d'énergie (électricité et gaz) qui ne s'adresse qu'à des clients non résidentiels à travers des offres tarifaires personnalisées couvrant des périodes de 1 à 3 ans. La Société ne disposant pas de moyens de production en propre, elle mène une politique d'approvisionnement destinée à couvrir au mieux ses engagements de livraison futurs compte tenu de son expertise en matière de modélisation de la consommation de ses clients. E-PANGO bénéficie de l'éventail le plus large en matière de sourcing par le fait qu'elle bénéficie d'une accréditation pour intervenir directement sur les marchés (à terme et comptant), qu'elle bénéficie par ailleurs du dispositif ARENH et qu'elle peut également recourir à des contrats de gré à gré (principalement pour la partie Gaz dont la commercialisation n'a commencé que fin 2020).

La Société développe des projets pilotes afin de proposer des solutions de flexibilité destinées à réduire la facture énergétique de ses clients ou à optimiser son sourcing. Parmi ces projets, une solution couplant autoproduction et capacité de stockage in situ chez le client dispose aujourd'hui d'un retour d'expérience de plus de deux ans.

Pour plus de détails, se reporter à la section 2.2 du présent Document.

2.5.1.2 Source de revenus

Le chiffre d'affaires compte deux natures de revenus :

- Les revenus issus de la fourniture d'énergie (électricité et gaz) qui comprennent principalement :
 - Les MWH facturés sur la base des consommations réelles ;
 - La refacturation de divers produits liés tels que des Garanties d'Origine et les certificats de capacité ; et
 - Des revenus d'abonnements liés aux frais de commercialisation applicables à certains profils de clients.
- La refacturation du coût de l'acheminement au titre de la collecte pour le compte de gestionnaire de réseaux.

La Société ayant conclu avec les gestionnaires de réseau des contrats dits « GRD-F », elle est amenée à facturer ses clients (à quelques exceptions près) dans le cadre de contrats dits « uniques » (se reporter à la section 2.2.3.1.2). A ce titre, en plus de la consommation d'énergie, la Société facture à ses clients le coût de l'acheminement revenant aux gestionnaires de réseaux et divers taxes et contributions spécifiques revenant à divers ayants-droits (douanes, communes, département...) pour lesquels la Société n'intervient qu'en tant que « collecteur » dans la mesure où elle reverse l'intégralité de ces montants à qui de droit. Les gestionnaires de réseau rémunèrent cette collecte par le paiement d'une commission forfaitaire par point de livraison facturé.

Agissant en tant qu'agent, la Société comptabilise le coût de l'acheminement en chiffre d'affaires. En revanche, les sommes facturées au titre de la collecte des taxes et contributions spécifiques ne font l'objet que d'écriture bilantielle à l'instar de la TVA collectée.

2.5.1.3 Indicateurs suivis par le management

Les indicateurs suivis par le management sont :

- Le chiffre d'affaires ainsi que les éléments qui le sous-tendent (Nombre de GWh livrés, le nombre de clients ainsi que le nombre de points de livraisons) ; ainsi que
- Deux indicateurs alternatifs de performance de manière régulière et pérenne, la marge brute et l'EBITDA dont le calcul est présenté ci-dessous. Il est précisé que ces indicateurs ne figurent pas dans l'annexe aux comptes 2020 et ne sont donc pas audités par le commissaire aux comptes qui en a cependant vérifié le calcul au titre de la relecture du présent Document.

1 – MARGE BRUTE

La marge brute est calculée comme suit après prise en compte des reclassements évoqués en note 2.5.3 ci-dessous :

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité	Exercice 2019 publié
Chiffre d'affaires	13 483	5 523	5 578
Achats de marchandises	(11871)	(4850)	(3423)
<i>Dont achats hors coût d'acheminement</i>	<i>(8 340)</i>	<i>(3369)</i>	<i>(3423)</i>
<i>Dont coût d'acheminement</i>	<i>(3531)</i>	<i>(1481)</i>	<i>0</i>
Coût de l'acheminement (*)	-	-	(1481)
Variation de stocks (certificats de capacité)	(90)	(41)	(41)
Achats de mat.ières et aut. Approv.		(122)	(122)
Marge brute	1 522	510	510
Taux de marge brute	11,3%	9,2%	9,2%

(*) Un retraitement est intervenu en 2020 ayant conduit à reclasser le coût de l'acheminement facturé par les gestionnaires de réseaux dans le poste "Achats de marchandises" alors qu'il était auparavant comptabilisé en "Autres Charges Externes". Avant ce retraitement, la définition du calcul de la marge brute aurait été différente afin de prendre en compte cette charge externe.

2 – L'EBITDA

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Résultations d'exploitation	602	86
Dotations aux amort. et provisions	198	79
EBITDA	800	165
Taux d'EBITDA	5,9%	3,0%

Se reporter à la section 2.5.3.2 pour les commentaires.

2.5.1.4 Recherche et développement, technologies

Les dépenses de recherche et développement concernent l'enrichissement de sa plateforme technologique sur laquelle repose une grande partie du fonctionnement opérationnel de la Société. A ce titre, des sommes engagées pour le développement de certains modules logiciels (CRM, Energy Management System (EMS)) destinés au pilotage d'installation de solutions de flexibilité (avec autoproduction et stockage in situ chez les clients...).

2.5.1.5 Fournisseurs et sous-traitants

L'essentiel des achats de la Société concernent :

- Les approvisionnements en énergie (gaz et électricité) et de manière plus marginale, divers outils relatifs à des dispositifs spécifiques relatifs à la fourniture d'électricité comme les certificats de capacité ou encore les garanties d'origines ; et
- Le coût de l'acheminement de l'énergie facturé à la Société par les gestionnaires de réseaux pour ses clients en contrats uniques et que la Société leur refacture, collecte pour ensuite le reverser à chaque gestionnaire de réseaux concernés.

2.5.1.6 Etats financiers pro forma.

Non applicable.

2.5.1.7 Information sectorielle

Non applicable.

2.5.2 Principaux facteurs ayant une incidence sur les résultats de la Société

Les principaux facteurs ayant une incidence sur l'activité et les résultats de la Société sont :

➤ Incidence sur l'activité

- La capacité de la Société à développer et fidéliser son portefeuille clients ;
- Le niveau de consommation d'énergies des clients ;
- Les évolutions du prix de l'énergie ;
- La montée en puissance de l'activité « gaz » qui n'a démarré que fin 2020 ;
- Toute décision des pouvoirs publics ayant une incidence sur le coût de l'acheminement que la Société est amenée à facturer à ses clients (pour ceux en contrats uniques)

➤ Incidence sur les résultats

- L'évolution du prix des divers composants entrant dans le coût d'approvisionnement en énergie (énergie, garantie d'origine, certificats de capacité, ...) et notamment, toute décision politique à venir relative au mécanisme d'ARENH dont l'échéance théorique est prévue fin 2025 ;
- Le degré de couverture mis en place en matière de sourcing ;
- La montée en puissance de la vente de gaz dans le total des revenus dans la mesure où la marge brute dégagée sur les livraisons de gaz est moins élevée que celle générée sur l'électricité ;
- L'exactitude de la modélisation de la Société quant aux consommations futures de ses clients. A défaut, en tant que responsable d'équilibre, la Société est exposée au paiement d'écarts au profit des gestionnaires de réseaux ;
- Le rythme de développement attendu du déploiement de solutions d'autoproduction et de stockage d'énergie chez certains clients pour lesquels la Société pourrait contribuer au financement total ou partiel de l'acquisition de batteries de stockage ;
- Les dépenses engagées au titre de l'enrichissement de la plateforme technologique ;
- Toute possible mise en place d'une réglementation susceptible d'impliquer des coûts non identifiés à ce jour.

2.5.3 Commentaires relatifs aux résultats de l'activité de la Société au cours des exercices clos les 31 décembre 2020 et 31 décembre 2019

L'annexe aux comptes 2020 met en évidence une note relative à des « Circonstances qui empêchent la comparabilité d'un exercice à l'autre » qui ont deux origines :

a) Des reclassements de compte à compte effectués en 2020 :

- En 2019, les charges et produits financiers liés à la couverture sur le marché avaient été intégrés à la marge commerciale à travers la comptabilisation d'un produit de 55 K€ classé dans le compte « Couverture marché

positif » qui figure au poste « Ventes de Marchandises ». En 2020, afin de ne pas impacter le chiffre d'affaires, il a été considéré que les produits ou charges liés à la couverture sur le marché venaient désormais uniquement en diminution ou en augmentation du coût d'achat de l'énergie ;

- La part de Chiffre d'affaires liés à l'acheminement était comptabilisée dans le Poste « Production vendue » en 2019. En 2020, l'ensemble du Chiffre d'affaires Vente énergie et acheminement est constaté dans le poste « Ventes de marchandises/ Ventes Energie ». Ne Figure en « Production vendue » que le chiffre d'affaires correspondant aux abonnements facturés aux clients.
- Parallèlement, les coûts refacturés par les gestionnaires de réseaux au titre de l'acheminement qui figuraient dans le poste « Autres achats et charges externes » sont désormais intégré en frais accessoires des « achats de marchandises/ Achats Energie ». Pour l'année 2019, les coûts d'acheminement représentaient un montant de 1 481 K€.
- Il a été également procédé au reclassement du dépôt fait auprès de la « clearing bank » libellé « Keler collateral trading » correspondant au montant immobilisé en fonction du volume maximal de trading proportionnel à la croissance de l'activité de la Société. En 2019, ce dépôt avait été comptabilisé en Disponibilités et a été reclassé pour un montant de 120 K€ en Immobilisations financières.

Afin de permettre une comparabilité des comptes 2020 avec ceux de l'exercice 2019, l'impact de ces reclassements sur les comptes publiés de l'exercice 2019 sont les suivants :

En K€	31/12/202019 publié	Impact reclassement	31/12/2019 retraité
COMPTE DE RESULTAT			
Chiffre d'affaires	5 578	-55	5 523
Achats de marchandises	3 424	1 426	4 850
Autres charges externes	1 701	-1 481	220
BILAN			
Immobilisations financières	620	+120	740
Disponibilités	2 272	-120	2 152

b) Des présentations normatives des résultats antérieurs

- En 2019, la Société a déposé des demandes de crédit impôt recherche et crédit impôt innovation au titre des exercices 2017, 2018 et 2019. Le montant des crédits d'impôts afférents aux exercices 2017 et 2018 s'élevait à 41 k€ (dont 11 k€ au titre de 2017 et 29 k€ au titre de 2018). Le produit d'impôt comptabilisé au titre de 2019 s'en est trouvé majoré d'autant.
- La perte exceptionnelle constatée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 d'un montant de 401 k€ était liée à une erreur commise en novembre 2017 lors de la nomination au guichet de l'ARENH pour l'année 2018. Cette erreur d'interprétation des engagements d'achats auprès de l'ARENH et qui a été découverte en juillet 2019 lors de la réception du courrier de la Commission de Régulation de l'Energie a donné lieu à une comptabilisation de charges exceptionnelles sur exercices antérieurs.

L'impact de ces deux points sur les comptes de l'exercice 2019 sont les suivants :

En k€	31/12/2019	31/12/2020
Résultat net publié	-196	+716
Correction Arenh 2018	+401	
CIR /CII	-41	
Résultat net retraité	+163	+716

Les commentaires sur les comptes ci-dessous sont établis sur la seule base des comptes 2020 et des comptes 2019 retraités des reclassements et présentations normatives du résultat 2019.

Les données clés de la période présentée sont les suivants :

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 Retraité	Exercice 2019 Publié
Chiffre d'affaires net	13 483	5 523	5 578
Total autres produits d'exploitation	379	401	378
Total produits d'exploitation	13 862	5 924	5 955
Marge brute	1 522	510	510
Résultat d'exploitation	602	86	86
Résultat financier	(47)	(69)	(69)
Résultat exceptionnel	12	19	(383)
Impôt sur les bénéfices (produit)	(109)	(128)	(169)
Résultat net	675	163	(197)

2.5.3.1 Produits d'exploitation

Le total des produits d'exploitation s'élève à 13 862 K€ en 2020 contre 5 901 K€ en 2019 (base retraitée). Leur évolution se détaille comme suit.

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Revente électricité (1)	9 849	3 783
<i>Dont ventes de certificats de capacités</i>	591	249
Revente gaz	100	
Refacturation acheminement énergie	3 521	1 617
Abonnements	12	2
Travaux installation panneaux		120
Autres produits	2	1
Total chiffre d'affaires	13 483	5 522
Production immobilisée	370	369
Reprise provision dépréciation stocks	-	10
Transfert de charge	9	22
Total autres produits	379	401
Total produits d'exploitation	13 862	5 923

(1) Ce montant inclut les ventes de garanties d'origine

➤ Chiffres d'affaires

En 2020, le chiffre d'affaires a fortement progressé (+144%) malgré le contexte de crise sanitaire et l'arrêt ou le ralentissement de l'activité de nombreux clients professionnels. Cela traduit la montée en puissance de l'offre auprès d'un nombre croissant de clients. Hors refacturation du coût de l'acheminement à reverser intégralement aux gestionnaires de réseaux, les ventes d'énergie s'affichent en hausse de 163% pour s'établir à 9 849 K€. Ce montant inclut 761 K€ de ventes à RTE au titre des écarts liés à des achats excédentaires durant le confinement de novembre. Hors ce montant, la croissance des ventes d'énergie s'élève à 143%.

Les chiffres 2019 concernaient exclusivement la fourniture d'électricité, ceux de 2020 incluent les premières livraisons de gaz à compter du mois de novembre (3 GWh livrés, soit un chiffre d'affaires d'environ 100 K€).

Le montant de refacturation de l'acheminement en 2020 est relatif aux ventes d'électricité pour 3 466 K€ et aux ventes de gaz pour 65 K€. En 2019, l'acheminement ne concernait que l'électricité.

➤ Autres produits

La production immobilisée est relative aux dépenses de R&D activées (coûts salariaux) qui concernent essentiellement l'enrichissement de la plateforme logicielle.

2.5.3.2 Résultat d'exploitation

Au cours des deux exercices présentés, le résultat d'exploitation a fortement progressé passant de 86 K€ en 2019 à 602 K€ en 2020. Cette augmentation résulte :

- D'une augmentation de la marge brute dégagée en lien avec le développement de l'activité commerciale ; et
- Des coûts de structure maîtrisés.

➤ Marge brute

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Chiffre d'affaires	13 483	5 523
Achats de marchandises	(11871)	(4850)
Variation de stocks (certificats de capacité)	(90)	(41)
Achats de mat.1ères et aut. Approv.		(122)
Marge brute	1 522	510
Taux de marge brute	11,3%	9,2%

Au cours de l'exercice 2020, la marge brute s'est établie à 1 522 K€ en progression de 1 012 K€ par rapport à l'exercice précédent sous l'impulsion du dynamisme commerciale. Le taux de marge brute a progressé passant de 9,2% en 2019 à 11,3 % en 2020. Le taux dégagé en 2019 a notamment été impacté à hauteur de 122 K€ liés à l'achat de panneaux solaires pour l'installation de Locminé. Enfin il est à noter que l'amélioration de marge brute tient compte d'un surcoût d'approvisionnement liés aux écarts facturés par RTE à la Société au titre de son rôle de « Responsable d'équilibre » qui s'est élevé à environ 289 K€ en 2020 contre 80 K€ en 2019. L'augmentation de ce surcoût est pour l'essentiel imputable à des difficultés de modélisation durant le second confinement au cours duquel la Société a dû faire face à des consommations atypiques et erratiques de la part de certains clients.

Il est rappelé que le coût d'achat des marchandises (énergie) inclut la charge relative au coût d'acheminement net des indemnités perçues de la part des gestionnaires de réseau, à hauteur de 3 531 K€ au titre de 2020 et 1 481 K€ au titre de 2019, ainsi que l'impact des charges et produits financiers liés à la couverture sur le marché dont le montant est non significatif.

➤ Autres charges d'exploitation

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Autres achats et charges externes	351	220
Impôts et taxes	13	9
Salaires et charges sociales	736	491
Dotations aux amort. Et provisions	199	79
Autres charges	-	-
Total autres charges d'exploitation	1 299	799

Les autres charges d'exploitation (hors approvisionnements) ont progressé de 63% soit à un rythme inférieur à la progression de la marge brute (+298%). Leur augmentation est notamment imputable à :

- Des autres charges externes en hausse de 131 K€ dont notamment des honoraires qui ont progressé de 40 K€, des frais d'accès au marché en hausse de 26 K€ et des commissions de 15 K€ dont 12 K€ de prestations de conseils ;
- Une masse salariale en hausse de 245 K€ sous l'effet de 3 recrutements réalisés en 2020 et d'une hausse de la rémunération du dirigeant décidée courant 2019 mais qui a pesé en année pleine en 2020 ; et enfin

- Des dotations aux amortissements et provisions en hausse de 120 K€ dont la constatation d'une provision pour dépréciation d'une créance client de 13 K€ et une hausse de la dotation aux amortissements du fait de la poursuite des efforts de R&D.

La progression du résultat d'exploitation qui s'établit à 602 K€ en 2020 (contre 86 K€ en 2019) traduit la pertinence du modèle mis en place par la Société. Le degré de digitalisation du fonctionnement opérationnel permet d'absorber une hausse significative d'activité avec des coûts de structure maîtrisés.

➤ EBITDA

L'EBITDA progresse également en lien avec la croissance de l'activité. Il s'établit à 800 K€ en 2020 contre 165 K€ en 2019. Le taux d'EBITDA affiche pour sa part un quasi doublement mettant de nouveau en lumière l'efficacité du modèle mis en œuvre par la Société.

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Résultations d'exploitation	602	86
Dotations aux amort. et provisions	198	79
EBITDA	800	165
Taux d'EBITDA	5,9%	3,0%

2.5.3.3 Formation du résultat net

➤ Résultat financier

La perte financière nette a été réduite passant de 69 K€ en 2019 à 47 K€ en 2020. Elle résulte du remboursement à l'échéance (février 2020) de l'emprunt obligataire émis en décembre 2018 qui était rémunéré au taux annuel de 16,55%.

➤ Résultat exceptionnel

Le résultat exceptionnel a évolué comme suit :

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Produits exceptionnels sur opérations de gestion	5	1
Produits exceptionnels sur opérations en capital	17	18
Total produits exceptionnels	22	19
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion	10	-
Total charges exceptionnelles	10	-
Résultat exceptionnel	12	18

La colonne 2019 est corrigée d'une charge exceptionnelle de 401 K€ constatée au cours de cet exercice 2019 qui était relative à une erreur commise en novembre 2017 lors de la nomination (bordereau de prévision de consommation) au guichet de l'ARENH pour l'année 2018 et qui a été découverte en juillet 2019 lors de la réception du courrier de la Commission de Régulation de l'Energie. Cette erreur ponctuelle n'a pas été renouvelée lors des nominations ultérieures. Se reporter à la section 3.1.3.

➤ Impôt

Le produit net d'impôt sur les sociétés a enregistré une faible diminution entre les exercices 2019 et 2020. Elle traduit la comptabilisation pour la première fois d'une charge d'impôt exigible (l'ensemble des reports déficitaires ayant été absorbés) à hauteur de 24 K€ que l'augmentation de la créance de CIR (133 K€ en 2020 contre 128 K€ en 2019) n'a pu compenser. Il est rappelé que le produit net d'impôt constaté en 2019 a été retraité de la comptabilisation de CIR dégagés au titre d'exercices antérieurs à hauteur de 41 K€.

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019 retraité
Impôt exigible	24	-
Crédit Impôt Recherche généré sur l'exercice	(133)	(128)
Impôt sur les sociétés	(109)	(128)

A fin 2020, il ne subsiste aucun déficit reportable.

Après prise en compte de ces divers éléments, le résultat net s'est élevé à 675 K€ au titre de l'exercice 2020 contre 163 K€ en 2019 sur une base retraitée alors que le résultat 2019 publié était une perte de 197 K€ compte tenu d'une perte exceptionnelle relative à des exercices antérieurs.

2.5.4 Informations sur les capitaux, liquidités et sources de financement de la Société

2.5.4.1 Informations sur les capitaux propres et les liquidités

Au 31 décembre 2020, le montant de la trésorerie nette disponible (trésorerie disponible minorée des découverts bancaires) s'établit à 3 346 K€ contre 2 272 K€ au 31 décembre 2019 (avant reclassement de 120 K€ du compte bloqué de Keler Collateral en immobilisations financières). Se reporter également à la section 2.5.6 ci-après.

Les capitaux propres s'élèvent à 3 750 K€ au 31 décembre 2020 et 3 091 K€ au 31 décembre 2019.

L'évolution de l'endettement net est la suivante :

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019
Disponibilités	3 346	2 272
Trésorerie disponible	3 346	2 272
Emprunts bancaires (Part < 1 an)	51	430
Concours bancaires	1	-
Intérêts courus	-	43
Endettement financier - court terme (A)	52	473
Emprunts bancaires (> 1 an)	1 645	301
Endettement financier - Part non courante (B)	1 645	301
Endettement financier (A+B)	1 697	774
Endettement financier net	(1 649)	(1 498)
Comptes courants d'actionnaires	660	667
Endettement net	(989)	(831)
Reclassement en immobilisations financières (*)		(120)
Endettement net retraité (*)	(989)	(711)

(*) Au 31 décembre 2019, la trésorerie disponible comprenait un montant de 120 K€ placé dans un compte bloqué constitutif d'une garantie apportée à la « clearing bank » de la Société (agent compensateur pour les interventions sur le marché de gros). Au 31 décembre 2020, ce montant a été reclassé en immobilisations financières. Se reporter en note 5.2.9 de l'annexe aux comptes clos le 31 décembre 2020 insérés à la section 5.1.1 du présent Document.

Aucun nouvel endettement financier n'a été souscrit depuis le 31 décembre 2020. Un avenant a été conclu concernant le PGE dont la date initiale de remboursement était initialement fixée en mai 2021. Il est dorénavant remboursable en 4 ans à compter de mai 2022.

2.5.4.2 Informations sur les sources de financement

Au cours de la période présentée, la Société a eu recours à plusieurs sources de financement venant s'ajouter à l'autofinancement dégagé par l'activité :

- Une augmentation de capital ;
- Un emprunt obligataire ;
- De l'endettement financier ainsi que
- Des comptes courants d'actionnaires.

➤ Financement par le capital

Depuis sa création, le produit brut total des augmentations de capital réalisées s'est élevé à 3,4 M€ dont la principale a été réalisée en novembre 2019 pour un montant de 3,0 M€. Le détail est le suivant :

Date	Capital social émis	Prime d'émission	Produit brut de l'augmentation de capital
14-déc.-15	50 000,00 €	- €	50 000,00 €
26-oct.-16	25 000,00 €	- €	25 000,00 €
12-déc.-16	25 000,00 €	287 500,00 €	312 500,00 €
28-nov.-19	99 999,00 €	2 899 971,00 €	2 999 970,00 €

➤ Emprunt obligataire 2018

La Société a émis un emprunt obligataire en décembre 2018 portant sur un montant nominal de 250 K€. Rémunéré au taux annuel de 16,55 %, cet emprunt a été remboursé intégralement à son échéance en février 2020.

➤ Dettes bancaires

Les tableaux ci-dessous résument l'évolution de la dette bancaire au cours des deux exercices présentés.

En K€	Solde au 1er jan 2019	Souscription	Remboursement	Solde au 31 déc 2019
Emprunts bancaires	353	241	(115)	480
<i>Dont prêt</i>	351	200	(115)	437
<i>Dont intérêts courus non échus</i>	2	41		43

En K€	Solde au 1er jan 2020	Souscription	Remboursement	Solde au 31 déc 2020
Emprunts bancaires	480	1 394	(178)	1 696
<i>Dont prêt</i>	437		(136)	301
<i>Dont PGE</i>	0	1 394	0	1 394

Se reporter également à la section 2.5.6 présentant les conditions de l'endettement.

➤ Comptes courants d'actionnaires

La Société a également bénéficié d'un compte courant d'actionnaires dont l'évolution a été la suivante :

(En K€)	
Au 1er janvier 2019	335
Encaissement	500
Remboursement	(168)
Au 31 décembre 2019	667
Encaissement	
Remboursement	(7)
31 décembre 2020	660

Dans le cadre de la prochaine introduction en bourse, il n'est pas prévu que le compte courant détenu par ENUEVO soit utilisé pour souscrire par incorporation de créances à l'augmentation de capital, ni qu'il soit procédé à son remboursement immédiat avec le produit de cette dernière, ENUEVO s'étant engagé à ne pas en demander le remboursement pendant une période minimale de 1 an après l'introduction en bourse. Durant cette période, les conditions de rémunérations de cette avance d'actionnaire seront maintenues conformément à la convention en vigueur.

2.5.4.3 Sources de financement complémentaires obtenues depuis le 31 décembre 2020

Néant.

2.5.5 Flux de trésorerie

La variation de trésorerie a évolué comme suit.

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019
Flux de trésorerie généré par l'activité	1 313	(928)
Flux de trésorerie lié aux opérations d'investissement	(1 241)	(605)
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	1 001	3 403
Variation de trésorerie	1 073	1 870

L'analyse par nature de flux est la suivante.

➤ Flux net de trésorerie généré par l'activité

Le flux net de trésorerie généré par l'activité a fortement progressé au cours des exercices présentés pour s'établir à 1 313 K€ au titre de 2020 contre (928) K€ en 2019.

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019
Résultat brut d'exploitation	787	166
Variation du BFR d'exploitation	482	(697)
Flux net de trésorerie d'exploitation	1 269	(531)
Autres encaissements et décaissements liés à l'activité	44	(397)
Flux de trésorerie généré par l'activité	1 313	(928)

Cette amélioration de 2 241 K€ résulte :

- De la progression de 621 K€ du résultat brut d'exploitation qui s'élève en 2020 à 787 K€ contre 166 K€ un an auparavant ; et
- D'un besoin en fonds de roulement d'exploitation (BFRE) réduit de 482 K€ alors qu'il s'était creusé de 697 K€ en 2019. Cette évolution erratique est imputable d'une part à un effet de base défavorable résultant de la signature de 3 importants contrats clients dont les livraisons ont démarré en novembre 2019. Les achats correspondants ont été payés sur 2019 alors que les factures clients n'ont été encaissées qu'en 2020 ce qui a pesé à hauteur d'environ 0,8 M€ sur le BFR 2019 et d'autre part, la prise en compte de plus-values latentes sur achats à terme au 31 décembre 2020 à hauteur d'environ 772 K€ qui ont conduit à réduire le BFR à cette date et donc la variation dégagée sur l'année ; et

- D'un montant d'encaissements/décaissement net liés à l'activité en baisse sensible dans la mesure où l'exercice 2019 avait été impacté par une charge exceptionnelle de 401 K€ imputable à un exercice antérieur.

➤ Flux net de trésorerie généré par les opérations d'investissements

La consommation de trésorerie liée aux opérations d'investissements se présente comme suit :

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019
Acquisitions d'immobilisations	(1 241)	(863)
Réduction d'immobilisations financières		258
Flux de trésorerie lié aux opérations d'investissement	(1 241)	(605)

En 2020, les principaux flux ont concerné :

- Les dépenses de R&D relatives à l'enrichissement de la plateforme technologique pour 370 K€ ;
- Une augmentation de la garantie versée au titre de l'ARENH pour 242 K€ ;
- Un apport de trésorerie de 400 K€ dans un compte bloqué « Kepler collateral » (garantie à apporter pour intervenir sur le marché de gros – Se reporter à la section 2.2.2.5.4 2^{ème} alinéa). Ce montant de 400 K€ inclut 120 K€ qui à fin 2019 avaient été classés en disponibilités, puis reclassés en immobilisations financières en 2020 ;
- La souscription au capital de la filiale E-BEGA nouvellement créée pour 100 K€ et la prise de participation de 9,2% dans Karrgreen Ploermel pour 40 K€.

En 2019, les principaux flux ont concerné :

- Les dépenses de R&D relatives à l'enrichissement de la plateforme technologique pour un montant de 369 K€ ;
- Une augmentation de la garantie versée au titre de l'ARENH à hauteur de 450 K€.

➤ Flux net de trésorerie généré par les opérations de financement

Au cours de la période écoulée, le flux net de trésorerie lié aux opérations de financement s'est décomposé comme suit.

(En K€)	Exercice 2020	Exercice 2019
Augmentation de capital (nette des frais d'émission)		2 978
Emission d'emprunts et apports en compte courant	1 394	700
Remboursements d'emprunts et remboursement de compte courant	(393)	(283)
Subventions d'investissements reçues		8
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	1 001	3 403

En 2020, les principaux flux ont concerné :

- L'encaissement d'un PGE de 1 394 K€ ; et
- Le remboursement en février de l'emprunt obligataire de 250 K€ émis en décembre 2018 ainsi que 136 K€ relatif à l'échéancier d'autres emprunts bancaires conformément à leur plan de remboursement, le solde de 7 K€ étant relatif au compte courant d'actionnaire.

L'exercice 2019 a été marqué par les principaux mouvements suivants :

- La réalisation d'une augmentation de capital à hauteur de 2 978 K€ ayant marqué l'entrée du groupe Picoty au capital de la Société ;
- La souscription d'un emprunt de 200 K€ et des apports en comptes courants de 500 K€ ; et
- Le remboursement de la dette financière à hauteur de 115 K€ conformément à l'échéancier.

2.5.6 Informations sur les conditions d'emprunt et structure de financement

Les conditions de ces principales sources de financement détaillées ci-dessus sont les suivantes :

➤ Dettes financières

Emprunts	Montant nominal souscrit	Taux (hors assu. et garantie)	Date	Durée (et différé d'amortissement)	Date d'échéance	Garanties	Solde au 31 12 2020
Banque A (PGE)	1 394 K€	0,7% à compter de la date d'échéance initiale (5 mai 2021)	mai-20	Durée initiale : 1 an. Puis, avenant du 9 février 2021 fixant la durée de remboursement à 4 ans à compter de juillet 2022 en 16 trimestrialités constantes	avr-26	Garantie de l'Etat à hauteur de 90% (mesure Covid) rémunérée comme suit sur la base du capital restant dû: * 0,25% pour la durée initiale * 0,50% pour les années 1 et 2 * 1% pour les années 3, 4 et 5	1394 K€
Banque A	150 K€	0,81%	sept-18	5 ans. Remboursement en 20 trimestrialités après 1 an de différé	juin-24	Garantie Bpi Financement à hauteur de 50%	106 K€
BpiFrance	150 K€	5,53%	sept-18	8 ans. Remboursement en 20 trimestrialités après 3 ans de différé	sept-26		150 K€
BpiFrance	50 K€	0,92%	sept-19	5 ans. Remboursement en 48 mensualités après 1 an de différé	juil-24	Assurance décès Philippe Girard	44,9 K€
Total dettes financières							1 695 K€

Sur ce total de 1 695 K€, la part à moins d'un an s'élève à 50 K€, le solde étant à rembourser entre 1 et 5 ans.

➤ Comptes courants d'actionnaires

Par convention conclue le 17 février 2021, le compte courant est rémunéré au taux annuel de 4%.

2.6 TENDANCES

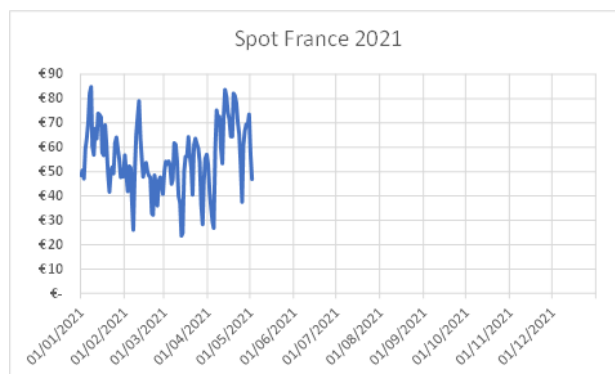
Depuis le début de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2021, la dynamique de l'activité se poursuit à la fois sur l'électricité et sur le gaz dont le démarrage de l'activité s'accélère.

Ainsi, le chiffre d'affaires s'établit à 10,2 M€ au 30 avril 2021, en progression de + 184% par rapport au 30 avril 2020 sous l'effet notamment du démarrage de marchés relatifs à des appels d'offres remportés au cours des derniers mois de l'exercice 2020. La contribution respective des ventes d'électricité et de gaz s'élèvent à 8,1 M€ et 2,1 M€ représentant près de 80 GWh d'électricité livrés (contre 40 GWh un an auparavant) et près de 79 GWh de gaz livrés (activité démarrée au dernier trimestre 2020) et incluant un total de 3,7 M€ de refacturation du coût d'acheminement.

Au 30 avril 2021, le nombre de clients s'établit à environ 480 pour près de 6 500 sites de livraison (contre 1 526 à fin décembre 2020).

Cette performance a été réalisée avec deux collaborateurs supplémentaires (dont l'un dédié à l'activité gaz qui n'a démarré que fin 2020) démontrant l'efficacité du modèle mis en place. En avril, la Société a déménagé pour s'installer dans ses nouveaux bureaux à Paris (8^{ème}).

Sur les premiers mois de l'exercice, le prix de l'énergie a connu un niveau de volatilité relativement habituel en lien notamment avec les aléas climatiques. Le schéma ci-dessus présente l'évolution de la moyenne journalière du prix spot jusqu'à début mai 2021.



2.7 PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE

Compte tenu de l'historique de consommations d'énergie de chaque client en portefeuille à ce jour et de la modélisation de leurs courbes de charges futures, la Société table sur un chiffre d'affaires 2021 minimum de 30 M€, soit une progression de + 120% par rapport à l'exercice 2020) sous réserve de la survenance d'évènements exceptionnels macroéconomiques et/ou sanitaires susceptible de venir affecter les prévisions de consommation. Sur ce total, la vente de gaz devrait confirmer sa montée en puissance pour atteindre au moins 5 M€ (contre 0,1 M€ en 2020) alors que les ventes d'électricité devraient générer un chiffre d'affaires d'au moins 25 M€ (ces données incluant environ 8,5 M€ de refacturation du coût d'acheminement).

La Société ne communique pas sur une prévision de bénéfice au sens du règlement délégué (UE) 2019/980.

Des objectifs de chiffre d'affaires ainsi que de taux de marge brute et de taux d'EBITDA à l'horizon 2025 sont présentés à la section 2.

3 FACTEURS DE RISQUE

Les investisseurs sont invités à prendre en considération l'ensemble des informations figurant dans le présent Document d'enregistrement, y compris les facteurs de risques décrits dans le présent chapitre, avant de décider de souscrire ou d'acquérir des actions de la Société. La Société a procédé à une revue des risques qui pourraient avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats, ses perspectives ou sa capacité à réaliser ses objectifs. A la date d'approbation du présent Document d'enregistrement, la Société n'a pas connaissance d'autres risques significatifs que ceux présentés dans le présent chapitre.

L'attention des investisseurs est toutefois attirée sur le fait que la liste des risques et incertitudes décrits ci-dessous n'est pas exhaustive. D'autres risques ou incertitudes inconnus ou dont la réalisation n'est pas considérée par la Société, à la date d'approbation du présent Document d'enregistrement, comme susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives, peuvent exister ou pourraient devenir des facteurs importants susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats, son développement ou ses perspectives.

Pour répondre au besoin de surveillance et de pilotage des risques inhérents à son activité, E-PANGO s'est attachée dès 2018 à mettre en place une première cartographie des risques et à en identifier les dispositifs de maîtrise. Cette matrice a fait l'objet d'une mise à jour formelle pour les besoins du présent Document d'enregistrement conformément à l'article 16 du règlement (UE) n°2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Ces facteurs de risques, pour ceux considérés comme spécifiques à la Société et importants pour la prise de décision, ont été regroupés en cinq catégories sans hiérarchie entre elles. Au sein de chaque catégorie, les facteurs de risques sont présentés par ordre d'importance, de probabilité et d'impact décroissants selon l'appréciation du Groupe à la date d'approbation du Document d'enregistrement quant à leur degré de criticité net.

Le niveau de criticité net est calculé en fonction d'une approche combinant :

- ✓ La probabilité de survenance (faible, peu fréquent, probable, fréquent)
- ✓ L'impact potentiel sur les opérations de la Société (faible, moyenne, élevé) ;
- ✓ Les dispositifs de gestion du risque existants.

Trois niveaux de criticité ont été identifiés : Faible, Moyen et Elevé.

La survenance de faits nouveaux, soit internes au Groupe, soit externes, est donc susceptible de modifier cet ordre d'importance dans le futur.

Dans le cadre des bonnes pratiques en matière de gouvernance, un Comité Audit et des Risques a été créé dans le cadre du projet de cotation de la Société. En lien étroit avec la direction générale et la direction financière, ce comité aura notamment pour mission de s'assurer que le dispositif mis en place permette non seulement d'identifier les risques mais également de mettre en place des mesures pour les prévenir dans la mesure du possible. Il contribuera également au respect des réglementations applicables, à la maîtrise des activités, et à l'utilisation efficiente des ressources de la Société. Toutefois, la Société ne peut fournir une garantie absolue que ces objectifs seront atteints, ni que les risques d'erreurs ou de fraude soient totalement maîtrisés ou éliminés.

Intitulé du risque	Probabilité d'occurrence	Impact potentiel	Degré de criticité du risque net
Risques financiers			
La politique de sourcing d'énergie de la Société est contrainte par l'immobilisation d'une partie de sa trésorerie et/ou par l'obtention de garanties bancaires	Fréquent	Elevé	Élevé
Risques liés au besoin en fonds de roulement et à la saisonnalité de l'activité	Fréquent	Moyen	Élevé
Risques liés aux délais de de relevés des consommations d'énergie des clients	Fréquent	Faible	Moyen
Risque de dilution	Peu fréquent	Faible	Faible
La Société est exposée à différents risques clients (défaillance et concentration)	Faible	Faible	Faible
Risque de liquidité	Peu Fréquent	Faible	Faible
Risques opérationnels			
La Société est exposée aux risques de fluctuation des prix de commodités énergétiques (électricité, gaz naturel, garanties d'origine, certificats de capacité, etc.)	Fréquent	Moyen	Élevé
La Société est exposée à un risque de défaillance de ses systèmes informatiques	Peu Fréquent	Elevé	Élevé
La Société est exposée à un risque de prévision inexacte des volumes d'énergie consommés par ses clients, impactant sa position sur les réseaux électrique ou gazier	Peu Fréquent	Moyen	Moyen
La Société est exposée au risque de contrepartie de la part d'un ou plusieurs fournisseurs et/ou prestataires et/ou d'acteurs de l'écosystème	Probable	Faible	Faible
La Société pourra devoir suspendre ses approvisionnements d'énergie sur les marchés comptant et/ou à terme	Faible	Moyen	Faible
La Société est exposée aux risques de défaillance de ses processus opérationnels	Faible	Moyen	Faible
Risques réglementaires et juridiques			
Le cadre réglementaire et juridique qui a organisé progressivement depuis 1997 la libéralisation des secteurs de l'électricité et du gaz, pourrait connaître des évolutions futures entraînant pour les fournisseurs un environnement de plus en plus contraignant	Probable	Moyen	Moyen
La Société est exposée aux risques liés aux obligations d'efficacité énergétique	Probable	Moyen	Moyen
L'exercice des activités de fournitures de gaz et d'électricité nécessitent des autorisations préalables ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités	Faible	Elevé	Moyen
En tant que fournisseur d'énergie, la Société est exposée à des évolutions, notamment tarifaires, à l'amont de la chaîne énergétique	Probable	Faible	Faible
Risques liés aux informations collectées et stockées sur la plateforme technologique /RGPD	Faible	Faible	Faible
Risques liés aux secteurs d'activité			
Les acteurs des marchés de la fourniture d'électricité et de gaz sont exposés à un environnement concurrentiel actif	Fréquent	Moyen	Élevé
Les secteurs de la fourniture d'électricité et du gaz sont exposés à des décisions politiques susceptibles d'influer significativement sur leurs perspectives	Probable	Elevé	Moyen
Les marchés de l'électricité et du gaz pourraient être pénalisés par une conjoncture économique défavorable, notamment en cas de survenance d'événements majeurs imprévisibles	Probable	Moyen	Moyen
Les activités de fournitures énergétiques connaissent une saisonnalité et sont exposées aux aléas climatiques	Probable	Faible	Faible

3.1 RISQUES FINANCIERS

3.1.1 La politique de sourcing d'énergie de la Société est contrainte par l'immobilisation d'une partie de sa trésorerie et/ou par l'obtention de garanties bancaires

Afin d'assurer ses engagements de livraison d'énergie envers ses clients, la Société mène une politique d'approvisionnement adaptée comprenant à la fois des achats d'énergie au comptant sur le marché Spot pour ses équilibres finaux mais également par des achats à terme et des engagements d'achats au titre du dispositif ARENH (Se reporter à la section 2.2.2.5). Selon les modalités choisies par la Société, le *sourcing* peut contraindre, soit d'immobiliser certaines sommes, soit de produire des garanties bancaires au profit de contreparties avec notamment :

✓ **Pour l'approvisionnement en électricité :**

Concernant le dispositif ARENH, la Société est contrainte de procéder au versement d'une garantie annuelle égale à 1,5 fois le volume mensuel moyen de notification valorisée au prix de l'ARENH (42 € par MWh) au profit de la Caisse des Dépôts. Le montant immobilisé à ce titre s'élève au 31 décembre 2021 à 853 K€ contre 611 K€ au 31 décembre 2019.

Si les achats sur le marché Spot se paient comptant, la possibilité d'intervenir sur les marchés a pour implication :

- Le versement d'une somme sur un compte courant bloqué dont le montant fixe la limite d'intervention de la Société sur les marchés. Au 31 décembre 2020, ce montant dénommé « *collateral* » s'élevait à 400 K€. Il a été porté à 450 K€ à la suite de l'autorisation obtenue d'intervention sur le marché Spot du gaz et sur les enchères des garanties d'origine.
- Dans le cadre des contrats à terme d'approvisionnement d'électricité, l'immobilisation au profit de ses contreparties différentes sommes dont celles relatives au paiement de l'énergie livrée non payée ainsi que l'exposition financière induite par ses positions à terme qui se traduit par des appels de marge (Se reporter à la section 2.2.2.5.4). Au 31 décembre 2020, le montant cumulé d'engagements hors bilan relatifs aux engagements d'achats dans le cadre de l'ARENH et les positions sur des achats « Forward » s'élevait à 10,1 M€ contre 4,9 M€ au 31 décembre 2019 en lien avec la croissance de l'activité.

Enfin, une garantie bancaire est produite à RTE dont le montant est fonction de l'historique des facturations des écarts sur la période passée. Au 30 avril 2021, cette garantie s'élève à 200 K€.

✓ **Pour l'approvisionnement en gaz :**

Les approvisionnements dans le cadre de contrats de gré à gré impliquent la production de garanties bancaires constitutives d'engagements hors bilan. Au 31 décembre 2020, le montant de garanties bancaires produites s'élevait à 250 K€. Depuis ce montant a été porté à 750 K€ à la suite de la prise d'effet d'un second contrat de gré à gré.

Face au développement rapide de son portefeuille de clients gaz, la Société a procédé à des réservations de capacité de stockage de gaz pour l'hiver 2021/2022. A ce titre, une garantie bancaire a été produite sur un montant de 110 K€.

Une garantie bancaire est également produite au bénéfice des gestionnaires de réseaux, à savoir GRTGaz ou Téréga pour le transport et GRDF pour la distribution) représentant environ un mois de coût d'acheminement avec un plancher. Au 30 avril 2021, son montant total s'élève à 250 K€.

Comme indiqué ci-dessus, la Société a été récemment autorisée à intervenir sur le marché Spot du gaz. Un dépôt de garantie de 50 K€ a été versé. En fonction de la stratégie future en matière de sourcing du gaz, la Société sera contrainte soit de pouvoir produire des garanties bancaires supplémentaires à ses contreparties.

De manière synthétique :

(En K€)	30 avril 2021	31 déc 2020	31 déc 2019
Sommes immobilisées au titre du sourcing d'énergie	1 303	1 253	861
<i>Dont dépôt ARENH</i>	<i>853</i>	<i>853</i>	<i>611</i>
<i>Dont collateral versé (électricité et gaz)</i>	<i>450</i>	<i>400</i>	<i>120</i>
Montant des garanties bancaires produites	1 310	655	250
<i>Dont électricité (RTE)</i>	<i>200</i>	<i>150</i>	<i>150</i>
<i>Dont gaz</i>	<i>1 110</i>	<i>505</i>	<i>100</i>
Engagements hors-bilan achats ARENH et positions « forward »	6 145	10 061	4 870
<i>Dont électricité (RTE)</i>	<i>4 629</i>	<i>7 751</i>	<i>4 870</i>
<i>Dont gaz</i>	<i>1 516</i>	<i>2 310</i>	<i>-</i>

Du fait de la croissance forte de son activité et de l'évolution des prix de marché, la Société pourrait se retrouver dans l'incapacité de fournir les dépôts de garantie, de s'acquitter des appels de marges ou d'obtenir les garanties bancaires demandées par les fournisseurs ou imposées par la réglementation (cas des garanties bancaires à première demande imposées par la loi pour l'ARENH).

En outre, ces garanties ont un coût et pourraient nécessiter l'immobilisation d'une partie des sommes à garantir, ce qui pourrait contraindre la Société à nantir une partie significative de sa trésorerie au profit d'établissements financiers émetteurs des cautions. Dans un tel cas, l'activité, les résultats, la situation financière et les perspectives de développement de la Société s'en trouveraient affectés.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ La Société se donne comme principe directeur fondamental de conditionner (et donc d'éventuellement limiter) son activité commerciale à sa trésorerie disponible et à sa capacité de répondre aux appels de marge sur les marchés à terme. A cet effet, la Société s'impose de pouvoir disposer en liquidité immédiatement mobilisable du montant unitaire par MWh pour tous les achats effectués sur le marché. Le Comité d'audit et des risques examinera régulièrement le volume vendu en le comparant au volume maximal vendable compte-tenu de la contrainte de trésorerie mentionnée ci-dessus ;
- ✓ Afin de ne pas brider sa croissance, la Société envisage une augmentation de capital à intervenir à l'occasion de la prochaine introduction en bourse dont une partie sera affectée au financement de ces sommes à immobiliser. Ce renforcement de sa structure financière lui permettra de s'engager sur des volumes d'approvisionnements plus importants ce qui constitue un impératif pour cibler certains gros consommateurs d'énergie et de disposer des moyens financiers lui laissant la plus grande liberté quant à ses choix d'approvisionnements pour le gaz (contrats de gré à gré nécessitant la production de garanties bancaires sans sommes à décaisser versus achats directement sur le marché de gros impliquant le décaissement de sommes pour venir garantir les volumes d'intervention).

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « élevé ».

3.1.2 Risques liés au besoin en fonds de roulement relatif au financement du cycle d'exploitation et à la saisonnalité de l'activité

Le financement de l'exploitation est générateur d'un besoin en fonds de roulement moyen de l'ordre de 45 jours qui de manière synthétique résulte :

- D'achats d'électricité payés comptant par la Société au cours du mois de livraison alors que le client paiera ses consommations dans un délai de 30 jours (délai de facturation et de paiement inclus), soit un besoin de l'ordre de 45 jours de chiffre d'affaires.
- Des décalages de trésorerie au titre des sommes relatives au coût de l'acheminement et aux taxes et contributions spécifiques que la Société est amenée à collecter pour ses clients en contrats uniques. Le délai moyen à financer est de l'ordre de 15 jours sachant que certaines composantes se paient sur une base mensuelle ou trimestrielle pour d'autres :
- Et enfin, une TVA collectée sur les débits (et non pas sur les encaissements) alors que les achats d'énergie par la Société ne sont pas soumis à la TVA, ce qui génère un besoin de trésorerie supplémentaire.

Ce niveau de BFR doit également être analysé à la lumière d'une saisonnalité de l'activité plus particulièrement soutenue au cours des mois de novembre à février en lien avec la période hivernale. Les consommations y sont élevées à un moment où le prix du MWh peut connaître des tensions à la hausse. Le BFR n'est pas modifié dans sa structure mais connaît des pics en termes de montant au cours du 1^{er} trimestre de l'année civile compte tenu du niveau de chiffre d'affaires mensuel au cours de la période hivernale.

En fonction de son rythme de montée en puissance, l'activité gaz pourrait conduire à une légère réduction du BFR global compte tenu d'achats effectués dans le cadre de contrats de gré à gré prévoyant au profit de la Société un délai de règlement de l'ordre de 20 jours.

En 2020, le tableau de flux de trésorerie fait ressortir un BFR en diminution de 0,5 M€ alors qu'il s'était creusé de 0,7 M€ en 2019. Cette évolution erratique est imputable d'une part à un effet de base défavorable résultant de la signature de 3 importants contrats clients dont les livraisons ont démarré en novembre 2019. Les achats correspondants ont été payés sur 2019 alors que les factures clients n'ont été encaissées qu'en 2020 ce qui a pesé à hauteur d'environ 0,8 M€ sur le BFR 2019 et d'autre part, la prise en compte de plus-values latentes sur achats à terme au 31 décembre 2020 pour un montant d'environ 0,8 M€ qui ont conduit à réduire le BFR à cette date et donc la variation dégagée sur l'année. Hors ces deux éléments, l'exercice 2020 aurait fait apparaître un besoin en fond de roulement en augmentation d'environ 1,1 M€ (soit environ 1 mois de chiffre d'affaires).

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ La Société a toujours conditionné son activité commerciale à sa trésorerie disponible compte tenu des contraintes de financement comme cela est évoqué dans le risque précédent. Afin de ne pas brider sa croissance comme elle a pu être amenée à le faire en s'abstenant de répondre à des appels d'offres dont le gain aurait généré des besoins de trésorerie non disponibles, la Société envisage une levée de fonds à intervenir à l'occasion de la prochaine introduction en bourse.

En effet, n'ayant pas de prise sur les conditions de règlement au comptant de l'électricité sur le marché de gros et considérant que les délais de règlement octroyés à ses clients sont conformes aux pratiques de la plupart des acteurs, la Société considère que le seul moyen de maîtrise de ce risque est de disposer des fonds pour faire face à ce besoin.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « élevé ».

3.1.3 Risque lié aux délais de relevés des consommations d'énergie des clients

La Société est exposée à un risque lié aux délais de relevés des consommations des clients nécessaires à plusieurs calculs qui peuvent se traduire par la comptabilisation de charges au titre d'exercice antérieur ou impacter la marge brute et ce, à plusieurs titres :

- Au titre de la qualité de la Société en tant que « Responsable d'équilibre » du périmètre composé de tous les points de livraison rattachés à ses clients (gaz et électricité) : Le délai de calcul final peut aller jusqu'à 2 ans après l'exercice duquel les écarts entre soutirages et injections auront été constatés ;
- Au titre des mécanismes de capacité acquis par la Société : Le délai peut être de l'ordre de 26 mois au-delà de l'exercice au cours duquel les capacités auraient dû être acquises ;
- Au titre des demandes aux guichets de l'ARENH : Le délai peut être de l'ordre de 6 mois au-delà de l'exercice au cours duquel les consommations éligibles au dispositif auront été réalisées. La Société formule une demande d'allocation ARENH en novembre N pour couvrir des livraisons au titre de l'exercice N (donc « ex-ante »). Puis, l'écart est calculé sur les consommations réelles « ex-post » ; et
- Au titre des Garanties d'Origine : Le délai peut être de l'ordre de 6 mois au-delà de l'exercice au cours duquel les livraisons d'énergie « verte » auront été effectuées.

Ainsi, en 2019, la Société a supporté une charge exceptionnelle de 401 K€ relative aux demandes ARENH formulées en novembre 2017. Lors de sa 1^{ère} participation aux guichets du dispositif ARENH fin 2017 pour des livraisons en 2018, la Société avait tenu compte de prévisions de consommation de deux prospects à un stade de négociation avancé mais qui n'ont finalement pas contracté avec la Société pour certains d'entre eux alors qu'un a contracté mais avec effet à compter du 1^{er} janvier 2019. La Société a été pénalisée à hauteur de la prise en compte de cette anticipation de consommations qui n'aura jamais été livrée en 2018. Cette notification a été faite courant 2019 après débouclage des livraisons réelles 2018.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Affiner au mieux les modélisations de prévisions pour minimiser ces écarts potentiels (dont celui au titre de l'équilibrage) ;
- ✓ Prévision « prudente » de la demande faite au guichet « ARENH » prenant en compte la demande prévisionnelle relative aux seuls clients acquis au 31 octobre N pour les livraisons ARENH au titre de N+1.
- ✓ Prise en compte d'une partie du risque dans les propositions tarifaires.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.1.4 Risque de dilution

Dans le cadre de sa politique de motivation de ses salariés, la Société a émis et attribué deux plans de bons de souscription de parts de créateur d'entreprise (BSPCE) dont les principales caractéristiques sont décrites aux sections 6.5.5.1 et 6.5.5.2 du Document d'enregistrement. A la date du présent Document, l'exercice intégral de ces plans pourrait générer une dilution de 7,5% sur la base du capital actuel et de 7% sur la base du capital dilué.

Pour poursuivre sa politique de motivation et afin d'attirer des compétences complémentaires, la Société pourrait à l'avenir procéder à de nouvelles attributions d'instruments financiers donnant accès au capital de la Société pouvant entraîner une dilution supplémentaire.

De plus, dans l'hypothèse où le Groupe leverait des capitaux par émission d'actions nouvelles, notamment par la mise en œuvre des délégations de compétence consenties par l'Assemblée Générale du 27 mai 2021 au Conseil d'administration (se reporter à la section 6.5.2 du présent Document, la participation de ses actionnaires pourrait être diluée).

Compte tenu de la dilution potentielle actuelle, le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.1.5 La Société est exposée à différents risques clients (défaillance et concentration)

La Société dispose d'un large portefeuille clients qu'elle considère comme n'étant pas concentré autour d'un nombre restreint d'entre eux. Au titre de l'exercice 2020, la contribution au chiffre d'affaires du principal client s'est élevée à 17% et à 63,7% pour les dix plus importants. La perte d'un ou plusieurs de ces clients pourrait néanmoins avoir un impact sur l'activité, les résultats, la situation financière, la trésorerie et les perspectives de développement de la Société.

En matière de solvabilité de ses clients, la Société considère son exposition au risque d'une défaillance financière d'un client comme peu significative dans la mesure où son portefeuille est essentiellement constitué de professionnels de taille moyenne ou grande, dont une large part relève du secteur (para) public. En 2020, le montant de la dotation pour dépréciation du poste clients s'est élevé à 13 K€ (soit <1 pour mille du CA). La Société va se retourner d'une part envers ENEDIS afin de pouvoir récupérer la part de la créance afférente au montant collecté au titre de l'acheminement (3,3 K€ environ) et d'autre part, envers des administrations concernées afin de pouvoir récupérer la part de la créance relative aux taxes afférentes à la consommation finale d'électricité et de la contribution tarifaire de l'acheminement (1,1 K€ environ). Cela ramènera la perte nette pour la Société à hauteur de 9 K€.

Bien que la Société choisisse avec attention ses clients, le risque d'impayés n'est pas à exclure.

Dispositifs de gestion de ces risques

- ✓ Anticipation de la date d'échéance des contrats clients qui ne peuvent pas survenir de manière inattendue. En cas de marché soumis à appel d'offre, veille attentive quant à la tenue du nouvel appel d'offre afin d'y répondre dans les délais impartis ;
- ✓ Recours à de l'assurance-crédit pour les clients relevant du secteur privé. Ces derniers sont prélevés automatiquement à 15 jours (sauf exception en fonction de la « qualité de la signature » du Client) après la date d'émission de la facture. Le système d'information de la Société fait remonter automatiquement une alerte sur tout prélèvement non réalisé, permettant un dialogue quasi-instantané avec le client pour comprendre la situation ;
- ✓ La Société est légalement en capacité de couper l'approvisionnement en électricité et/ou en gaz de ses clients (aucun n'étant soumis aux tarifs réglementés de vente et ses obligations d'approvisionnement en hiver) en respectant la procédure (premier envoi en RAR, mise en demeure, demande de résiliation auprès du gestionnaire de distribution ou du gestionnaire du réseau de transport).

En conséquence, la Société estime que son exposition est limitée, pour un client donné, à deux mois de fourniture d'énergie, à savoir le mois facturé et celui au cours duquel la défaillance financière est constatée. En effet, en cas d'impayés, le montant de l'acheminement ainsi que des contributions et taxes spécifiques seront remboursées par les ayants-droits, si elles ont déjà été acquittées.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.1.6 Risque de liquidité

La Société a procédé à une revue de son risque de liquidité à court terme.

Compte tenu de sa trésorerie disponible au 31 mai 2021 qui s'élève à 3,4 M€ (compte non tenu des 1 303 K€ immobilisés au titre du sourcing d'énergie et d'une somme de 0,2 M€ dans le compte « Initial Margin ») et après prise en compte de son échéancier de remboursement de la dette financière (soit une part à moins d'un an de 50 K€ au 31 décembre 2020 et du niveau d'activité constaté depuis le début de l'exercice et celui attendu au cours des prochains mois, la Société considère disposer des ressources financières nécessaires pour face à ses obligations de trésorerie au cours des 12 prochains mois.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.2 RISQUES OPERATIONNELS

3.2.1 La Société est exposée aux risques de fluctuation des prix de commodités énergétiques (électricité, gaz naturel, garanties d'origine, certificats de capacité, etc.)

Les positions ouvertes de la Société (définies comme l'écart entre les positions générées par son activité de fourniture d'énergie et les couvertures contractualisées) génèrent un risque en cas d'évolutions défavorables des prix de marché de gros, malgré le respect de la stratégie d'approvisionnement et de gestion des risques mise en place. Ces risques peuvent par exemple se concrétiser si les consommations futures de son portefeuille client sont différentes de celles envisagées.

Au 31 décembre 2020, le montant cumulé des engagements d'achats au titre de l'ARENH et des positions « Forward » s'élevait à 10,1 M€ contre 4,9 M€ au 31 décembre 2019 en lien avec l'augmentation du portefeuille client.

Par ailleurs, compte tenu des instruments de flexibilité contractualisés par la Société (marchés à terme pour l'instant, achats d'énergie dans le cadre de « Power Purchase Agreement -PPA » auprès de producteurs d'ENR dans le futur), toute évolution défavorable du niveau de volatilité des prix de marché peut avoir un impact financier significatif sur les résultats de la Société.

La marge réalisée par la Société sur la commercialisation d'énergie est également liée au niveau de ses coûts d'approvisionnement, y compris sur les marchés d'énergie de gros. Les conditions d'approvisionnement sont en effet susceptibles d'affecter les modalités de commercialisation (marge) des offres, spécialement pour ce qui concerne les offres à prix fixe. Dans ce dernier cas de figure l'offre de la Société pourrait ne plus être compétitive en comparaison avec les offres concurrentes.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Être agréée pour intervenir directement sur les marchés de gros permet à la Société de conserver la marge qui serait concédée à un intermédiaire et surtout, de conserver toute liberté en matière d'arbitrage en cas d'évolution des prix, ce que ne permettent pas des achats de gré à gré ;
- ✓ Maximiser, en fonction de l'évolution des marchés, l'utilisation d'instruments à terme pour se protéger des variations futures et protéger la marge brute de la Société sans pour autant que ceux-ci ne couvrent 100% de son activité du fait que les « futures » disponibles ne peuvent représenter parfaitement la demande des clients. Deux produits sont seulement disponibles : Base (toutes les heures pendant une période déterminée), Peak (toutes les heures des jours ouvrables de 8h00 à 19h59). Par ailleurs la disponibilité des « futures » n'excède pas trois ans avec une liquidité décroissante dans le temps ce qui complexifie la conclusion de contrats au-delà de deux ans.
- ✓ Afin d'estimer l'ampleur de ce risque, la Société calcule une Value at Risk (VaR), qui représente la probabilité de perte économique potentielle maximum sur une période donnée dans le cas d'une évolution défavorable des prix. Elle est calculée pour l'ensemble des clients avec comme objectif d'évaluer avec une probabilité de 90% la perte maximale que pourrait subir la Société sur une durée de 15 jours. La durée de 15 jours est liée au fait, qu'au fur et à mesure que la Société va se développer, le débouclage des positions sur le marché va nécessiter de plus en plus de temps. Actuellement le débouclage peut se faire en une journée mais compte tenu des volumes prévus pour 2025 une durée de quelques jours pourrait être alors nécessaire.

A titre d'exemple : à un instant donné, on suppose :

- a) que la Société est « short » de 200 GWh en 2022 pour un volume contractualisé de 400 GWh ; et
- b) qu'historiquement la variation du produit annuel pour une livraison en France peut atteindre 10 €/MWh en 15 jours.

En prenant une hypothèse de moyenne de marge brute pour les 400 GWh de contrats signé pour 2022 de 5€/MWh, alors la VAR sera nulle ($200\,000\text{ MWh} \times 10\text{ €/MWh} - 400\,000\text{ MWh} \times 5\text{ €/MWh}$).

Le Comité d'audit et des risques examinera régulièrement la VaR et sera alerté si cette dernière dépasse un pourcentage défini à l'avance des fonds propres de la Société.

- ✓ La politique de couverture de la Société fera l'objet d'une analyse périodique pour vérifier son adéquation par rapport à la volatilité des prix de marché et des variations possibles de la demande.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Elevé ».

3.2.2 La Société est exposée à un risque de défaillance de ses systèmes informatiques

Dans le cadre de son activité, la Société utilise en permanence de nombreux outils informatiques et systèmes d'information et gère plusieurs bases de données importantes, concernant toute la chaîne de valeur opérationnelle : ses clients, leur facturation, l'interconnexion avec les systèmes informatiques des gestionnaires de réseaux de distribution ou encore, la gestion des approvisionnements (nominations sur les réseaux de transports, système de gestion des transactions, etc....) et la gestion de l'ensemble des déclarations nécessaires au reversement des taxes et contributions collectées pour le compte de divers ayants-droits.

Bien que la Société dispose, d'une part, de systèmes de sauvegarde informatique relatifs à l'ensemble des bases de données et, d'autre part, de plans de secours de ses activités incluant les systèmes informatiques prioritaires, elle ne peut garantir que ces systèmes d'information et ces bases de données ne seront pas détruits ou endommagés pour une raison quelconque.

La Société peut comme tous les autres acteurs du secteur, également faire l'objet d'attaques ciblées de ses réseaux informatiques de type : risque d'infection (virus, malware, ransomware, etc.), risque d'intrusion, risque d'effacement, risque de vol de données. Les techniques utilisées pour pirater, interrompre, dégrader la qualité ou saboter les systèmes informatiques sont en évolution constante, et il est souvent impossible de les identifier avant le lancement d'une attaque. La Société pourrait donc ne pas être en mesure de se prémunir contre toutes les techniques de piratage possible ou d'apporter la réponse adéquate à l'une ou l'autre d'entre elles dans les meilleurs délais.

En cas de survenance de l'un au moins de ces événements affectant les systèmes d'information et les bases de données (situation à laquelle la Société n'a jamais encore été confrontée), l'activité de la Société pourrait s'en trouver perturbée, ce qui pourrait à terme avoir une incidence négative plus ou moins significative selon la nature du problème rencontré sur son chiffre d'affaires, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives de développement.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ De manière générale, ce type de plateforme ne pouvant bénéficier d'une protection du type de celle offerte par un brevet, la Société considère que sa meilleure protection réside dans la complexité de son architecture et dans les enrichissements réguliers qui lui sont apportés pour en améliorer la robustesse ; ainsi que l'
- ✓ Hébergement du système d'information et de toutes les données Clients chez un prestataire externe (CLARANET) sur des serveurs dédiés à la Société garantissant la continuité du service avec une équipe présente 24/7 et capable d'ajuster la configuration du matériel disponible selon l'accroissement du volume d'activité. CLARANET possède les certifications ISO27001, Sécurité CI-DSS, ITIL, et HADS (hébergeur agréé données de santé). La Société ne peut néanmoins garantir que ce prestataire spécialisé ne soit pas confronté à des événements exceptionnels (incendie...etc.) qui pourraient remettre en cause la disponibilité des serveurs.
- ✓ Sécurisation des accès au portail Clients à travers une procédure d'identification ;
- ✓ Du fait de l'organisation du SI, possibilité de travailler indépendamment du lieu géographique à condition d'avoir un accès internet. En cas d'indisponibilité de l'accès principal (ADSL), il sera toujours possible d'accéder via les connections des mobiles (à débit plus faible) ;
- ✓ Pour l'accès aux marchés, existence de dispositifs de secours pour pallier une éventuelle défaillance des moyens de communication, y compris le recours aux fax ; et enfin
- ✓ La partie comptabilité assurée par l'ERP développé par un prestataire externe permettant d'assurer une continuité de services en cas de sinistre dans les locaux.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Elevé ».

3.2.3 La Société est exposée à un risque de prévision inexacte des volumes d'énergie consommés par ses clients

Toute erreur significative dans la prévision de la future consommation d'électricité et /ou de gaz de ses clients se traduirait par un déséquilibre entre les injections et les soutirages d'énergie au sein des périmètres d'équilibre de la Société (électricité et gaz) l'exposant au risque de paiements d'écarts facturés par les gestionnaires de réseaux de transport qui auraient en tout état de cause assuré la continuité d'approvisionnement des clients de la Société. Ces surcoûts affecteraient sa marge brute de manière plus ou moins défavorable selon le type d'écart (se reporter à la section 2.2.5.4 ci-dessus). De plus, en cas d'écart positif (position longue avec des achats excédentaires), le paiement

par le gestionnaire de réseau de n'intervient que dans un délai de 2 mois après le mois concerné par l'écart positif, d'où une mobilisation de la trésorerie de manière inadéquate.

En 2020, la Société a dégagé un écart positif portant sur 28,7 GWh (achats supérieurs aux livraisons effectives) pour l'essentiel imputable à des difficultés de modélisation rencontrées au cours du 2^{ème} confinement au cours duquel des clients ont eu des consommations d'énergie très atypiques et erratiques. Le surcoût supporté à ce titre par la Société et ayant affecté sa marge brute 2020 s'est élevé à environ 289 K€ (contre environ 80 K€ en 2019).

La Société peut également être affectée par une prévision inexacte en matière :

- De certificats de capacité en lien avec son statut « d'acteur obligé » et qui sera géré en fonction des jours définis chaque année par RTE comme « les Périodes de Pointe » ;
- De garanties d'origine (électricité, gaz) en fonction des facturations réelles aux clients ; et
- Dans le futur, de certificats d'économie d'énergie (la Société n'y étant pas assujettie à ce jour).

Par ailleurs, des périodes de tension sur l'équilibre offre/demande d'énergie peuvent occasionner des pics de prix sur les marchés de gros. Même si les clients de la Société sont pour la plupart peu thermosensibles, la Société est exposée, dans de telles situations et malgré les stratégies de gestion de risques mises en place, au risque de devoir équilibrer sa position à des prix très supérieurs à ceux prévalant en temps normal (et potentiellement supérieurs aux prix de revente).

L'impossibilité d'estimer avec exactitude les volumes d'énergie consommés pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats ou ses perspectives.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Etablissement automatisé d'un chiffrage mensuel sur les écarts entre consommation prévue et réelle, et ce avec un mois de retard afin d'estimer le surcoût à prévoir ;
- ✓ Prise en compte de ce risque de prévision dans les offres tarifaires.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.2.4 La Société peut exposée à un risque de contrepartie de la part d'un ou plusieurs fournisseurs et/ou prestataires et/ ou d'acteurs de l'écosystème

Ne disposant pas de capacités de production d'énergie propres, la Société est dans l'obligation de s'approvisionner auprès de sources externes. La Société peut être exposée à un risque de défaillance de l'une de ses contreparties intervenant sur la chaîne d'approvisionnement de l'énergie. Compte tenu de ses choix en matière de sourcing, il s'agit principalement :

- Du dispositif ARENH (76% des approvisionnements 2020) et des marchés de gros pour l'électricité ;
- De deux acteurs privés avec lesquels la Société a conclu des contrats de gré à gré d'achats de gaz ainsi qu'un opérateur de stockage de gaz ; et de manière plus marginale
- De courtiers pour l'achat de garanties d'origine et de certificats de capacité.

Concernant les autres acteurs de l'écosystème, et notamment des acteurs clefs comme les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution tels RTE et ENEDIS, GRT gaz ou autres ELD...qui sont étatiques, la Société considère le risque de contrepartie comme quasi nul.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ **En matière d'approvisionnements en l'électricité :**

La principale contrepartie de la Société est l'European Energy Exchange (EEX), qui elle-même gère les risques de contrepartie des intervenants sur le marché via les versements de dépôts de garanties et d'appels de marge. La Société considère le risque de contrepartie comme quasi-nul, la faillite d'EEX étant considérée très peu probable car cette dernière entraînerait des conséquences systémiques considérables pour l'ensemble des acteurs des marchés électriques européens. La Société reste néanmoins exposée aux risques liés notamment aux incertitudes pesant sur les positions ouvertes, aux impacts des variations sur les positions ouvertes résiduelles, au manque de liquidité ou de profondeur de marché.

Concernant les achats de garanties d'origine et de certificats de capacité, la Société recourt de façon délibérée à un nombre limité de prestataires. En cas de défaillance de l'un d'entre eux, la Société a d'ores et déjà identifié certains de leurs concurrents avec lesquels elle pourrait contracter sans délai et pourrait également s'approvisionner directement sur les marchés. De plus, en fonction de l'évolution du marché des enchères de certificats de capacité et/ou des garanties d'origine organisé par EPEX Spot, la Société pourra y participer (la Société a participé de 2018 à 2019 aux enchères de certificat de capacité organisé par EPEX Spot mais l'a quitté suite à une inefficience persistante du dit marché).

✓ **En matière d'approvisionnement et de stockage de gaz :**

La Société a fait le choix de contracter avec des acteurs de référence pour lesquels elle considère le risque de contrepartie comme très peu élevé. Toutefois, en cas de défaillance de l'une ou l'autre de ses contreparties, la Société aurait notamment la possibilité de procéder à des achats sur les marchés de gros compte tenu de son agrément pour intervenir sur le marché EEX. Dans un tel cas, elle pourrait toutefois ne pas disposer des sommes à immobiliser lors de prises de position sur les marchés.

La Société vise à renforcer sa structure financière à travers une augmentation à capital à intervenir à l'occasion de sa prochaine introduction en bourse ce qui lui permettra de disposer d'une surface financière renforcée pour optimiser sa politique de sourcing.

Une défaillance des opérateurs de stockage de gaz est théoriquement possible mais du fait de leur importance pour garantir l'approvisionnement énergétique du pays, la Société considère qu'une solution serait alors mise en œuvre pour assurer la continuité d'exploitation.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.2.5 La Société pourra devoir suspendre ses approvisionnements d'énergie sur les marchés comptant et/ou à terme

Pour ses approvisionnements en énergie, la Société recourt pour partie à des achats sur les marchés comptant et à terme. Conformément aux règles de ces marchés, la Société a conclu un accord avec un acteur en charge de la compensation des transactions (Keler) pour assurer la bonne fin des transactions et ainsi contribuer à la sécurisation des échanges. Ce contrat prévoit notamment des cas de suspension ou résiliation au cas où la Société serait en défaut sur certaines de ses obligations telles qu'un niveau de capitaux propres minimum ou le non-paiement de diverses garanties financières (collateral, appels de marges ...). (Se reporter à la section 2.2.2.5.4).

A ce jour, la Société n'a jamais été confrontée à une telle situation. La survenance d'un de ces cas de figure aurait un impact défavorable sur l'activité de la Société, ses résultats, sa situation financière et ses perspectives de développement. Cela la contraindrait notamment à recourir à des sources d'approvisionnement alternatives pour la part d'approvisionnements non couverte par l'ARENH (soit 24% des achats d'énergie en 2020), à des conditions financières potentiellement moins attractives qui seraient susceptibles de remettre en cause son niveau de marge brute actuelle.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ La Société se donne comme principe directeur fondamental de conditionner (et donc d'éventuellement limiter) son activité commerciale à sa trésorerie disponible et à sa capacité de répondre aux appels de marge sur les marchés à terme ;
- ✓ L'augmentation de capital à intervenir dans le cadre d'une prochaine introduction en bourse contribuera à renforcer les ressources financières disponibles et ainsi à sécuriser le respect des obligations vis-à-vis de Kepler.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme faible.

3.2.6 La Société est exposée aux risques de défaillance de ses processus opérationnels

La Société est exposée à des risques opérationnels, comme la fraude, l'erreur d'exécution et la défaillance de processus qui sont inhérents à l'activité de la Société et qui peuvent être d'origine humaine, organisationnelle, matérielle,

naturelle, ou être le fait d'autres événements internes ou externes de la Société. Ces risques opérationnels pourraient se matérialiser de diverses manières et principalement : interruptions ou dysfonctionnements des systèmes d'information utilisés par la Société ; erreurs, fraudes ou malveillances des salariés, d'intermédiaires, non-respect des réglementations internes et externes...

Bien que la Société s'efforce de gérer au mieux l'ensemble de ces risques opérationnels pour en limiter les impacts éventuels, en s'appuyant notamment sur une cartographie précise de ses principaux risques, ceux-ci sont susceptibles d'entraîner une dégradation de la liquidité, une interruption de l'activité, des sanctions de nature réglementaire, une atteinte à la réputation de la Société et pourraient avoir ainsi un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

Dispositifs de gestion du risque

Les processus les plus critiques pour la Société sont

- ✓ Le process commercial, encadré par le système d'information qui permet de contrôler la marge dans une fourchette préétablie rendant impossible toute proposition commerciale affichant une marge inférieure au bas de la fourchette préétablie. Toute réponse à un appel d'offre ne rentrant pas dans ce cadre, devra être validée par le management de la Société qui vérifiera le niveau de marge prévue ;
- ✓ Un plafond pluriannuel est fixé prenant en compte les ressources financières de la Société. L'édition ou la préparation de la réponse à un appel d'offres ne sera possible qu'après vérification du respect dudit plafond en cas de signature du contrat ou d'obtention du marché ;
- ✓ Le process de facturation est entièrement automatisé et déclenché dès la réception des données transmises directement par les gestionnaires de réseaux de distribution, ce qui minimise tout risque d'erreur. Des contrôles sont toutefois effectués dès la mise en œuvre de changement comme par exemple les modalités de calcul du TURPE ;
- ✓ Le processus recouvrement est facilité par le recours systématique au prélèvement automatique ;
- ✓ Concernant l'accès marché, deux personnes et un suppléant sont habilitées à passer des ordres sur EEX et EPEXSPOT et à faire les nominations quotidiennes. En cas de départ ou d'absence longue durée, une nouvelle personne sera habilitée ;
- ✓ Concernant d'éventuelles erreurs lors de la passation des ordres, d'une part, il y a toujours la possibilité de demander l'annulation de la transaction conclue sur EEX dans un délai de 10 minutes (avec un coût financier pour la Société) ou de refaire une nomination pour EPEXSPOT ou GRT gaz et ceci tant que l'heure limite n'est pas dépassée en cas d'erreur manifeste, d'autre part, le seuil de trading autorisé dépendant des garanties financières apportées préalablement constitue une protection significative. Au [25 mai] 2021, le montant du collatéral est de 450 K€ ;
- ✓ Archivage légal : Un archivage numérique et protégé est mis en place de façon systématique pour les facturations et autres documents importants de la Société.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.3 RISQUES REGLEMENTAIRES ET JURIDIQUES

3.3.1 Le cadre réglementaire et juridique qui organise depuis 1997 la libéralisation des secteurs de l'électricité et du gaz pourrait connaître des évolutions futures entraînant pour les fournisseurs un environnement de plus en plus contraignant

Les activités du Groupe sont soumises à de nombreuses dispositions législatives et réglementaires et à l'évolution de la réglementation au niveau européen. Ce cadre contraignant, qui régit tant la commercialisation que la production et le transport de l'énergie et le stockage du gaz n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture du marché à la concurrence. Les évolutions de ces normes législatives et réglementaires, notamment celles susceptibles de résulter de la loi N° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et ses textes d'application ou celles qui seront issues à l'avenir des réflexions en cours de la Commission européenne pourraient être de nature, pour certaines d'entre elles, à altérer toute concurrence effective notamment sur les marchés de la fourniture d'énergie. Ces évolutions pourraient entraîner des coûts supplémentaires pour la Société, modifier le contexte concurrentiel dans lequel elle opère, ou encore ne pas être en adéquation avec le plan de développement qu'elle entend mettre en œuvre.

La Société considère par exemple que des mesures d'incitation à la consommation d'énergie verte pour respecter les objectifs à moyen et long terme prévus par la loi en matière notamment d'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale (32% en 2030 contre 23% en 2020) pourraient pénaliser la Société par rapport à des concurrents disposant d'une production d'énergie verte intégrée, la contraignant à des coûts d'approvisionnements supplémentaires à travers notamment l'achat de garanties d'origine.

Par ailleurs, il existe depuis de nombreuses années des discussions avec la Commission Européenne relative à la situation de quasi-monopole d'EDF quant à l'outil de production électrique en France (100% de la capacité nucléaire, 80% de la capacité hydraulique, 30% de la capacité thermique fossile). C'est dans ce contexte que le dispositif ARENH a été prévu par la loi NOME afin de compenser en partie cet état de fait et permettre à des fournisseurs alternatifs d'avoir accès à une partie de l'énergie d'origine nucléaire afin de faire bénéficier leurs clients des avantages économiques de ce parc à travers une offre de prix attractive. Ce dispositif dans ses modalités actuelles (se reporter à la section 2.2.2.5.4 du présent Document) arrive à échéance le 31 décembre 2025. En tout état de cause, la Société considère qu'en cas du maintien de la structure intégrée d'EDF, la France sera dans l'obligation de maintenir des dispositifs pour permettre aux fournisseurs alternatifs de se fournir sans distorsion majeure de concurrence.

Dans l'attente d'une réforme d'ensemble du nucléaire en discussion avec la Commission Européenne, la CRE recommande dans un rapport publié en juillet 2020 de porter le plafond de l'ARENH à 150 TWh pour éviter de faire supporter aux consommateurs le surcoût lié à l'atteinte du plafond, aujourd'hui fixé à 100 TWh. Un tel rehaussement impactera le volume d'énergie que le fournisseur historique pourra vendre sur le marché ce qui pourrait affecter ses résultats. EDF propose de ce fait une revalorisation des prix de vente du MWh « ARENH » fixé à 42 € depuis 2012. Il est rappelé que toute réforme de l'ARENH ne peut être adoptée sans l'approbation de la Commission européenne.

La Société ne peut préjuger des décisions qui seront prises en la matière. Toute évolution défavorable du cadre réglementaire et juridique pourrait avoir un effet négatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives. Elles affecteront également les autres fournisseurs alternatifs (73 fournisseurs ont formulé des demandes ARENH au guichet de novembre 2020) ayant recours à ce dispositif dans des proportions propres à chacun en fonction de leurs politiques de sourcing respectives.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Développer un sourcing d'énergie verte premium en contractant avec des producteurs d'énergie renouvelable en fin de période d'obligation d'achat ou encore se substituer à EDF dans le cadre de contrats d'obligation d'achat en cours (Se reporter à la section 2.2.2.4.2 du présent Document)
- ✓ Assurer une veille permanente des discussions relatives à des évolutions du secteur énergétique afin d'anticiper au plus tôt leur impact potentiel et modifier ainsi notre offre commerciale ;
- ✓ Envisager de rejoindre une association de fournisseurs énergétiques afin que cette dernière soit en mesure de relayer et défendre le point de vue de ses membres auprès des entités officielles en charge des dossiers.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.3.2 La Société est exposée aux risques liés aux obligations d'efficacité énergétique

Instaurés en 2005 par la loi POPE et mis en application dès 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique. Il contraint diverses catégories d'acteurs appelés « acteurs obligés » à réduire leur consommation énergétique et celle de leurs clients. Les fournisseurs d'énergie (électricité et gaz) font partie de ces acteurs obligés. Se reporter à la section 2.2.3.1.5 du présent Document. La Société bénéficie jusqu'à présent du seuil d'exemption aux obligations d'efficacité énergétique compte tenu du cumul de GWh généré par son portefeuille de clients éligibles au dispositif (codes activité européens concernés E35 à E41).

Le décret relatif à la cinquième période des certificats d'économie d'énergie (2022-2025) publié le 3 juin abaisse les seuils de franchises pour les fournisseurs d'électricité et de gaz. Cette diminution a vocation à permettre une meilleure répartition de l'effort entre les fournisseurs d'énergie ayant un faible volume d'affaires et les fournisseurs déjà installés sur le marché de l'énergie. Cela permet également un meilleur contrôle du respect des seuils de franchise, en évitant les scissions artificielles d'entreprises permettant de bénéficier plusieurs fois de la franchise. Alors que le seuil d'assujettissement actuel est de 400 GWh d'énergie finale livrée en électricité et en gaz naturel, le décret devra le porter à 300 GWh pour l'année civile 2022 et à respectivement, 200 GWh pour l'année civile 2023, puis 100 GWh d'énergie livrée à partir de l'année civile 2024. Jusque-là non assujettie à ce dispositif, E-PANGO le deviendra très

probablement dès 2022 ou 2023 pour l'électricité et pour le gaz en fonction de son futur portefeuille embarqué de clients éligibles.

La Société n'étant pas productrice de CEE comme certains de ses concurrents tels que Total Direct Energie ou encore EDF, elle devra acquérir des CEE. Ce coût d'approvisionnement supplémentaire pourrait venir peser sur ses marges. Même si les nouveaux contrats prévoient la refacturation de ces CEE aux clients, la Société pourra devoir concéder un effort tarifaire afin de maintenir le caractère attractif de son offre par rapport à celles des concurrents qui pour les plus importants d'entre eux sont déjà soumis aux CEE.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Le décret dont la promulgation est envisagée relève d'une modification du dispositif réglementaire permettant à E-PANGO de modifier les dispositions contractuelles y compris pour les contrats anciens. En pratique compte tenu de la durée des contrats (1 à 3 ans) et des quantités à livrer, sauf en cas d'accélération de l'abaissement des seuils, la Société ne prévoit pas d'activer cette clause contractuelle ;
- ✓ Pour les nouveaux contrats, la Société prend en compte depuis 2021 le coût lié aux obligations CEE et le mentionne sur ses contrats ou sur ses réponses aux appels d'offres.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.3.3 L'exercice des activités de fournitures de gaz et d'électricité nécessitent des autorisations préalables ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités

L'exercice par la Société de ses activités de fournitures de gaz et d'électricité est soumis à l'obtention d'autorisations administratives.

En application des articles L. 333-1 et suivants du Code de l'énergie, tout opérateur souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité sur le territoire nationale est soumis à l'obtention préalable d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie. L'article 443-1 prévoit la même obligation pour l'activité de fourniture de gaz.

L'autorisation est délivrée en fonction (i) des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et (ii) de la compatibilité du projet du demandeur avec les obligations pesant sur les fournisseurs d'électricité ou les obligations de service public mentionnées à l'article L. 121-32 du Code de l'énergie en ce qui concerne le gaz.

S'agissant tant de l'électricité que du gaz, le ministre de l'Énergie peut, conformément aux articles L. 142-31 et suivants du Code de l'énergie, en cas de manquement du fournisseur à ses obligations appliquer une sanction pécuniaire, ou retirer ou suspendre, pour une durée n'excédant pas un an, les autorisations de fourniture accordées au fournisseur.

Une réglementation récente (décret 2021-273 du 13 mars 2021 – Article 5) étend les possibilités pour le Ministère en charge de l'Energie de suspendre l'autorisation attribué à un fournisseur d'électricité et / ou de gaz naturel.

Ces manquements visent notamment un comportement du titulaire de l'autorisation susceptible de compromettre le bon fonctionnement, la sécurité et la sûreté des réseaux d'électricité ou la continuité d'approvisionnement des consommateurs. La décision peut être fondée sur des éléments transmis par le fournisseur dans le cadre de la mise à jour des données relatives à son activité de fourniture, par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité ou par un gestionnaire de réseaux publics de distribution et leurs homologues dans les Etats membres de l'Union européenne ainsi que par tout autre opérateur des marchés de l'énergie dans ces Etats, ou sur tout élément d'information transmis par la Commission de régulation de l'énergie ou par le médiateur national de l'énergie.

Le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture d'électricité et/ou de gaz pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ La Société veille au respect des obligations lui incombant au titre des autorisations de fournitures d'énergie dont elle dispose. Les manquements qui résulteraient en une perte des autorisations sont graves et témoigneraient de dysfonctionnements très sérieux au sein de la Société, dysfonctionnements qui seraient vraisemblablement signalés aux autorités par les clients.

- ✓ La Société a mis en place un registre des plaintes et réclamations émanant de ses clients et le Comité des risques examinera régulièrement leur nombre, sévérité et résolution, ainsi que des éventuelles requêtes provenant des administrations de tutelle de la Société.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.3.4 En tant que fournisseur d'énergie, la Société est exposée à des évolutions, notamment tarifaires, à l'amont de la chaîne énergétique

En tant que fournisseur d'énergie, la Société est exposée à des évolutions possibles, notamment en termes de tarification à l'amont de la chaîne d'approvisionnement (coût de l'énergie et/ ou coût de l'acheminement des énergies ainsi que le stockage du gaz). Une ou plusieurs évolutions défavorables sont susceptibles d'impacter l'offre et la stratégie de la Société et pourraient avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats ou ses perspectives de développement.

Pour ce qui concerne l'électricité :

La loi de Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) du 7 décembre 2010 a notamment établi deux principes fondamentaux pour rendre le marché de la fourniture plus concurrentiel :

- L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour tous les acteurs disposant d'un portefeuille de consommateurs finaux. En 2020, 76% des approvisionnements d'électricité provenait de ce dispositif exposant la Société à une possible évolution de celui-ci (se reporter à la section 3.3.1 ci-dessus) ; et
- La suppression progressive des Tarifs Réglementés de vente. A ce jour, les clients cibles de la Société ne sont plus concernés par les TRV.

La Société est également exposée aux risques d'évolutions tarifaires (décidées par la CRE) du Tarif d'Utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE), des taxes et contributions spécifiques ou d'évolution de mécanismes tels que ceux relatifs aux certificats de capacité, garanties d'origine et certificats d'économies d'énergie qui pourraient avoir un impact sur leurs prix respectifs ainsi qu'à une augmentation des prix de marché.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Concernant le prix de l'ARENH, deux cas sont possibles :
 - Le risque d'augmentation du prix de l'ARENH est aujourd'hui mineur pour la Société. Pour se prémunir de tout risque dans le cadre de contrats pluriannuels, tous les nouveaux contrats de la Société comporteront une clause de révision des prix de vente incluant une indexation sur les prix de l'ARENH permettant à la Société de refacturer intégralement aux clients les surcoûts éventuels.
 - La disparition de l'ARENH, impliquerait l'utilisation des prix de marché pour tous les contrats et ce pour tous les intervenants/concurrents de la Société. Cela résulterait pour la Société en une réduction des garanties à déposer pour l'ARENH mais à une exposition accrue aux risques financiers d'appels de marge.
- ✓ Concernant les autres évolutions tarifaires possibles (TURPE, TVA, etc.), les contrats comportent des clauses protectrices permettant une révision des prix de vente pour prendre en compte tout changement réglementaire et en refacturer les surcoûts éventuels aux clients.

Pour ce qui concerne le gaz :

La Société est également exposée aux risques d'évolutions tarifaires (décidées par la CRE) du tarif de l'Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD) et de l'Accès des Tiers au Réseau de Transport (ATRT) pour le gaz naturel, ou à de nouvelles dispositions relatives à l'accès à des capacités de stockage de gaz naturel ainsi qu'à une augmentation des prix de marché.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Les contrats comportent des clauses protectrices permettant une révision des prix de vente pour prendre en compte tout changement réglementaire et en refacturer les surcoûts éventuels aux clients.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.3.5 Risques liés aux informations collectées et stockées sur la plateforme technologique /RGPD

Le cadre juridique applicable au traitement de données personnelles est en évolution constante. Le règlement n° 2016/679, dit Règlement général sur la protection des données (RGPD), applicable depuis le 25 mai 2018, impose des obligations pour toutes les entités effectuant des traitements de données personnelles, assorties de sanctions en cas de non-respect de ces obligations. Du fait du traitement des données personnelles de son personnel (noms, prénoms, dates de naissance, ...etc) et de ses clients (noms, prénoms, numéros de téléphone, adresses postales, adresses emails, coordonnées bancaires, informations sur la consommation d'électricité, informations sur le système électrique du client, dépenses d'électricité), la Société est soumise à cette réglementation et adapte ses outils et son organisation en conséquence.

Même si la Société s'efforce de suivre l'évolution de la réglementation en matière de protection des données personnelles dans les différents pays où elle opère et à se conformer aux obligations que cette réglementation impose, il n'est pas exclu que le non-respect de certaines de ces obligations ou qu'une violation de données personnelles puisse se produire. En cas de non-conformité ou violation du RGPD, la Société pourrait être exposée à des sanctions (notamment financières), et il pourrait lui être demandé de faire des efforts conséquents afin de remédier à la situation constatée. Ces risques pourraient affecter de manière négative l'activité, les résultats, la situation financière, les perspectives de développement et l'image de la Société.

Dispositif de gestion du risque

- ✓ La Société a fait appel en 2019 à un cabinet d'avocats spécialisé en données personnelles. Elle travaille depuis lors à sa mise en conformité au RGPD. La Société estime être en mesure d'attester qu'elle respecte ces dispositions depuis le début de l'année 2020 ;
- ✓ Sur le plan juridique, la Société dispose notamment des documents obligatoires : registres de traitements, répertoire des sous-traitants, document d'information du personnel, clause-type pour les contrats sous-traitants, clause-type pour les contrats clients, politique de confidentialité pour le site web, mentions cookies. La Société a également procédé à la désignation d'un délégué à la protection des données ;
- ✓ Sur le plan technique, la Société a procédé lors des transferts à un chiffrement de ses données. L'accès aux données est cloisonné. Des procédures de suppression et anonymisation des données ont été mises en place. Les données personnelles sont traitées en Union européenne ; elles ne font pas l'objet de transferts illicites vers l'étranger.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

3.4 RISQUES LIES AUX SECTEURS D'ACTIVITES

3.4.1 Les acteurs des marchés de la fourniture d'électricité et de gaz sont exposés à un environnement concurrentiel actif

Les marchés de la fourniture d'électricité et de gaz connaissent un environnement concurrentiel actif avec la présence de nombreux acteurs et dont le nombre pourrait continuer de croître. La concurrence se compose :

- D'opérateurs historiques, bénéficiant encore d'atouts issus de leurs positions passées parmi lesquels une base de clients significative, des données précises et complètes les concernant, ainsi que de capacités de production intégrées ; et
- D'opérateurs alternatifs, plus ou moins récents sur le marché, français et étrangers, dont certains comme la Société, ont un accès direct au marché de gros et/ou disposent de capacités de production intégrées plus ou moins significatives et qui opèrent déjà sur le marché B-to-B ou qui serait susceptible d'y opérer.

Les avantages concurrentiels de certains de ces concurrents (puissance financière, part de marché préexistante, production intégrée...) tels que Total Direct Energie, EDF, Engie ou encore ENI pourraient les conduire à mettre en œuvre une politique commerciale agressive et ainsi exercer une pression concurrentielle forte en vue de développer leur présence sur le marché français.

De plus, la Société considère également être confrontée à une concurrence indirecte constituée de sociétés intervenant dans d'autres secteurs d'activité mais qui pourrait capter une partie du marché en l'abordant sous de nouveaux prismes tels que celui de la maîtrise énergétique grâce à une offre de conseil à valeur ajoutée et /ou de solutions technologiques innovantes. Elles pourraient disposer d'outils innovants leur permettant de collecter de nombreuses données que ces

acteurs pourraient décider de vendre ou de mettre à disposition dans le cadre d'un partenariat à des fournisseurs d'énergie.

Malgré les atouts dont la Société considère disposer, cette pression concurrentielle croissante pourrait avoir un impact défavorable plus ou moins significatif sur son rythme de développement et/ou sur les conditions financières de ses contrats clients. Le chiffre d'affaires, les résultats, la situation financière et les perspectives de développement de la Société pourraient s'en trouver affectés.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Optimiser son expertise en matière de modélisation des courbes de charges des prospects pour proposer une offre tarifaire personnalisée attractive qui est souvent un élément déterminant pour gagner un marché ;
- ✓ Veiller toute au long des contrats à assurer une qualité de services élevée (facturation, proposition d'optimisation) pour fidéliser ses clients même si la plupart des renouvellements de contrats sont automatiquement soumis à de nouveaux appels d'offres ;
- ✓ Envisager un renforcement de la structure financière de la Société à travers la levée de fonds à intervenir à l'occasion de la prochaine introduction en bourse. L'équilibre financier actuel de la Société peut en effet être retenu comme un point de faiblesse dans la grille de notation de certains prospects lors des appels d'offres ;
- ✓ Développer des solutions innovantes destinées à réduire la facture énergétique des prospects et à renforcer l'attractivité de l'offre par rapport à celle des concurrents.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Elevé ».

3.4.2 Les secteurs de la fourniture d'électricité et du gaz sont exposés à des décisions politiques susceptibles d'influer significativement sur leurs perspectives

Concernant les secteurs de la fourniture d'électricité et de gaz, les pouvoirs publics peuvent être amenés à prendre des mesures plus ou moins contraignantes et soudaines quant à l'organisation, au fonctionnement ainsi qu'à la tarification de ces secteurs, dans les conditions prévues dans les différentes directives européennes concernant le secteur énergétique, ainsi qu'au niveau des associations de transporteurs de gaz (ENTSOG) et d'électricité (ENTSOE).

Au-delà de l'enjeu en matière de sécurité d'approvisionnement énergétique et de fiabilité des systèmes électrique et gazier, des décisions politiques telles que des mesures d'incitations fiscales peuvent être prises afin d'influer et de privilégier le recours à une source d'énergie plutôt qu'une autre notamment dans le cadre de la politique de transition écologique. Ces politiques pourraient être modifiées ou même inversées, en raison de la décision d'un gouvernement de privilégier les sources d'énergie traditionnelles ou en raison de contraintes budgétaires entraînant une réduction des fonds publics disponibles pour la mise en œuvre de telles politiques de soutien comme celles aux énergies renouvelables. De telles décisions sont susceptibles d'impacter l'offre et la stratégie de la Société et pourraient avoir un effet défavorable significatif l'activité, les résultats, la situation financière et les perspectives de la Société.

Dispositifs de gestion du risque :

- ✓ Assurer la fourniture des produits énergétiques par diversification progressive (électricité, puis gaz naturel pour l'instant) pour éviter une totale exposition à un seul produit énergétique ;
- ✓ Mener ou participer à des projets pilotes susceptibles de mener à de nouveaux pans d'activité s'inscrivant dans une logique d'accompagnement des clients dans leurs transitions écologiques.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.4.3 Les marchés de l'électricité et du gaz pourraient être pénalisés par une conjoncture économique défavorable, notamment en cas de survenance d'événements majeurs imprévisibles

Les marchés de l'électricité et du gaz sont sensibles à des facteurs exogènes et endogènes :

- Facteurs exogènes : cycle économique, évolution de la population, modification de la structure de la demande des clients, etc.
- Facteurs endogènes : évolution des prix des matières premières (gaz, charbon principalement) ou des permis d'émission (CO₂), évolution de la disponibilité des moyens de production électrique, de stockage de gaz, de gazéification du GNL, des réseaux d'acheminement et des interconnexions avec les pays étrangers (gazoducs, lignes THT)

L'exposition à certains de ces risques est d'autant plus forte pour la Société du fait de son positionnement commercial exclusif sur le segment non-résidentiel. Tout ralentissement économique conduirait à une baisse de la consommation d'énergie notamment chez les clients professionnels (gros et moyens sites), une limitation de leurs investissements et du niveau de leur production industrielle. L'ampleur du ralentissement et donc son impact peuvent s'avérer plus ou moins significatif en fonction de l'origine du ralentissement. Certaines circonstances exceptionnelles et totalement imprévisibles comme celle relative à la crise sanitaire récente (Covid-19) peuvent s'avérer très pénalisantes compte tenu des mesures prises pour gérer la crise (confinement, télétravail, ...etc).

Pour l'exercice 2020, ces mesures de gestion de la crise du Covid 19 se sont traduites par un ralentissement de l'activité de certains clients ayant généré une perte de chiffre d'affaires que la Société estime à environ 1 M€ par rapport aux consommations anticipées dans un contexte normal. De plus, si la période liée au 1er confinement avait permis d'observer un comportement assez homogène avec un ralentissement global de l'activité, celle du second confinement au dernier trimestre 2020 a mis en lumière des comportements très différents d'un client à un autre avec de plus des consommations particulièrement atypiques et erratiques rendant les opérations de couverture compliquées. Cela s'est traduit par un écart positif (approvisionnements supérieurs aux livraisons) facturé par RTE portant sur 28,7 GWh concentrés sur les derniers mois et un surcoût d'environ 289 K€ venu impacter la marge brute de l'exercice.

De tels éléments conjoncturels pourraient se reproduire, et en fonction de leur ampleur, pourraient avoir un effet négatif sur le chiffre d'affaires, les résultats, la situation financière et les perspectives de la Société.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ Mener une veille active sur les marchés de gros pour percevoir les prémices à un éventuel ralentissement ;
- ✓ S'approvisionner sur les marchés financiers afin de disposer de la liberté de revendre des positions à terme en cas d'anticipations de baisse de la consommation ce qui est difficile dans le cadre d'achats de gré à gré ;
- ✓ Disposer d'une structure légère afin de limiter les coûts de structure pour faire face à une contraction soudaine et potentiellement importante des ventes ;
- ✓ Veiller au recouvrement des créances dans les délais normaux, les clients ayant eux-mêmes pu être fragilisés du fait du ralentissement économique.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Moyen ».

3.4.4 Les activités de fournitures de gaz et d'électricité connaissent une saisonnalité et sont exposées aux aléas climatiques

La consommation d'électricité et de gaz a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques (thermosensibilité en hiver (chauffage) et dans une moindre mesure en été (climatisation, réfrigération). Sur le marché français, les consommations d'électricité et de gaz sont en principe plus importantes pendant les mois d'hiver et notamment pendant les mois de décembre, janvier et février. Ce phénomène structurel peut se trouver accentué ou limité par des aléas climatiques du type hiver très doux ou très froid ou été très chaud. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. En effet, des aléas climatiques importants (essentiellement en termes de températures) d'une année sur l'autre, voire selon les saisons, provoquent des variations de la demande énergétique avec des niveaux de demande plus élevés lors des années connaissant des écarts de température significatifs. Les résultats de la Société sont donc soumis au caractère saisonnier de la demande en gaz et électricité et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques s'écartant de la normale.

Ainsi, le pic de froid constaté début février 2020 a mis en évidence un écart d'équilibre au titre du mois concerné portant sur 0,4 GWh qui a eu pour conséquence un surcoût de l'ordre de 24 K€.

Dispositifs de gestion du risque

- ✓ La Société limite son exposition à la thermosensibilité d'hiver, ses clients industriels étant relativement peu affectés par le chauffage électrique. Par contre, certains clients du secteur tertiaire sont plus impactés du fait de l'utilisation d'une source énergétique (électricité, gaz naturel) pour la production de chaleur. Concernant la thermosensibilité d'été (climatisation), les impacts sont là aussi minimes et se traduiraient par des achats supplémentaires d'électricité à des prix d'été structurellement plus bas.

Le degré de criticité de ce risque net est considéré comme « Faible ».

4 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

4.1 ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GENERALE

A la date du présent Document d'enregistrement, la Société est constituée sous forme d'une société anonyme à conseil d'administration. L'assemblée générale des associés réunie le 27 mai 2021 a décidé la transformation de la Société initialement constituée en société par actions simplifiée.

Ladite assemblée générale des associés a également adopté de nouveaux statuts. Un descriptif résumé des principales stipulations de ces statuts relatives au conseil d'administration, en particulier à son mode de fonctionnement et ses pouvoirs, ainsi qu'un descriptif résumé des principales stipulations du règlement intérieur du conseil d'administration que la Société a mis en place figurent à la section 8 du présent Document.

4.1.1 Composition du conseil d'administration et de la direction générale

4.1.1.1 Composition du conseil d'administration

La composition du conseil d'administration est la suivante :

Identité	Mandat	Fonction dans la Société	Date de 1ère nomination et de fin de mandat	Participation à un comité spécialisé
Anne LAUVERGEON	Présidente du CA ⁽¹⁾	Néant	Première nomination : AG du 27 mai 2021 Date du dernier renouvellement : NA Échéance du mandat : AG statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 déc 2024	* Membre du comité des nominations et des rémunérations * Présidente du comité stratégique
Philippe GIRARD	Administrateur	Directeur général et responsable activité Sourcing	Première nomination : AG du 27 mai 2021 Date du dernier renouvellement : NA Échéance du mandat : AG statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 déc 2024	* Membre du comité d'audit et des risques
PICOTY SA représentée par Mathias SCHILDT	Administrateur	Néant	Première nomination : AG du 27 mai 2021 Date du dernier renouvellement : NA Échéance du mandat : AG statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 déc 2024	*Président du comité des nominations et des rémunérations * Membre du comité stratégique * Membre du comité d'audit et des risques
Etienne BEEKER	Administrateur indépendant	Néant	Première nomination : AG du 27 mai 2021 Date du dernier renouvellement : NA Échéance du mandat : AG statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 déc 2024	* Membre du comité stratégique
Guillaume LEENHARDT	Administrateur indépendant	Néant	Première nomination : AG du 27 mai 2021 Date du dernier renouvellement : NA Échéance du mandat : AG statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 déc 2024	* Président du comité d'audit et des risques * Membre du comité stratégique

(1) Nommé lors de la réunion du conseil d'administration du 27 mai 2021

L'analyse menée par la Société pour apprécier l'indépendance de deux administrateurs se résume comme suit :

Analyse de la Société	Critères d'indépendance définis par le Code MiddleNext				
	Ne pas avoir été, au cours des cinq dernières années, et ne pas être salarié ni mandataire social dirigeant de la Société ou d'une société de son groupe	Ne pas avoir été, au cours des deux dernières années, et ne pas être en relation d'affaires significative avec la Société ou son groupe (client, fournisseur, concurrent, prestataire, créancier, banquier, etc.)	Ne pas être actionnaire de référence de la Société ou détenir un pourcentage de droit de vote significatif	Ne pas avoir de relation de proximité ou de lien familial proche avec un mandataire social ou un actionnaire de référence	Ne pas avoir été, au cours des six dernières années, commissaire aux comptes de la Société
Membres du CA considérés comme indépendants					
Etienne BEEKER	Condition vérifiée	Condition vérifiée	Détention directe du capital à hauteur de 0,32%	Condition vérifiée	Condition vérifiée
Guillaume LEENHARDT	Condition vérifiée	Condition vérifiée	Aucune action détenue	Condition vérifiée	Condition vérifiée

Analyse de la Société	Critères d'indépendance définis par le Code MiddleNext				
	Ne pas avoir été, au cours des cinq dernières années, et ne pas être salarié ni mandataire social dirigeant de la Société ou d'une société de son groupe	Ne pas avoir été, au cours des deux dernières années, et ne pas être en relation d'affaires significative avec la Société ou son groupe (client, fournisseur, concurrent, prestataire, créancier, banquier, etc.)	Ne pas être actionnaire de référence de la Société ou détenir un pourcentage de droit de vote significatif	Ne pas avoir de relation de proximité ou de lien familial proche avec un mandataire social ou un actionnaire de référence	Ne pas avoir été, au cours des six dernières années, commissaire aux comptes de la Société
Membres du CA considérés comme non indépendants					
Anne LAUVERGEON	Condition vérifiée	Condition vérifiée	Détention indirecte du capital à hauteur de 8,31% (via ALP Partners)	Condition vérifiée	Condition vérifiée
Philippe GIRARD	Condition NON vérifiée: Philippe Girard est le directeur général de la Société	Condition vérifiée	Détention directe du capital à hauteur de 21,13% et indirecte de 15,22% via ENIUEVO (50%*30,44%)	Condition vérifiée	Condition vérifiée
PICOTY SA	Condition vérifiée	Condition vérifiée	Détention directe du capital à hauteur de 25% et indirecte de 15,22% via ENIUEVO (49,995%*30,44%)	Condition vérifiée	Condition vérifiée

A la connaissance de la Société, il n'existe aucun lien familial entre les administrateurs, ni de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs à l'égard de la Société des membres du conseil d'administration et du Directeur général de la Société et leurs intérêts privés.

En outre, à la connaissance de la Société, au cours des cinq dernières années : (i) aucune condamnation pour fraude n'a été prononcée à l'encontre d'un membre du conseil d'administration ou du Directeur général de la Société, (ii) aucun des membres du conseil d'administration ni le Directeur général de la Société n'a été associé à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, (iii) aucune incrimination et/ou sanction publique officielle n'a été prononcée à l'encontre d'un membre du conseil d'administration ou du Directeur général de la Société par des autorités judiciaires ou administratives (y compris des organismes professionnels désignés) et (iv) aucun des membres du conseil d'administration ni le Directeur général de la Société n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Les adresses professionnelles des administrateurs sont les suivantes :

- Pour Monsieur Girard : le siège social de la Société ;
- Pour Madame Lauvergeon : SAS ALP 27 avenue Pierre 1er de Serbie 75116 PARIS ;
- Pour Monsieur Schilt : SAS Picoty rue Guy et André Picoty 23300 La Souterraine ;
- Pour Monsieur Beeker : le siège social de la Société ;
- Pour Monsieur Leenhardt : Chez Gentle Finance and Advisory, 8 rue du regard 75006 Paris.

4.1.1.2 Composition de la direction générale

Monsieur Philippe GIRARD a été nommé en tant que directeur général pour une durée courant jusqu'à l'assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2024. Le même jour, ce dernier a également été nommé administrateur de la Société par l'assemblée générale.

4.1.2 Expérience professionnelle des membres des organes d'administration et de la direction générale

L'expérience professionnelle de Philippe GIRARD, directeur général et administrateur, est présentée à la section 2.3.1.2 ci-dessus.

L'expérience professionnelle des autres membres du conseil d'administrateur est résumée ci-après :



Anne LAUVERGEON – 62 ans - Présidente du conseil d'administration

Anne Lauvergeon débute en 1983 dans la sidérurgie chez Usinor. En 1984, elle étudie au CEA les problèmes de sûreté chimique en Europe. De 1985 à 1988, elle est en charge de l'administration du sous-sol en Île-de-France. En 1988, elle devient adjointe du Chef de service du Conseil général des mines. En 1990, Anne Lauvergeon est nommée Chargée de mission pour l'Économie Internationale et le Commerce Extérieur à la Présidence de la République, puis en 1991, devient Secrétaire Générale Adjointe à la Présidence de la République et Sherpa du Président de la République pour l'organisation des sommets internationaux (G7/G8). En 1995, elle est Associée-Gérante de Lazard Frères. En mars 1997, Anne Lauvergeon rejoint le groupe Alcatel comme Directrice Générale Adjointe d'Alcatel Télécom. En 1998, elle entre au Comité Exécutif du groupe Alcatel. Elle supervise l'ensemble des activités internationales du groupe et est en charge du secteur des participations industrielles du groupe dans la défense, l'énergie, les transports et le nucléaire (Thomson, CSF, Alstom, Framatome). De juin 1999 à juillet 2011, elle est Présidente-Directrice Générale de la COGEMA (devenue Areva NC). Elle fonde Areva en juin 2001. De juillet 2001 à juin 2011, elle est Présidente du Directoire du groupe Areva. Depuis 2011, Anne Lauvergeon est Présidente d'ALP, société de conseils et d'investissements. Depuis 2013, Anne Lauvergeon est Présidente de la Commission Innovation 2030. En 2014, elle est nommée Présidente du Conseil d'Administration de Sigfox. En 2018, Anne Lauvergeon est nommée Co-Présidente de la Commission Innovation du MEDEF.

Ingénieur en chef des Mines - Ancienne élève de l'Ecole Normale Supérieure et agrégée de Sciences Physiques.

Classée deux fois par Time Magazine (1994 et 2005) parmi les 100 personnes les plus influentes dans le monde, classée par Forbes (Fortune Global), et le Financial Times comme l'une des femmes les plus puissantes et les plus influentes en Europe et dans le monde.



Etienne BEEKER – 67 ans – Administrateur indépendant

Depuis 2016, Etienne Beeker est conseiller scientifique dans le domaine de l'énergie au sein de France Stratégie (ex- Commissariat général au plan) qu'il avait rejoint dès 2009 en tant que chargé de mission. Il intervient également auprès de l'Association EdEn (Equilibre des Energies).

Monsieur Beeker a démarré sa carrière en 1980 en tant que chercheur dans le domaine de la conception et du développement de logiciels de conception assistée par ordinateur et d'intelligence artificielle (dans l'acception actuelle de ce terme) au sein de divers centres de recherche publics et privés (INRIA, INA, Intergraph). En 1990, il rejoint EDF R&D en tant qu'ingénieur-chercheur, puis chef de groupe où il a notamment contribué à la réalisation de logiciels de modélisation et d'optimisation du système de production d'électricité d'EDF. De 1996 à 2006, il intègre EDF Services Economiques en tant que chef de groupe en charge de la réalisation d'études technico-économiques sur le parc de production d'électricité d'EDF (nucléaire, hydraulique, fossile) et d'une étude de l'intégration de l'éolien dans le système électrique.

Au préalable, Monsieur Beeker était chargé d'études de 2006 à 2008 au sein de l'ADEMME où il intervenait notamment dans le domaine de l'évaluation de politiques publiques en Efficacité Énergétique et Contenu CO2 du kWh.

Diplômé de l'Ecole Polytechnique et titulaire d'un DEA de systèmes informatiques (Paris 6).

Etienne Beeker est l'auteur de nombreuses publications dans le domaine de l'énergie (sécurité de l'approvisionnement électrique, le système électrique et de la transition énergétique...etc).



Mathias SCHILDT, administrateur représentant de PICOTY SAS

PICOTY est une société par actions simplifiée au capital de 1.548.360,00 euros, dont le siège social est situé rue André Picoty, La Souterraine (23330), immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Guéret sous le numéro 777 347 386, qui a pour principale activité le commerce de gros (commerce interentreprises) de combustibles et de produits annexes.

Mathias Schildt est Directeur Développement du Groupe PICOTY. Ingénieur automobile, il a commencé sa carrière en R&D chez Daimler-Chrysler à Ulm dans la conception de pièces spécialisées en céramique.

Après un passage de deux années dans la capitale argentine et l'obtention d'un MBA, Mathias SCHILDT intègre en 2005 la société Picoty – société de distribution de produits pétroliers à la marque AVIA et fournisseur de Gaz Naturel – Il développe dès lors sa compréhension et sa connaissance du marché de l'énergie et de la distribution de produits pétroliers en France. Il est nommé au Directoire en 2010. Il dirige aujourd'hui 30 filiales de distribution dans l'ouest de la France et poursuit les investissements de croissance externe et de diversification du Groupe Picoty apportant une réponse toujours plus adaptée aux clients. Il est nommé Vice-Président d'AVIA International en 2015.

Diplômé ingénieur de l'ESTACA – Paris, possède un MSc Automotive Engineering de l'université de Stuttgart et un MBA obtenu à Buenos Aires.



Guillaume LEENHARDT, administrateur indépendant

Guillaume Leenhardt a conduit une carrière bancaire de 20 ans, au cours de laquelle il a occupé différents postes de direction chez BNP Paribas dans l'énergie et les matières premières, puis en 2011 Mercuria à Genève en tant que Global Head of Business Development et membre du conseil d'administration. Depuis 2015, Guillaume a déménagé à Paris, a créé son propre cabinet de conseil, son activité principale est de conseiller senior auprès de la Mauritius Commercial Bank pour étendre sa présence dans l'espace de financement de l'Energie et des Matières Premières en Afrique. Guillaume est également intervenu en tant que conseil sur des opérations de fusions-acquisitions dans le domaine du pétrole et du gaz en Afrique et sur des situations de restructuration de dette.

Diplômé de l'ESCP - Master 203 avec mention de l'Université Paris Dauphine où il dirige depuis 2014 le cours « Géopolitique et économie de l'énergie ».

4.1.3 Autres mandats exercés ou ayant été exercés des membres des organes d'administration et de la direction générale en dehors de la Société

- **Autres mandats en cours**

Administrateurs	Société	Nature du mandat
<i>Autres mandats exercés à l'extérieur de la Société</i>		
Anne LAUVERGEON	SUEZ	Administrateur
	AVRIL	Administrateur
	KOC HOLLING	Administrateur
	SIGFOX	Présidente du conseil d'administration
	IB2	Présidente du conseil d'administration
	AMR	Représentante d'ALP au conseil d'administration
	BLOOM	Administrateur
	VERELEC	Administrateur
	BECOMING	Administrateur
Philippe GIRARD	ENUEVO	Président
	DEMBOOST	Président
	SCI NOTRE-DAME	Co-gérant
Mathias SCHILDT représentant de PICOTY SA	PICOTY	Membre du directoire
	PICOTY INNOVATION (R&D)	Directeur général
	ATHENA Recherche & Développement	Membre du conseil stratégique
	AIDEE	Administrateur
	HACE	Membre du conseil stratégique
	AVIA INTERNATIONAL	Membre du comité exécutif et vice-présidence
	FERMENTALG	Censeur au conseil d'administration
	FEDERATION DES COMBUSTIBLES, CARBURANTS ET CHAUFFAGE	Membre du comité directeur
	PASTAPIC	Gérant
	BACALAN	Gérant
	JOSSOME	Directeur général
	MARLIM	Membre du comité de surveillance
	CAMPUS PROVENCE	Membre du comité de surveillance
	AUVERGNE CARBURANTS	Membre du comité de surveillance
	SOMELAC	Administrateur
	PACOBIA ENERGIES SERVICES	Membre du comité de surveillance
	CAP SAS	Directeur général
Etienne BEEKER	Néant.	Néant.
Guillaume LEENHARDT	FILHET-ALLARD	Administrateur
	EASTVINE CAPITAL (Singapour)	Administrateur

- Mandats ayant été exercés au cours des 5 derniers exercices et ayant cessé à ce jour

Administrateurs	Société	Nature du mandat
<i>Autres mandats ayant été exercés en dehors de la Société</i>		
Anne LAUVERGEON	American Express	Administrateur
	Rio Tinto	Administrateur
	Boostheat	Présidente du conseil d'administration
	Workwell	Administrateur
Philippe GIRARD	LEMOVICE & Co SARL	Gérant
	ALPP SARL	Gérant
	ALP SARL	Gérant
Mathias SCHILDT représentant de PICOTY SA	PICOTY AQUITAINE	Directeur général
	GEM Energies services	Gérant
Etienne BEEKER	Néant	Néant
Guillaume LEENHARDT	BNP Paribas Algérie	Administrateur
	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Administrateur
	LA BANQUE OUTARDE (Dakar)	Administrateur

4.2 REMUNERATIONS ET AVANTAGES

Les tableaux sur les rémunérations des mandataires sociaux requis par le Guide d'élaboration des URD DOC-2021-02 (Annexe 2) sont présentés ci-dessous.

Jusqu'au 27 mai 2021, la Société était constituée sous forme de société par actions simplifiée dont le président était Monsieur Philippe Girard. L'assemblée générale réunie le 27 mai 2021 a approuvé la transformation de la Société en société anonyme à conseil d'administration et a adopté de nouvelles règles de gouvernance. Philippe GIRARD en est devenu le directeur général et seul mandataire social exécutif.

4.2.1 Rémunérations des membres de la direction générale et du conseil d'administration

4.2.1.1 Rémunération de la direction générale

TABLERAU N°1 (Nomenclature AMF)

Synthèse des rémunérations et options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social	Exercice 2020	Exercice 2019
Philippe GIRARD - En tant qu'ancien Président de la SAS jusqu'à la transformation en SA le 27 mai 2021		
Rémunération attribuée au titre de l'exercice (détaillée au tableau N°2)	120 000 €	79 200 €
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	- €	- €
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	- €	- €
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice	- €	- €
Valorisation des autres plans de rémunération de long terme	- €	- €
TOTAL	120 000 €	79 200 €

TABLERAU N°2 (Nomenclature AMF)

Récapitulatif des rémunérations attribuées à chaque mandataire social dirigeant				
Nom	Exercice 2020		Exercice clos 2019	
	Montants attribués	Montants versés	Montants attribués	Montants versés
Philippe GIRARD - En tant qu'ancien Président de la SAS jusqu'à la transformation en SA le 27 mai 2021				
Rémunération fixe annuelle ⁽¹⁾	120 000 €	120 000 €	79 200 €	79 200 €
Rémunération variable annuelle	- €	- €	- €	- €
Rémunération variable pluriannuelle	- €	- €	- €	- €
Rémunération exceptionnelle	- €	- €	- €	- €
Rémunération allouée à raison du mandat d'administrateur	N/A	N/A	N/A	N/A
Avantages en nature	- €	- €	- €	- €
TOTAL	120 000 €	120 000 €	79 200 €	79 200 €

(1) La rémunération fixe se décompose comme suit :

- Au cours du 1^{er} semestre 2019, Philippe Girard était rémunéré sur la base d'un montant brut de 3 200 € par mois ;
- Puis, l'assemblée générale ordinaire annuelle réunie le 27 juin 2019 l'a nommé comme Président de la société par actions simplifiée et a fixé sa rémunération annuelle à 120 000 € à compter du 1^{er} juillet 2019 (soit au prorata de la durée restante de l'exercice) ;
- Ce même montant a été reconduit par l'assemblée générale du 10 septembre 2020 pour l'exercice 2020.

Monsieur Girard ne bénéficie d'aucun avantage en nature.

Au titre de l'exercice 2021 :

Aucun changement n'est intervenu pour la période préalable à la transformation de la Société en société anonyme à conseil d'administration.

Suite à la transformation en SA, la rémunération de la direction générale a été fixée comme suit :

Rémunération fixe annuelle : Monsieur Philippe GIRARD bénéficiera d'une rémunération fixe annuelle brute de 135 K€ appliquée de manière rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2021 ;

Rémunération variable annuelle : Une rémunération variable annuelle brute d'un montant maximum égale à 42% de la rémunération fixe annuelle pourra être versée à Monsieur GIRARD en fonction de l'atteinte d'objectifs dont :

- 1/3 basé sur le chiffre d'affaires 2021 de la Société
- 1/3 basé sur la marge brute 2021 de la Société
- 1/3 basé sur le résultat net (avant impôt) 2021 de la Société

Les objectifs quantifiables utilisés pour la détermination de la partie variable de la rémunération seront, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, arrêtés par le Conseil d'administration une fois la Société cotée.

Rémunération fixe exceptionnelle : Une rémunération fixe exceptionnelle d'un montant brut de 30 350 € sera versée à Monsieur Philippe GIRARD, justifiée par son implication et son investissement dans la préparation de l'introduction en bourse de la Société, et ce quelque en soit l'issue ;

Rémunération exceptionnelle variable en cas de succès de l'introduction en bourse : En cas de succès de l'introduction en bourse, Monsieur Philippe GIRARD percevra une rémunération exceptionnelle variable d'un montant brut égal à 30 % de sa rémunération fixe brute annuelle (soit 40 500 €), pouvant être portée à 36 % de la rémunération fixe brute annuelle (soit un plafond de 48 600 €) en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs de valorisation « pré-monnaie » de la Société dans le cadre de son introduction en bourse, tels que présentés ci-dessous :

- 0 % en cas de non-cotation de la Société ou de valorisation « pré-monnaie » inférieure à Seuil 1
- 100 % en cas de valorisation « pré-monnaie » égale à Seuil 2 (**soit une rémunération variable correspondant à 30 % de la rémunération fixe annuelle**)
- 120 % en cas de valorisation « pré-monnaie » égale à Seuil 3 (**soit une rémunération variable correspondant à 36 % de la rémunération fixe annuelle**).

En cas de valorisation de la Société supérieure au seuil 1 et inférieure au seuil 2 d'une part, et supérieure au seuil 2 et inférieure au seuil 3 d'autre part, cette rémunération variable exceptionnelle sera calculée de manière linéaire.

TABEAU N°11 (Nomenclature AMF)

Dirigeant mandataire social	Contrat de travail		Régime de retraite supplémentaire		Indemnité ou avantage du(e) ou susceptible d'être du(e) à raison de la cessation ou du changement de fonction		Indemnité relative à une clause de non concurrence	
	OUI	NON	OUI	NON	OUI	NON	OUI	NON
Philippe GIRARD - Directeur général depuis le 27 mai 2021 ⁽¹⁾								
Directeur général		X		X		X		X
Date de début de mandat	Première nomination : 27 mai 2021							
	Dernier renouvellement: N/A							
Date de fin de mandat	Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 déc 2024							

TABLEAUX N° 4 à N°8 (Nomenclature AMF)

Aucune attribution de valeurs mobilières donnant accès au capital n'a été effectuée au profit des mandataires sociaux, dirigeant ou non, depuis la création de la Société.

TABLEAU N°9 (Nomenclature AMF)

			Exercice 2020	Exercice 2019
Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers	Nombre total	Prix moyen pondéré (1)	BSPCE-1 attribués le 17 nov. 2020 (1)	Néant
Nombre de droits consentis aux dix premiers salariés du Groupe, non mandataires sociaux, dont le nombre de droits ainsi consentis est le plus élevé (nombre global)	142 500	3,00 €	142 500	0
Nombre de droits exercés/acquis/levés par les dix premiers salariés du Groupe, non mandataires sociaux, dont le nombre de droits est le plus élevé (nombre global)	0	- €	0	0

(1) Données ajustées pour tenir compte de la division par 30 de la valeur nominale des actions décidée par l'assemblée générale réunie le 27 mai 2021. A l'origine, 4 750 BSPCE-1 avaient été attribués, chacun ouvrant le droit à la souscription d'une action au prix unitaire de 90 €. Chacun donne dorénavant droit à 30 actions à souscrire au prix unitaire de 3,00 €. Le détail des plans de BSPCE-1 et BSPCE-2 figure à la section 6.5.5 du présent Document.

Depuis le 1^{er} janvier 2021, une nouvelle attribution de BSPCE est intervenue au profit de salariés.

			Depuis le 1er janv 2021
Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers	Nombre total	Prix moyen pondéré (1)	BSPCE-2 attribués le 17 avril 2021 (1)
Nombre de droits consentis aux dix premiers salariés du Groupe, non mandataires sociaux, dont le nombre de droits ainsi consentis est le plus élevé (nombre global)	157 500	3,00 €	157 500
Nombre de droits exercés/acquis/levés par les dix premiers salariés du Groupe, non mandataires sociaux, dont le nombre de droits est le plus élevé (nombre global)	0	- €	0

(1) Données ajustées pour tenir compte de la division par 30 de la valeur nominale des actions décidée par l'assemblée générale réunie le 27 mai 2021. A l'origine, 5 250 BSPCE-2 avaient été attribués, chacun ouvrant le droit à la souscription d'une action au prix unitaire de 90 €. Chacun donne dorénavant droit à 30 actions à souscrire au prix unitaire de 3,00 €. Le détail des plans de BSPCE-1 et BSPCE-2 figure à la section 6.5.5 du présent Document.

TABLEAU N°10 (Nomenclature AMF)

Se reporter à la section 6.5.5 du présent Document.

4.2.1.2 Rémunération des autres membres du conseil d'administration

TABLEAU N°3 : Ce tableau n'est pas présenté dans la mesure au cours de la période présentée, il n'existait pas de mandataire social non exécutif, la Société étant encore sous forme de société par actions simplifiée.

A la suite à la transformation de la Société en société anonyme à conseil d'administration, l'unique rémunération qui sera perçue ou susceptible d'être perçue par les mandataires sociaux non dirigeants est à ce jour :

- Une rémunération annuelle globale allouée aux membres du Conseil d'administration dont l'enveloppe maximale autorisée par l'assemblée générale réunie le 27 mai 2021 s'élève à 125 K€ au titre de l'exercice 2021.

Cette enveloppe sera répartie par le Conseil d'administration entre ses membres, de la façon qu'il juge convenable. Il peut notamment allouer aux administrateurs indépendants, membres des comités spécialisés, une part supérieure à celle des autres administrateurs.

4.2.2 Sommes versées ou provisionnées par la Société à des fins de versement de pensions, retraites ou autres avantages au profit des mandataires sociaux

Néant.

4.3 PARTICIPATIONS ET OPTIONS DE SOUSCRIPTION DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Au jour de l'approbation du présent Document d'enregistrement, la Société est constituée sous la forme d'une société anonyme dont le capital de 399 999,00 € divisé en 3 999 990 actions ordinaires de 0,1 € de nominal chacune.

Les participations au capital de la Société détenues par les membres du conseil d'administration et de la direction générale se présentent comme suit, étant rappelé qu'aucune attribution de valeurs mobilières donnant accès au capital n'a été effectuée à leur profit :

	Nombre d'actions détenues	Valeurs mobilières donnant accès au capital		Nombre d'actions dilué (1)	% de capital	
		Nombre et type de valeurs mobilières attribuées	Nombre d'actions susceptibles de résulter de leur exercice		Total détenu à ce jour	Total dilué (1)
Mandataire social dirigeant						
Philippe GIRARD	1 453 965	-	-	1 453 965	36,3%	33,8%
dont directement	845 220	-	-	845 220	21,1%	19,7%
dont indirectement via ENUEVO (2)	608 745	-	-	608 745	15,2%	14,2%
Autres mandataires sociaux						
Anne LAUVERGEON	332 340			332 340	8,3%	7,7%
dont indirectement via ALP SAS						
PICOTY SA représenté par Mathias SCHILDT	1 608 674	-	-	1 608 674	40,2%	37,4%
dont directement	999 990	-	-	999 990	25,0%	23,3%
dont indirectement via ENUEVO (2)	608 684	-	-	608 684	15,2%	14,2%
Etienne BEEKER	12 870			12 870	0,3%	0,3%
Guillaume LEENHARDT	-	-	-	-	0,0%	0,0%
TOTAL	3 407 849			3 407 849	85,2%	79,3%

- (1) La dilution tient compte des 300 000 actions supplémentaires susceptibles de résulter de l'exercice intégral des BSPCE-1 et BSPCE-2 ;
- (2) Le capital d'ENUEVO est détenu à 50% par Philippe GIRARD, 49,995% par PICOTY SAS et à 0,005% par Mathias SCHILDT ;

5 INFORMATIONS FINANCIERES ET INDICATEURS CLES DE PERFORMANCE

5.1 INFORMATIONS FINANCIERES HISTORIQUES

5.1.1 Etats financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020

1 – BILAN

	Brut	Amortissement Dépréciations	Net 31/12/2020	Net 31/12/2019
Capital souscrit non appelé				
ACTIF IMMOBILISE				
Immobilisations incorporelles				
Frais d'établissement				
Frais de recherche et de développement				
Concessions, brvts, licences, logiciels, drts & val.similaires	1 063 194	304 178	759 016	418 552
Fonds commercial (1)				
Autres immobilisations incorporelles	79 613		79 613	156 631
Avances et acomptes sur immobilisations incorporelles				
Immobilisations corporelles				
Terrains				
Constructions				
Installations techniques, matériel et outillage industriels				
Autres immobilisations corporelles	16 275	6 072	10 203	3 058
Immobilisations corporelles en cours				
Avances et acomptes				
Immobilisations financières (2)				
Participations (mise en équivalence)				
Autres participations	139 804		139 804	
Créances rattachées aux participations	828		828	
Autres titres immobilisés				
Prêts				
Autres immobilisations financières	1 264 826		1 264 826	620 021
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	2 564 541	310 250	2 254 290	1 198 263
ACTIF CIRCULANT				
Stocks et en-cours				
Matières premières et autres approvisionnements				
En-cours de production (biens et services)				
Produits intermédiaires et finis				
Marchandises				90 000
Avances et acomptes versés sur commandes				5 000
Créances (3)				
Clients et comptes rattachés	4 346 088	13 335	4 332 753	2 215 523
Autres créances	112 579		112 579	185 176
Capital souscrit et appelé, non versé				
Divers				
Valeurs mobilières de placement				
Disponibilités	3 345 902		3 345 902	2 272 123
Charges constatées d'avance (3)	40 593		40 593	6 118
TOTAL ACTIF CIRCULANT	7 845 161	13 335	7 831 826	4 773 940
Frais d'émission d'emprunt à évaluer				
Primes de remboursement des obligations				
Ecart de conversion et différences d'évaluation - actif	34 827		34 827	
TOTAL GENERAL	10 444 529	323 585	10 120 944	5 972 202
(1) Dont droit au bail				
(2) Dont à moins d'un an (brut)				
(3) Dont à plus d'un an (brut)			129 948	

	31/12/2020	31/12/2019
CAPITAUX PROPRES		
Capital	399 999	399 999
Primes d'émission, de fusion, d'apport, ...	2 958 559	2 958 559
Ecart de réévaluation		
Réserve légale		
Réserves statutaires ou contractuelles		
Réserves réglementées		
Autres réserves		
Report à nouveau	-292 559	-95 623
RESULTAT DE L'EXERCICE (bénéfice ou perte)	675 444	-196 936
Subventions d'investissement	8 333	25 000
Provisions réglementées		
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 749 776	3 090 999
AUTRES FONDS PROPRES		
Produits des émissions de titres participatifs		
Avances conditionnées		
TOTAL AUTRES FONDS PROPRES		
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		
Provisions pour risques		
Provisions pour charges		
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		
DETTES (1)		
Emprunts obligataires convertibles		
Autres emprunts obligataires		250 000
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit (2)	1 695 311	480 188
Emprunts et dettes financières diverses (3)	659 945	666 890
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	1 113 986	571 612
Dettes fiscales et sociales	2 129 503	912 513
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		
Autres dettes		
Produits constatés d'avance (1)		
TOTAL DETTES	5 598 746	2 881 204
Ecarts de conversion et différences d'évaluation - passif	772 423	
TOTAL GENERAL	10 120 944	5 972 202
(1) Dont à plus d'un an (a)	1 644 760	300 512
(1) Dont à moins d'un an (a)	3 953 986	2 580 692
(2) Dont concours bancaires et soldes créditeurs de banque	798	
(3) Dont emprunts participatifs		
(a) A l'exception des avances et acomptes reçus sur commandes en cours		

2 - COMPTE DE RESULTAT

	France	Exportations	31/12/2020	31/12/2019
Produits d'exploitation (1)				
Ventes de marchandises / Ventes Energie	13 469 376		13 469 376	3 837 890
Production vendue (biens)				
Production vendue (services)	13 746		13 746	1 739 696
Chiffre d'affaires net	13 483 122		13 483 122	5 577 585
Production stockée				-23 878
Production immobilisée			370 452	368 521
Subventions d'exploitation				
Reprises sur provisions (et amortissements), transferts de charges			8 905	32 631
Autres produits				
Total produits d'exploitation (1)			13 862 479	5 954 860
Charges d'exploitation (2)				
Achats de marchandises / Achats Energie			11 871 128	3 423 653
Variations de stock			90 000	41 300
Achats de matières premières et autres approvisionnements			497	122 487
Variations de stock				
Autres achats et charges externes (a)			351 271	1 701 346
Impôts, taxes et versements assimilés			12 671	9 421
Salaires et traitements			523 747	351 039
Charges sociales			212 676	139 695
Dotations aux amortissements et dépréciations :				
– Sur immobilisations : dotations aux amortissements			185 188	79 401
– Sur immobilisations : dotations aux dépréciations				
– Sur actif circulant : dotations aux dépréciations			13 335	
– Pour risques et charges : dotations aux provisions				
Autres charges			467	359
Total charges d'exploitation (II)			13 260 979	5 868 701
RESULTAT D'EXPLOITATION (I–II)			601 500	86 159
Quotes-parts de résultat sur opérations faites en commun				
Bénéfice attribué ou perte transférée (III)				
Perte supportée ou bénéfice transféré (IV)				
Produits financiers				
De participation (3)				
D'autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé (3)				
Autres intérêts et produits assimilés (3)			2 984	4 721
Reprises sur provisions et dépréciations et transferts de charges				
Différences positives de change				
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement				
Total produits financiers (V)			2 984	4 721
Charges financières				
Dotations aux amortissements, aux dépréciations et aux provisions				
Intérêts et charges assimilées (4)			50 062	74 013
Différences négatives de change				
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement				
Total charges financières (VI)			50 062	74 013
RESULTAT FINANCIER (V–VI)			-47 078	-69 292
RESULTAT COURANT avant impôts (I–II+III–IV+V–VI)			554 422	16 868

	31/12/2020	31/12/2019
Produits exceptionnels		
Sur opérations de gestion	4 901	722
Sur opérations en capital	16 667	17 970
Total produits exceptionnels (VII)	21 567	18 692
Sur opérations de gestion	9 871	401 472
Total charges exceptionnelles (VIII)	9 871	401 472
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII-VIII)	11 696	-382 781
Impôts sur les bénéfices (X)	-109 326	-168 977
Total des produits (I+III+V+VII)	13 887 030	5 978 273
Total des charges (II+IV+VI+VIII+IX+X)	13 211 587	6 175 209
BENEFICE OU PERTE	675 444	-196 936
<i>(2) Dont charges afférentes à des exercices antérieurs</i>		401 081

3 – TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	31.12.2019	Affect. du résultat 2019	Augment.	Diminutions	Résultat N	31.12.2020
Capital social	399 999					399 999
Prime d'émission	2 958 559					2 958 559
Subvention	25 000			(16 667)		8 333
Report à nouveau	(95 623)	(196 936)				- 292 559
Résultat	(196 936)	196 936			675 444	675 444
Total capitaux propres	3 090 999	0	0	(16 667)	675 444	3 749 776

4 – TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

	2020	2019
FLUX DE TRESORERIE LIES A L'EXPLOITATION		
Résultat d'exploitation	601 500	86 159
<i>Elimination des charges et des produits sans incidence sur la trésorerie ou non liés à l'activité</i> + Amortissements et provisions (à l'exclusion des provisions sur actif circulant)	185 188	79 401
= Résultat brut d'exploitation	786 687	165 560
<i>Variation du Besoin en Fonds de Roulement d'Exploitation</i>		
– Variation des stocks	90 000	-29 610
– Variation des créances d'exploitation	-2 104 226	-1 997 287
+ Variation des dettes d'exploitation	2 496 959	1 330 608
= Flux net de trésorerie d'exploitation	1 269 421	-530 729
<i>Autres encaissements et décaissements liés à l'activité</i>		
– Frais financiers	-50 062	-74 013
+ Produits financiers	2 984	4 721
– Impôts sur les sociétés	109 326	168 977
– Charges exceptionnelles liées à l'activité	-9 871	-401 472
+ Produits exceptionnels liés à l'activité	4 901	722
– Variation des autres créances liées à l'activité	30 118	-137 484
+ Variation des autres dettes liées à l'activité	-43 415	41 375
= Flux net de trésorerie généré par l'activité (A)	1 313 401	-927 903
FLUX DE TRESORERIE LIES A L'INVESTISSEMENT		
– Acquisitions d'immobilisations (1)	-1 241 215	-862 805
+ Cessions d'immobilisations		257 544
+ Réduction d'immobilisations financières		
+/- Variation des dettes et créances relatives aux investissements		
= Flux net de trésorerie lié aux opérations d'investissement (B)	-1 241 215	-605 261
FLUX DE TRESORERIE LIES AU FINANCEMENT		
+ Augmentation de capital en numéraire		2 978 221
– Réduction de capital		
– Dividendes versés		
+ Emissions d'emprunts et apport en compte courant	1 394 000	700 000
– Remboursements d'emprunts et remboursement compte courant	-393 205	-283 131
+ Subventions d'investissements reçues		7 820
+/- Variation des dettes et créances relatives aux opérations de financement		
= Flux net de trésorerie lié aux opérations de financement (C)	1 000 795	3 402 910
VARIATION DE TRESORERIE (A+B+C)	1 072 980	1 869 745
+ Trésorerie d'ouverture	2 272 123	402 377
= Trésorerie de clôture	3 345 103	2 272 123

Le tableau de flux de trésorerie a été présenté volontairement afin d'éclairer le lecteur sur la répartition des flux de période et ce par grande nature. Au titre de N-1 ce dernier a été construit sur la base des données bilanciellles telles qu'arrêtées et certifiées par le commissaire aux comptes M. Frédéric ACCARDI.

(1) Dont reclassement Compte Collatéral trading sur l'exercice 2020 pour un montant de 120 000 € (note 5.2.10)

5 - ANNEXE AUX COMPTES

5.1 PRESENTATION GENERALE

Désignation de la société : SAS E-PANGO

Créée en 2016, E-PANGO est un fournisseur d'énergie (électricité depuis 2017 et gaz depuis 2020) dont l'offre s'adresse exclusivement à une clientèle de professionnels à la fois des secteurs privés et (para)-public.

Pour couvrir ses engagements de livraison, la Société participe aux guichets ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire), intervient sur les marchés organisés d'électricité et de gaz naturel (EEX, EPEXSPOT) et dispose d'accords avec d'autres sociétés énergétiques afin de pouvoir conclure des transactions de gré à gré....

Afin d'enrichir son offre de nouvelles solutions d'optimisation de leurs factures d'énergie à ses clients, E-PANGO développe également des solutions innovantes dans le domaine de la transition énergétique : auto-production issue principalement d'énergies renouvelables (solaire), stockage d'électricité chez les clients, valorisation de la flexibilité de la demande chez certains clients, développement d'un réseau de stations-service avec fourniture de biogaz et d'électricité verte dans un premier temps.

Annexe au bilan avant répartition de l'exercice clos le 31/12/2020, dont le total est de 10 120 944 euros et au compte de résultat de l'exercice, présenté sous forme de liste, dégageant un bénéfice de 675 444 euros.

L'exercice comptable a une durée de 12 mois, recouvrant la période du 01/01/2020 au 31/12/2020.

Les notes ou tableaux ci-après font partie intégrante des comptes annuels.
Ces comptes annuels ont été arrêtés le 01/05/2021 par le président de la société.

5.2 METHODES ET PRINCIPES COMPTABLES

Les comptes annuels de l'exercice au 31/12/2020 ont été établis conformément au Plan Comptable Général, prenant en compte les règlements de l'Autorité des Normes Comptables applicables à la date de l'établissement des dits comptes annuels.

Les conventions comptables ont été appliquées avec sincérité dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base :

- continuité de l'exploitation,
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre,
- indépendance des exercices.

et conformément aux règles générales d'établissement et de présentation des comptes annuels.

La méthode de base retenue pour l'évaluation des éléments inscrits en comptabilité est la méthode des coûts historiques.

Seules sont exprimées les informations significatives. Sauf mention contraire, les montants sont exprimés en euros.

Risque de liquidité

La Société a procédé à une revue de son risque de liquidité à court terme. La Société considère, prenant en compte son niveau d'activité actuel, ne pas être exposée à un tel risque et dispose des moyens financiers nécessaires pour faire face à ses obligations de trésorerie au cours des 12 prochains mois.

5.2.1 Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées en application des règles issues du Plan Comptable Général. Les immobilisations inscrites à l'actif du bilan sont :

- Identifiables,
- Porteuses d'avantages économiques futurs,
- Contrôlées par l'entité,
- Evaluées de façon fiable.

Les immobilisations corporelles et incorporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition pour les actifs acquis à titre onéreux, à leur coût de production pour les actifs produits par l'entreprise, à leur valeur vénale pour les actifs acquis à titre gratuit et par voie d'échange.

Le coût d'une immobilisation est constitué de son prix d'achat, y compris les droits de douane et taxes non récupérables, après déduction des remises, rabais commerciaux et escomptes de règlement de tous les coûts directement attribuables engagés pour mettre l'actif en place et en état de fonctionner selon l'utilisation prévue. Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition, ne sont pas rattachés à ce coût d'acquisition. Tous les coûts qui ne font pas partie du prix d'acquisition

de l'immobilisation et qui ne peuvent pas être rattachés directement aux coûts rendus nécessaires pour mettre l'actif en place et en état de fonctionner conformément à l'utilisation prévue, sont comptabilisés en charges.

Frais de développement

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de frais de développement du système informatique de la Société (front-office, middle office et back office) ainsi que d'autres projets clairement identifiés.

Les coûts engagés au titre de la phase de développement et de mise en production de ces modules informatiques sont essentiellement constitués de :

- Quote-part des salaires des personnes dédiées au développement
- Quelques prestations externalisées.

Les frais de développement ont été intégralement comptabilisés en immobilisations incorporelles, la Société considérant que les six critères suivants étaient cumulativement remplis :

- (a) faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente,
- (b) intention de la Société d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre,
- (c) capacité de celle-ci à utiliser ou à vendre cet actif incorporel,
- (d) démonstration de la probabilité d'avantages économiques futurs attachés à l'actif. L'entité doit démontrer, entre autres choses, l'existence d'un marché pour la production issue de l'immobilisation incorporelle ou pour l'immobilisation incorporelle elle-même ou, si celle-ci doit être utilisée en interne, son utilité,
- (e) disponibilité de ressources techniques, financières et autres appropriées afin d'achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle, et
- (f) capacité d'évaluation de façon fiable des dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

5.2.2 Amortissements

Les amortissements sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée de vie prévue.

Les montants des évolutions du système informatique font l'objet d'un amortissement sur une durée de 3 ans débutant au premier jour de l'exercice suivant sa constatation en production immobilisée en date du 31 décembre.

- * Frais de recherche et développement : 3 ans
- * Logiciel : 3 ans
- * Matériel de bureau : 3 ans
- * Matériel informatique : 3 ans
- * Mobilier : 10 ans

La durée d'amortissement retenue par simplification est la durée d'usage pour les biens non décomposables à l'origine.

L'entreprise a apprécié à la date de clôture, en considérant les informations internes et externes à sa disposition, l'existence d'indices montrant que les actifs ont pu perdre notablement de la valeur. L'entreprise n'a pas identifié d'indice de perte de valeur notable sur ces immobilisations n'entraînant pas de provisions exceptionnelles.

5.2.3 Immobilisations financières

Titres de participation

Les titres de participation sont évalués à leur coût d'acquisition hors frais accessoires.

La valeur d'inventaire des titres correspond à la valeur d'utilité pour l'entreprise. Elle est déterminée en fonction de l'actif net de la filiale, de sa rentabilité et de ses perspectives d'avenir. Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure au coût d'acquisition, une dépréciation est constituée du montant de la différence.

Dépôts de garantie

Les immobilisations financières sont également relatives à des dépôts de garantie principalement en lien avec le sourcing des approvisionnements en énergie :

- Garanties versées au titre du contrat d'approvisionnements en électricité auprès de l'ARENH (accès à l'énergie nucléaire) déposées à la Caisse des Dépôts et Consignations
- Garanties versées pour le droit d'accès aux marchés énergétiques organisés (EEX, EPEXSPOT).
- Dépôt de garanties au titre des locaux abritant le siège social.
- Garanties versées à BPI dans le cadre des emprunts

5.2.4 Créances

Les créances sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable. La société recourt par ailleurs à l'assurance-crédit pour les clients professionnels ne relevant pas du secteur public ou assimilé.

5.2.5 Produits et charges exceptionnels

Les produits et charges exceptionnels tiennent compte des éléments qui ne sont pas liés à l'activité normale de l'entreprise.

5.2.6 Composition du chiffre d'affaires

Il existe 2 catégories de clients en électricité et gaz

Electricité :

- C1 : clients raccordés au réseau haute tension et ayant conclu deux contrats, un de fourniture électrique, un d'acheminement électrique (avec RTE, ENEDIS ou une entreprise locale de distribution)
- C2-C5 : clients raccordés au réseau haute ou basse tension ayant conclu un **contrat unique** de fourniture et d'acheminement électrique, le fournisseur refacturant pour le compte d'ENDIS (ou d'une entreprise locale de distribution) les prestations d'acheminement

Gaz :

- TP : clients raccordés au réseau de transport du gaz et ayant conclu deux contrats, un de fourniture de gaz naturel, un d'acheminement de gaz naturel (avec GRT gaz, TEREGA, GRDF ou une entreprise locale de distribution)
- T1-T4 : clients raccordés au réseau de distribution ayant conclu un **contrat unique** de fourniture et d'acheminement du gaz naturel, le fournisseur refacturant pour le compte de GRDF (ou d'une entreprise locale de distribution) les prestations d'acheminement

La Société conclut avec ses clients C2-C5 pour électricité ou T1-T4 pour le gaz des contrats dits « Contrats uniques » par lequel elle facture sa prestation de fourniture d'énergie ainsi que le montant lié au coût d'accès au réseau (acheminement) que chaque client doit au gestionnaire de réseau. La Société assure la collecte du coût de l'acheminement pour le compte du gestionnaire de réseau qu'elle lui reverse intégralement. En conséquence, les différentes natures de chiffre d'affaires sont les suivantes :

Chiffre d'affaires liées à la vente d'énergie

- **Vente de MWh au titre de contrats de fourniture d'énergie** : La Société assure la fourniture d'énergie à ses clients par le biais de contrat d'une durée de 1 à 3 ans. La vente d'énergie est reconnue dans le chiffre d'affaires au cours de l'année où elle a été effectivement livrée ;

- **Vente de certificats de capacités** : Au titre de ses obligations réglementaires, e-PANGO doit acquérir des certificats de capacités pour couvrir les consommations d'énergie de ses clients en période de pointe. Ces certificats sont acquis par la Société et refacturés à ses clients au titre de la période de livraison effective. Le montant de cette refacturation est estimé par la Société car ni le nombre ni le prix des certificats de capacité requis pour la période concernée ne peuvent être connus à l'avance (voir paragraphe ci-dessous sur les mécanismes de capacités) ;

- **Ventes de garanties d'origine** : La Société ne disposant pas à la date de clôture de l'exercice de moyen de production d'énergie renouvelable, elle achète auprès d'intermédiaires des garanties d'origine, à la demande de certains clients souhaitant s'approvisionner en énergie verte. Ces garanties d'origine sont refacturées aux clients et reconnues en chiffre d'affaires au titre de l'année de livraison de l'énergie concernée ;

- **Ventes d'abonnement** : La Société facture des frais de commercialisation à certaines catégories de clients.

Chiffre d'affaires lié à la collecte du coût de l'acheminement pour le compte des gestionnaires de réseau.

Le coût de l'acheminement facturé par les gestionnaires de réseaux (principalement ENEDIS pour l'électricité et GRDF pour le gaz naturel) aux clients de la Société est comptabilisé en coût d'achat. Ce montant est refacturé à l'euro près par la Société à ses clients. Cette refacturation est incluse au compte de résultat dans le poste "Ventes de Marchandises" (ou de façon plus détaillée sous le libellé "Refacturation acheminement énergie").

En contrepartie, la Société perçoit une indemnité de la part des gestionnaires de réseau qui est reconnue en chiffre d'affaires au titre de la période d'accès au réseau considérée.

Refacturation des taxes ou obligations spécifiques relatives à la fourniture d'énergie

Enfin, il est précisé que la Société refacture également d'une part, diverses taxes spécifiques liées à la fourniture d'énergie (CTA, CSPE...) revenant selon le cas soit à l'Etat, soit aux départements, soit aux communes, d'autre part, des contributions obligatoires (CTA) revenant à la Caisse nationale des industries électriques et gazières. Ces taxes ne sont pas comptabilisées en chiffre d'affaires, ni en coût d'achat mais ne font l'objet que d'écritures au bilan comme les autres taxes collectées pour le compte de l'administration à l'instar de la TVA.

La facturation de l'énergie livrée aux clients non relevés et non facturées en fin de période est déterminée à partir des factures émises pendant les quatre semaines qui suivent la fin de la période prorata temporis en fonction de la date de relevé transmise par le gestionnaire du réseau de distribution. Il en est de même pour les prestations d'acheminement variable.

Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les achats ou les ventes de certificats sont reconnues en charge ou en produit lors des enchères ou des cessions de gré à gré
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité en fonction des conditions de facturation.
- la part capacité incluse dans le prix de l'ARENH est prise en compte au fur et à mesure de l'émission des factures par la Caisse des Dépôts et de Consignations en les décomposant en une partie "énergie" et une partie "capacité" égale au produit du nombre d'heures du mois considéré par la quantité d'ARENH alloué en MW par la moyenne arithmétique du prix en € par MW des enchères constatées sur EPEXSPOT l'année précédant la livraison.
- les certificats de capacité ne sont pas stockés excepté ceux qui seraient considérés en surplus. Si la valeur de la dernière enchère du certificat de capacité de l'année considérée est inférieure au prix d'achat, une dépréciation est enregistrée ; dans le cas contraire c'est la valeur d'achat qui est enregistrée.
- en cas de déficit estimé, une provision est constituée basée sur le prix de la dernière enchère réelle des certificats de capacité de l'année considérée ou du prix des achats de certificats effectués avant la date d'arrêt des comptes.
- une première estimation de la position est fournie par RTE, le gestionnaire du registre des certificats de capacité, à la fin de l'année qui suit l'exercice considéré, ce qui peut donner lieu à une nouvelle provision ou à une modification du stock.
- la position définitive est soldée par le gestionnaire du registre de capacité (RTE) au mois de mars deux ans après la clôture de l'exercice considéré.

5.2.7 Instruments financiers de couverture

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés principalement dans une optique de couverture des contrats pluriannuels conclus avec les clients ou des appels d'offres remportés.

Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017 :

- Pour les instruments financiers destinés à couvrir l'exercice en cours, l'impact de l'instrument est comptabilisé dans le coût d'achats d'énergie
- Pour les instruments financiers destinés à couvrir les exercices suivants, ils sont inscrits en hors bilan et les appels de marge sont comptabilisés en écart d'évaluation d'actif ou passif.

A chaque clôture, une analyse est menée afin de vérifier l'absence de contrat déficitaire sur les engagements d'achats et de ventes d'énergie futurs afin de déterminer la nécessité de comptabiliser une provision pour perte sur ventes.

5.2.8 Conséquences de l'événement Covid-19

L'événement Covid-19 est susceptible d'avoir des impacts significatifs sur le patrimoine, la situation financière et les résultats des entreprises. Une information comptable pertinente sur ces impacts constitue un élément clé des comptes de la période concernée.

De façon générale, la consommation électriques de nos clients a subi une baisse du fait des périodes de confinement et/ou de la mise en place du télétravail. Cette information risquerait de s'avérer inexacte puisque basée sur des prévisions de consommation difficile à mesurer.

Methodologie suivie

Les informations fournies portent sur les principaux impacts, jugés pertinents, de l'événement qui sont enregistrés dans ses comptes. Il a été fait une distinction entre les effets ponctuels et les effets structurels. Ces effets sont détaillés en tenant compte des interactions et incidences de l'événement sur les agrégats usuels en appréciant les impacts bruts et nets. Les mesures de soutien dont elle a pu bénéficier sont également évaluées.

L'événement Covid-19 étant toujours en cours à la date d'établissement des comptes annuels, l'entreprise est dans l'incapacité d'en évaluer les conséquences précises sur les exercices à venir.

5.2.9 Circonstances qui empêchent la comparabilité d'un exercice à l'autre

Modifications dans la présentation des comptes

Lors de l'établissement des comptes de l'exercice 2020, certaines opérations ont rendu nécessaire des modifications de présentation. Il a été détaillé l'impact sur l'ensemble des rubriques dans l'ensemble des notes annexes notés « 31 décembre 2019 retraité ». Les comptes 2019 étant intangibles du fait de leur approbation par l'assemblée générale 2019, comptes certifiés par le cabinet ACCARDI.

En effet au titre de 2019, les charges et produits financiers liés à la couverture sur le marché avaient été intégrés à la marge commerciale à travers la comptabilisation d'un produit de 55 k€ classé dans le compte « Couverture marché positif » qui figure au poste Ventes de Marchandises. Cette année afin de ne pas impacter le chiffre d'affaires, il a été considéré que les produits ou charges liés à la couverture sur le marché venaient désormais uniquement en diminution ou en augmentation du coût d'achat de l'énergie.

La part de Chiffre d'affaires liés à l'acheminement était comptabilisée dans le Poste « Production vendue » en 2019. Cette année l'ensemble des produits relatif à la vente énergie et refacturation acheminement est constaté dans le poste « Ventes de marchandises / Ventes Energie ». Figure uniquement en Production vendue (service) le chiffre d'affaires correspondant aux abonnements facturés aux clients.

Parallèlement, les coûts d'acheminements qui figuraient dans le poste « Autres achats et charges externes » sont désormais intégrés en frais accessoires dans le poste « Achats de marchandises / Achats Energie ». Pour l'année 2019, les coûts d'acheminement représentaient un montant de 1 481 k€.

Il a été également procédé au reclassement du dépôt fait auprès de notre « clearing bank » libellé « collateral trading » correspondant au montant immobilisé en fonction du volume maximal de trading proportionnel à la croissance de l'activité de la Société. En 2019, ce dépôt avait été comptabilisé en Disponibilités et a été reclassé pour un montant de 120 k€ en Immobilisations financières.

Afin de permettre une comparabilité des comptes 2020 avec ceux de l'exercice 2019, l'impact de ces reclassements sur les comptes publiés de l'exercice 2019 sont les suivants

En k€	31/12/202019 publié	Impact reclassement	31/12/2019 retraité
COMPTE DE RESULTAT			
Chiffre d'affaires	5 578	-55	5 523
Achats de marchandises	3 424	1 426	4 850
Autres charges externes	1 701	-1 481	220
BILAN			
Immobilisations financières	620	+120	740
Disponibilités	2 272	-120	2 152

Présentation normative des résultats antérieurs

En 2019, la Société a déposé des demandes de crédit impôt recherche et crédit impôt innovation au titre des exercices 2017, 2018 et 2019. Le montant des crédits d'impôts afférents aux exercices 2017 et 2018 s'élevait à 41 k€ (dont 11 k€ au titre de 2017 et 29 k€ au titre de 2018). Le produit d'impôt comptabilisé au titre de 2019 s'en est trouvé majoré d'autant.

La perte exceptionnelle constatée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 d'un montant de 401 k€ était liée à une erreur commise en novembre 2017 lors de la nomination au guichet de l'ARENH pour l'année 2018. Cette erreur d'interprétation des engagements d'achats auprès de l'ARENH et qui a été découverte en juillet 2019 lors de la réception du courrier de la Commission de Régulation de l'Energie a donné lieu à une comptabilisation de charges exceptionnelles sur exercices antérieurs.

Ces impacts sur le résultat net des années précédentes sont les suivants :

En k€	31/12/2019	31/12/2020
Résultat net publié	-196	+675
Correction Arenh 2018	+401	
CIR /CII	-41	
Résultat net corrigé	+163	+675

5.2.10 Faits marquants de la période

Mars 2020 : La Société a obtenu son accréditation pour intervenir sur le marché de gros du gaz. Des premiers contrats de fourniture de gaz ont été signés pour un démarrage réel de l'activité uniquement en fin d'exercice.

Mars/avril 2020 : La Société a utilisé les dispositions relatives au chômage partiel, à hauteur de 50 %, lors du premier confinement et ceci pendant quelques semaines, le temps de procéder aux changements d'organisation liés au nouveau contexte.

Avril 2020 : La Société a bénéficié d'un prêt garanti de l'Etat (PGE) d'un montant de 1 394 k€.

L'assemblée générale extraordinaire du 27 novembre 2020, a décidé la création de 10 000 BSPCE dont 4 750 ont fait l'objet d'une attribution avant le 31 décembre 2020. Les conditions sont les suivantes : un BSPCE permet de souscrire, dans un délai de 5 ans après l'émission, une action au prix de 90 € (nominal de 3.00 €) correspondant à la valorisation de la société lors de l'augmentation de capital survenue fin 2019.

Novembre 2020 : Afin de disposer de moyens financiers lui permettant d'accélérer sa croissance, la Société s'est engagée dans un processus d'introduction en bourse qui, selon les conditions de marché, pourrait intervenir au cours de l'année 2021.

5.2.11 Crédit d'Impôt Recherche

Le Crédit d'Impôt Recherche (CIR) est octroyé aux entreprises par l'Administration Fiscale afin de les inciter à réaliser des recherches d'ordre technique et scientifique. Les entreprises qui justifient des dépenses remplissant les critères requis (dépenses de recherche localisées en France ou, depuis le 1er janvier 2005, au sein de la Communauté européenne ou dans un autre État partie à l'accord sur l'Espace économique européen et ayant conclu avec la France une convention fiscale contenant une clause d'assistance administrative) bénéficient d'un crédit d'impôt qui peut être utilisé pour le paiement de l'impôt sur les sociétés dû au titre de l'exercice de réalisation des dépenses et des trois exercices suivants ou, le cas échéant, être remboursé pour sa part excédentaire. Les dépenses prises en compte pour le calcul du CIR concernent uniquement les dépenses de développement des modules ERP dont les coûts sont éligibles au CIR. La Société bénéficie du CIR depuis 2017.

5.2.12 Engagements pris en matière de pensions, retraites et engagements assimilés

Aucune provision pour départ à la retraite n'est comptabilisée au passif. Par ailleurs, compte tenu de l'âge moyen relativement jeune de l'effectif, le montant est jugé matériellement non significatif.

5.2.13 Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net de la société par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et de préférence en circulation au cours de l'exercice. Les instruments donnant droit au capital de façon différée (BSPCE) sont considérés comme dilutifs car ils induisent une diminution du résultat net par action.

En €	2020	2019	2019 retraité
Résultat de la période	675 444	-196 936	162 824
Nombre d'actions émises	133 333	133 333	133 333
Résultat par action	5,07 €	-1,48 €	1,22 €
Nombre moyen d'actions pondéré *	143 333	143 333	143 333
Résultat dilué par action	4,71 €	N/A	1,14 €

*Actions ordinaires majorées de 10 000 BSCPE autorisés

5.2.15 Evènements postérieurs à la clôture

Sur le plan juridique : Il sera proposé à la prochaine assemblée générale de transformer la société en Société Anonyme en vue de sa prochaine introduction en bourse au cours de l'exercice 2021. Cette opération a pour objectif de consolider nos fonds propres dans nos perspectives de croissance future.

Sur le plan de l'activité : Sur les premiers mois de l'exercice, la dynamique commerciale se poursuit avec le gain de plusieurs appels d'offres. Un nouveau bail a été conclu et le déménagement du siège est intervenu en mars 2021.

Sur le plan financier : Le prêt PGE de 1 394 k€ souscrit en Mars 2020 à échéance initial juillet 2021, a fait l'objet d'un avenant pour différer son remboursement à compter de juillet 2022 sur 4 ans (12 mois de franchise de remboursement suivi de 16 trimestrialités).

5.3 NOTES SUR LE BILAN

5.3.1 Détail de l'actif immobilisé

Tableau de l'actif immobilisé

	Au début d'exercice	Augmentation	Diminution	En fin d'exercice
– Frais d'établissement et de développement				
– Fonds commercial				
– Autres postes d'immobilisations incorporelles	697 320	466 704	21 217	1 142 807
Immobilisations incorporelles	697 320	466 704	21 217	1 142 807
– Terrains				
– Constructions sur sol propre				
– Constructions sur sol d'autrui				
– Installations générales, agencements et aménagements des constructions				
– Installations techniques, matériel et outillage industriels				
– Installations générales, agencements aménagements divers				
– Matériel de transport				
– Matériel de bureau et informatique, mobilier	5 984	10 291		16 275
– Emballages récupérables et divers				
– Immobilisations corporelles en cours				
– Avances et acomptes				
Immobilisations corporelles	5 984	10 291		16 275
– Participations évaluées par mise en équivalence				
– Autres participations		140 632		140 632
– Autres titres immobilisés				
– Prêts et autres immobilisations financières	620 021	644 805		1 264 826
Immobilisations financières	620 021	785 437		1 405 459
ACTIF IMMOBILISE	1 323 325	1 262 432	21 217	2 564 541

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles en cours (inclus dans le poste Autres postes d'immobilisations incorporelles) au 31/12/2020 d'un montant de 79 612 € correspondent principalement au projet Power purchase agreement (contrat d'achat partiel ou total de la production d'une installation pendant une durée et des conditions fixées d'avance) en lien avec la création de la filiale E-BEGA au cours de l'exercice. Le projet a pour objectif d'étudier les différentes possibilités d'accéder à la production électrique de moyens faisant appel à des sources d'énergie renouvelable avec injection sur le réseau de distribution électrique. La conclusion de ce projet devrait intervenir au cours de l'exercice 2021.

Les différentes évolutions du système informatique ont été constatées au 31/12/2020 pour un montant net total de 445 487 € (augmentation - diminution) par la constatation sur l'exercice d'un montant de production immobilisée de 370 452 € et de prestations externes pour 75 035 €.

Une partie de ces coûts ont bénéficié du crédit d'impôt recherche.

Immobilisations financières

Au 31/12/2020, un complément de dépôt de garantie de 242 084 € a été versé pour garantir le contrat d'approvisionnement en électricité (Dispositif ARENH) de l'année 2021 auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations portant le total versé à 853 036 €).

Un versement de 280 000 € au profit du compte bloqué Collatéral qui pour la 1^{ère} fois à compter de l'exercice 2020 est porté à l'actif immobilisé. Le montant bloqué au titre de ce compte Collatéral au 31/12/2019 s'élevait à 120 000 € et figurait en disponibilités. Il a été transféré en immobilisations financières en 2020 portant le total de ce compte bloqué à 400 000 € au 31 décembre 2020.

Titres de participations

En 2020, la Société a créé une filiale au capital de 100 000 € (e-BEGA) dédiée à l'activité Solutions de flexibilité in situ chez les clients. Cette structure clôturera son 1^{er} exercice social le 31 décembre 2021. Celle-ci n'a pas eu d'activité au cours de la période. La Société a également pris une participation de 9,2 % pour 40 K€ dans la société Kargreen Ploërmel (station-service 100%vert). La société Kargreen Ploërmel a été constituée 2019. Nous n'avons pas obtenu la communication du premier arrêté de comptes clos le 31 décembre 2020, l'assemblée générale annuelle n'a pas encore statué.

Le tableau des filiales et participations figure en note 5.6.

Tableau des amortissements

	Au début de l'exercice	Augmentation	Diminutions	A la fin de l'exercice
– Frais d'établissement et de développement				
– Fonds commercial				
– Autres postes d'immobilisations incorporelles	122 136	182 042		304 178
Immobilisations incorporelles	122 136	182 042		304 178
– Terrains				
– Constructions sur sol propre				
– Constructions sur sol d'autrui				
– Installations générales, agencements et aménagements des constructions				
– Installations techniques, matériel et outillage industriels				
– Installations générales, agencements aménagements divers				
– Matériel de transport				
– Matériel de bureau et informatique, mobilier	2 926	3 145		6 072
– Emballages récupérables et divers				
Immobilisations corporelles	2 926	3 145		6 072
ACTIF IMMOBILISE	125 063	185 188		310 250

5.3.2 Stocks

La société E-PANGO au 31/12/2019 avait constaté un stock de 90 k€ de certificats de capacité décomposé en certificat excédentaire au titre de 2018 pour un montant de 5k€ revendu au cours de l'exercice. Le solde soit 85 k€ correspondait à des achats de certificats pour l'année 2020 et utilisé au cours de l'exercice 2020.

Compte tenu de nos positions à la clôture, aucun certificat de capacité n'a nécessité une comptabilisation en stock.

5.3.3 Etat des créances

Le total des créances à la clôture de l'exercice s'élève à 5 764 914 euros et le classement détaillé par échéance s'établit comme suit :

	Montant brut	Echéances à moins d'un an	Echéances à plus d'un an
Créances de l'actif immobilisé :			
Créances rattachées à des participations	828		828
Prêts			
Autres	1 264 826		1 264 826
Créances de l'actif circulant :			
Créances Clients et Comptes rattachés	4 346 088	4 216 140	129 948
Autres	112 579	112 579	
Capital souscrit – appelé, non versé			
Charges constatées d'avance	40 593	40 593	
Total	5 764 914	4 369 311	1 395 603
Prêts accordés en cours d'exercice Prêts récupérés en cours d'exercice			

Clients douteux et provisions

Clients douteux : valeur brute : 131 k€

Provision clients douteux : 13 k€

Valeur nette comptable : 117 k€

Parmi les clients douteux figure une créance sur une société en plan de continuation dont le plan d'échelonnement de son passif est sur 9 ans. Aucune dépréciation n'est constatée tant que le plan d'apurement est respecté. Au 31 décembre 2020 ces créances représentent une valeur de 117 k€.

5.3.4 Produits à recevoir

	Montant
Créances rattachées à des participations	
Autres immobilisations financières	3 000
Créances clients et comptes rattachés	2 326 070
Autres créances	1 860
Disponibilités	
	2 330 930

5.3.5 Disponibilités

En k €	2020	2019 retraité	2019 publié
Comptes courant	2 870	2 030	2 030
Collateral (1)			120
Compte turnover margin	476	122	122
Disponibilités	3 346	2 151	2 272

Le compte Turnover Margin pour un montant de 476 K€ correspond au montant bloqué à chaque prise de position et qui est débloqué à chaque débouclage de position (au plus tard à l'expiration du contrat).

(1) Reclassement de ce compte dans le poste « Immobilisations financières cf. note 5.2.10

5.3.6 Charges constatées d'avance

	Montant
Charges d'exploitation	40 593
Charges financières	
Charges exceptionnelles	
Total	40 593

5.3.7 Capital social

Capital social d'un montant de 399 999,00 euros décomposé en 133 333 titres d'une valeur nominale de 3,00 euros.

Le capital social est resté inchangé au cours de l'exercice social.

5.3.8 Instruments donnant accès au capital

Lors de l'assemblée générale extraordinaire du 27 novembre 2020, il a été décidé la création de 10 000 BSPCE dont 4 750 ont fait l'objet d'une attribution avant le 31 décembre 2020. Les conditions sont les suivantes : un BSPCE permet de souscrire, dans un délai de 5 ans après l'émission, une action au prix de 90 € (nominal de 3.00 €) correspondant à la valorisation de la société lors de l'augmentation de capital survenue fin 2019.

Aucun BSPCE attribué n'a été annulé ou exercé au cours de l'exercice écoulé.

5.3.9 Subvention d'investissement

Une subvention d'investissement d'un montant de 50 k€ a été perçue au cours de l'année 2018 concernant le projet d'innovation « Développement d'un algorithme sur la prévision de la consommation horaire de chaque client et d'un algorithme d'optimisation de la consommation d'énergie ». Elle a été amortie au même rythme que l'immobilisation incorporelle s'y rapportant soit 3 ans.

5.3.10 Dettes

	Montant brut	Echéances à moins d'un an	Echéances à plus d'un an	Echéances à plus de 5 ans
Emprunts obligataires convertibles (*)				
Autres emprunts obligataires (*)				
Emprunts (*) et dettes auprès des établissements de crédit dont :				
– à 1 an au maximum à l'origine	798	798		
– à plus de 1 an à l'origine	1 694 513	49 753	1 644 760	
Emprunts et dettes financières divers (**)	659 945	659 945		
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	1 113 986	1 113 986		
Dettes fiscales et sociales	2 129 503	2 129 503		
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés				
Autres dettes				
Produits constatés d'avance				
Total	5 598 746	3 953 986	1 644 760	
(*) Emprunts souscrits en cours d'exercice	1 394 000			
(*) Emprunts remboursés sur l'exercice	386 260			
(**) Dont comptes courants d'actionnaire	659 945			

Dettes financières

en k€	Au 01 01 2020	Emissions	Remboursement	Au 31 12 2020
Emprunt obligataire	250		-250	0
Emprunts auprès d'établissement de crédit	437	1 394	-136	1 695
Intérêts courus non échus	43		-43	0
Comptes courants d'actionnaires	667		-7	660
Concours bancaires	0	1		1
Total	1 397	1 395	-436	2 356

L'emprunt obligataire souscrit en décembre 2018 a été remboursé à l'échéance soit le 25/02/2020.

Détail des emprunts auprès des établissements de crédit

Année sousc.	Organisme	Durée	Taux	Montant initial	Début d'ex	Nouv. emprunts	Remb. 2020	Fin d'ex	A – 1 an	De 1 à 5 ans	+ de 5 ans
2018	BECM	12t	1.5%	300	102		102	0			
2018	BPI	33t (1)	5.53%	150	150			150	8	142	
2019	BECM	60m	0.81 %	150	135		30	105	30	76	
2019	BPI	60m (2)	0.92%	50	50		5	45	12	32	
2020	BECM			1 394	0	1 394		1 394		1 394	
Totaux				2 044	437	1 394	136	1 695	50	1 644	

(1) Dont un différé de 13 trimestres

(2) Dont un différé de 13 mois

Les emprunts auprès des établissements financiers ont été souscrits à taux fixe.

L'emprunt souscrit au cours de l'exercice d'un montant de 1 394 k€ correspond au prêt garanti par l'état. Celui a fait l'objet d'un avenant pour mettre en place le remboursement à compter de juillet 2022 sur 4 ans.

Dettes d'exploitation

En k€	2020	2019
Dettes fournisseurs	1 114	572
Dettes fiscales et sociales	2 130	913
<i>Dont Personnel et organismes sociaux (1)</i>	<i>119</i>	<i>77</i>
<i>Dont TVA</i>	<i>678</i>	<i>401</i>
<i>Dont autres dettes fiscales</i>	<i>1 332</i>	<i>434</i>
Dettes exploitation	3 244	1 485

Le poste autres dettes fiscales et sociales inclut notamment les taxes collectées pour le compte de l'Etat, départements, communes pour un montant de 1 323 351 € liées à la fourniture d'électricité ou de gaz naturel se décomposant ainsi

– 1 121 417 € relatif au montant de taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité du 4^{ème} trimestre 2020 et reversée fin janvier 2021

– 23 306 € relatif au montant de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel reversée fin janvier 2021

– 100 588 € relatif à la contribution tarifaire d'acheminement (CNIEG) reversée fin janvier 2021

– 78 040 € relatif à la taxe communale ou départementale sur la consommation finale d'électricité reversée fin février 2021

Le paiement de ces taxes et obligations intervient trimestriellement.

(1) Dont report échéances URSSAF covid-19 pour 18 k€ en 2020.

5.3.11 Ecarts de conversion et différences d'évaluation

Pour les instruments financiers à terme qualifiés ou non de couverture, les appels de marges sont enregistrés au bilan et portées dans le compte différences d'évaluation financier à terme actif ou passif. Ces montants sont rapportés au compte de résultat lors du dénouement des opérations qu'ils couvrent, soit au titre de l'exercice N+1 ou N+2 (ventes d'électricité).

Fiscalement, les profits sur instruments financiers à terme sont imposés au titre du ou des mêmes exercices que les opérations couvertes à condition que ces dernières soient identifiées dès l'origine par un acte ou un engagement précis et mesurable pris à l'égard d'un tiers ce qui est le cas des instruments de couvertures pris par la société.

5.3.12 Charges à payer

	Montant
Emprunts obligataires convertibles	
Autres emprunts obligataires	
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	798
Emprunts et dettes financières divers	
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	915 447
Dettes fiscales et sociales	75 283
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	
Autres dettes	
Total	991 529

5.4 NOTES SUR LE COMPTE DE RESULTAT

5.4.1 Chiffres d'affaires

	31/12/2020	31/12/2019 retraité	31/12/2019 publié
En Euros			
Revente électricité	9 849 135	3 782 773	3 837 890
Revente gaz	99 637	0	0
Refacturation acheminement énergie	3 520 604	1 617 201	1 617 201
Abonnements	12 161	2 341	2 341
Travaux installation panneaux		119 505	119 505
Autres produits	1 585	649	649
TOTAL	13 483 122	5 522 469	5 577 586

5.4.2 Autres produits d'exploitation

	2020	2019
En k €		
Production immobilisée incorporelle	370	369
Reprise provision dépréciation stocks		10
Transfert de charges	9	22
Autres produits d'exploitation	379	401

La production immobilisée correspond aux temps passés en développement. Ceux-ci sont constatés en immobilisations incorporelles cf note 5.2.1 paragraphe Frais de développement

5.4.3 Autres achats et charges externes

Cette rubrique intègre principalement les dépenses d'acheminement en 2019. En 2020, cette part acheminement est incluse dans le poste Achats de Marchandises

En k€	2020	2019 retraité	2019 publié
Acheminement électricité et gaz	0		1 481
Achats non stockés	10	3	3
Locations	25	14	14
<i>Dont locations immobilières</i>	<i>18</i>	<i>10</i>	<i>10</i>
Assurances	29	11	11
<i>Dont Responsabilité civile</i>	<i>14</i>	<i>9</i>	<i>9</i>
<i>Dont risque client</i>	<i>13</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
Personnel prêté	4	0	0
Commissions	15	0	0
Honoraires	129	86	86
<i>Dont juridique</i>	<i>13</i>	<i>46</i>	<i>46</i>
<i>Dont commissaire aux comptes</i>	<i>73</i>	<i>6</i>	<i>6</i>
Voyages et déplacements	13	23	23
Frais bancaires, accès marché, cotisations	102	76	76
Frais de formations	15	0	0
Autres charges externes	9	7	7
Total autres achats et charges externes	351	220	1 701

5. 4 4 Résultat financier

	31/12/2020	31/12/2019
Produits financiers de participation		
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		
Autres intérêts et produits assimilés	2 984	4 721
Reprises sur provisions et transferts de charge		
Différences positives de change		
Produits nets sur cession de valeurs mobilières de placement		
Total des produits financiers	2 984	4 721
Dotations financières aux amortissements et provisions		
Intérêts et charges assimilées	50 062	74 013
Différences négatives de change		
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		
Total des charges financières	50 062	74 013
Résultat financier	-47 078	-69 292

5.4.5 Résultat exceptionnel

	31/12/2020	31/12/2019
Produits exceptionnels sur opérations de gestion	4 901	722
Produits exceptionnels sur opérations en capital	16 667	17 970
Reprises sur provisions et transferts de charge		
Total des produits exceptionnels	21 567	18 692
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion	9 871	401 472
Charges exceptionnelles sur opérations en capital		
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions		
Total des charges exceptionnelles	9 871	401 472
Résultat exceptionnel	11 696	-382 781

La perte exceptionnelle constatée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 d'un montant de 401 k€ était liée à une erreur commise en novembre 2017 lors de la nomination au guichet de l'ARENH pour l'année 2018. Cette erreur d'interprétation des engagements d'achats auprès de l'ARENH et qui a été découverte en juillet 2019 lors de la réception du courrier de la Commission de Régulation de l'Energie a donné lieu à une comptabilisation de charges exceptionnelles sur exercices antérieurs.

5.4.6 Impôt sur les sociétés / Accroissement et Allègement futur impôts

En k€	2020	2019
Impôt exigible	24	0
Crédit Impôt Recherche généré sur l'exercice	-133	-128
Crédit Impôt Recherche 2017 et 2018		-41
Impôt sur les sociétés	-109	-169

Il existait au 31/12/2019 un cumul de déficit reportable de 480 151 € qui a été totalement utilisé sur le bénéfice de cet exercice ce qui a conduit une économie d'impôt de 134 442 €.

Il n'y a pas à la clôture de l'exercice d'accroissement ou allègement temporaire d'impôt sur les sociétés attendu.

5.4.7 Effectif

	Personnel salarié	Personnel mis à disposition
Cadres	7	
Agents de maîtrise et techniciens		
Employés	1	
Ouvriers		
Total	8	

5.4.8 Honoraires du commissaire aux comptes

Honoraire de certification des comptes : 44 000 euros

Honoraire des autres services : 0 euros

5.4.9 Rémunération du dirigeant

La rémunération versée au président de la SAS s'est élevée à 120.000 € au titre de 2020.

5.5 ENGAGEMENTS HORS-BILAN

5.5.1 Engagements donnés

	Montant en euros
Effets escomptés non échus	
<i>BECM remboursement à 1ère demande cautions bancaires données</i>	655 000
<i>Keler Collateral trading</i>	420 000
<i>Keler turnover margin</i>	476 287
Avals et cautions	1 551 287
Engagements en matière de pensions	
Engagements de crédit-bail mobilier	
Engagements de crédit-bail immobilier	
<i>Engagement d'achat d'énergie de de certificats</i>	10 060 819
Autres engagements donnés	10 060 819
Total	11 612 106
Dont concernant :	
Les dirigeants Les filiales	
Les participations	
Les autres entreprises liées	
Engagements assortis de suretés réelles	

Compte tenu de l'âge moyen relativement jeune de l'effectif ainsi que du peu d'ancienneté de ces derniers, le montant des engagements d'indemnité de fin de carrière est jugé matériellement non significatif.

5.5.2 Engagements reçus

	Montant en euros
Plafonds des découverts autorisés	300 000
<i>BECM garantie bancaire approvisionnement gaz</i>	250 000
<i>BECM garantie bancaire acheminement électricité et gaz</i>	405 000
Avals et cautions	655 000
Autres engagements reçus	
Total	955 000
Dont concernant :	
Les dirigeants Les filiales	
Les participations	
Les autres entreprises liées	
Engagements assortis de suretés réelles	

Les contrats de fourniture en électricité nous liant à nos clients sont dépendant du volume consommé sachant que contractuellement nos clients n'ont ni consommation minimale ni maximale imposées. Une évaluation s'avèrerait imparfaite puisque reposant essentiellement sur des données prévisionnelles.

5.6 TABLEAU DES FILIALES ET PARTICIPATIONS

Tableau réalisé en Kilo-euros

(1) Capital – (2) Capitaux propres autres que le capital – (3) Quote-part du capital détenue (en pourcentage)
 (4) Valeur comptable brute des titres détenus – (5) Valeur comptable nette des titres détenus
 (6) Prêts et avances consentis par l'entreprise et non encore remboursés – (7) Montants des cautions et avals donnés par l'entreprise
 (8) Chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice écoulé – (9) Résultat du dernier exercice clos
 (10) Dividendes encaissés par l'entreprise au cours de l'exercice

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
A. RENSEIGNEMENTS DETAILLÉS SUR CHAQUE TITRE										
– Filiales (détenues à + 50 %)										
SASU E-BEGA G&S	100		100,00	100	100	1	1			
– Participations (détenues entre 10 et 50%)										
SAS KARRGREEN PLOERMEL	301		9,28	40	40					
B. RENSEIGNEMENTS GLOBAUX SUR LES AUTRES TITRES										
– Autres filiales françaises										
– Autres filiales étrangères										
– Autres participations françaises										
– Autres participations étrangères										

Le premier exercice de la société e-BEGA se clôturera au 31/12/2021. Les comptes de la société KARGREEN PLORMEL n'ont pas arrêté à la date d'établissement de cette annexe.

5.1.2 Etats financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019

Bilan

	Brut	Amortissements Dépréciations	Net au 31/12/19	Net au 31/12/18
ACTIF				
CAPITAL SOUSCRIT NON APPELE				
Immobilisations incorporelles				
Frais d'établissement				
Frais de recherche et de développement				
Concessions, brevets et droits assimilés	540 689	122 136	418 552	213 717
Fonds commercial				
Autres immobilisations incorporelles	156 631		156 631	28 859
Immobilisations corporelles				
Terrains				
Constructions				
Installations techniques, matériel et outillage				
Autres immobilisations corporelles	5 984	2 926	3 058	2 528
Immob. en cours / Avances & acomptes				
Immobilisations financières				
Participations et créances rattachées				
Autres titres immobilisés				
Prêts				
Autres immobilisations financières	620 021		620 021	427 299
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	1 323 325	125 063	1 198 263	672 402
Stocks				
Matières premières et autres approv.				
En cours de production de biens				22 765
En cours de production de services				
Produits intermédiaires et finis				
Marchandises	90 000		90 000	37 625
Créances				
Clients et comptes rattachés	2 215 523		2 215 523	253 566
Fournisseurs débiteurs	105		105	49
Personnel				
Etat, Impôts sur les bénéfices	139 444		139 444	1 960
Etat, Taxes sur le chiffre d'affaires	37 996		37 996	3 270
Autres créances	7 631		7 631	12 180
Divers				
Avances et acomptes versés sur commandes	5 000		5 000	
Valeurs mobilières de placement				
Disponibilités	2 272 123		2 272 123	402 377
Charges constatées d'avance	6 118		6 118	6 021
TOTAL ACTIF CIRCULANT	4 773 940		4 773 940	739 813
Charges à répartir sur plusieurs exercices				
Prime de remboursement des obligations				
Ecarts de conversion – Actif				
COMPTES DE REGULARISATION				
TOTAL ACTIF	6 097 265	125 063	5 972 202	1 412 216

Bilan

	Net au 31/12/19	Net au 31/12/18
PASSIF		
Capital social ou individuel	399 999	300 000
Primes d'émission, de fusion, d'apport, ...	2 958 559	80 338
Ecarts de réévaluation		
Réserve légale		
Réserves statutaires ou contractuelles		
Réserves réglementées		
Autres réserves		
Report à nouveau	-95 623	-111 165
Résultat de l'exercice	-196 936	15 542
Subventions d'investissement	25 000	35 150
Provisions réglementées		
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 090 999	319 865
Produits des émissions de titres participatifs		
Avances conditionnées		
TOTAL AUTRES FONDS PROPRES		
Provisions pour risques		
Provisions pour charges		
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		
Emprunts obligataires convertibles		
Autres emprunts obligataires	250 000	250 000
<i>Emprunts</i>	480 188	353 534
<i>Découverts et concours bancaires</i>		
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	480 188	353 534
Emprunts et dettes financières diverses		
Emprunts et dettes financières diverses – Associés	666 890	335 300
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	571 612	26 274
<i>Personnel</i>	23 771	7 280
<i>Organismes sociaux</i>	53 346	19 258
<i>Etat, Impôts sur les bénéfices</i>		
<i>Etat, Taxes sur le chiffre d'affaires</i>	400 983	73 610
<i>Etat, Obligations cautionnées</i>		
<i>Autres dettes fiscales et sociales</i>	434 413	27 095
Dettes fiscales et sociales	912 513	127 243
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		
Autres dettes		
Produits constatés d'avance		
TOTAL DETTES	2 881 204	1 092 351
Ecarts de conversion – Passif		
TOTAL PASSIF	5 972 202	1 412 216

Compte de résultat

	du 01/01/19 au 31/12/19 12 mois	%	du 01/01/18 au 31/12/18 12 mois	%	Variation relative (montant)	Var. rel. (%)
PRODUITS						
Ventes de marchandises	3 837 890	68,81	2 642 358	93,61	1 195 531	45,24
Production vendue	1 739 696	31,19	180 350	6,39	1 559 346	864,62
Production stockée	-23 878	-0,43	23 878	0,85	-47 755	-200,00
Subventions d'exploitation						
Autres produits	401 152	7,19	177 870	6,30	223 282	125,53
Total	5 954 860	106,76	3 024 455	107,15	2 930 404	96,89
CONSOMMATION M/SES & MAT						
Achats de marchandises	3 423 653	61,38	2 470 069	87,51	953 583	38,61
Variation de stock (m/ses)	41 300	0,74	-35 571	-1,26	76 871	-216,11
Achats de m.p. & aut.approv.	122 487	2,20	2 410	0,09	120 077	NS
Variation de stock (m.p.)						
Autres achats & charges externes	1 701 346	30,50	246 711	8,74	1 454 635	589,61
Total	5 288 786	94,82	2 683 619	95,07	2 605 166	97,08
MARGE SUR M/SES & MAT	666 074	11,94	340 836	12,07	325 238	95,42
CHARGES						
Impôts, taxes et vers. assim.	9 421	0,17	2 505	0,09	6 916	276,07
Salaires et Traitements	351 039	6,29	190 580	6,75	160 460	84,20
Charges sociales	139 695	2,50	75 182	2,66	64 513	85,81
Amortissements et provisions	79 401	1,42	54 370	1,93	25 031	46,04
Autres charges	359	0,01	200	0,01	160	80,05
Total	579 915	10,40	322 836	11,44	257 078	79,63
RESULTAT D'EXPLOITATION	86 159	1,54	18 000	0,64	68 160	378,67
Produits financiers	4 721	0,08	2 027	0,07	2 694	132,87
Charges financières	74 013	1,33	11 396	0,40	62 617	549,47
Résultat financier	-69 292	-1,24	-9 368	-0,33	-59 923	639,63
Opérations en commun						
RESULTAT COURANT	16 868	0,30	8 631	0,31	8 236	95,43
Produits exceptionnels	18 692	0,34	7 143	0,25	11 549	161,68
Charges exceptionnelles	401 472	7,20	233	0,01	401 240	NS
Résultat exceptionnel	-382 781	-6,86	6 910	0,24	-389 691	NS
Participation des salariés						
Impôts sur les bénéfices	-168 977	-3,03			-168 977	
RESULTAT DE L'EXERCICE	-196 936	-3,53	15 542	0,55	-212 478	NS

Soldes intermédiaires de gestion

	du 01/01/19 au 31/12/19 12 mois	%	du 01/01/18 au 31/12/18 12 mois	%	Variation relative (montant)	Var. rel. (%)
Ventes de marchandises	3 837 890	100,00	2 642 358	100,00	1 195 531	45,24
Coût d'achats marchandises vendues	3 464 953	90,28	2 434 498	92,13	1 030 454	42,33
MARGE COMMERCIALE	372 937	9,72	207 860	7,87	165 077	79,42
Production vendue	1 739 696	100,00	180 350	100,00	1 559 346	864,62
Production stockée	-23 878	-1,37	23 878	13,24	-47 755	-200,00
Production immobilisée	368 521	21,18	177 870	98,62	190 652	107,19
Cie de matières et sous-traitance	1 604 435	92,23	129 762	71,95	1 474 673	NS
MARGE DE PRODUCTION	479 905	27,59	252 335	139,91	227 570	90,19
CHIFFRE D'AFFAIRES H.T	5 577 585	100,00	2 822 708	100,00	2 754 877	97,60
MARGE BRUTE GLOBALE	852 841	15,29	460 195	16,30	392 647	85,32
Autres achats et charges externes	219 398	3,93	119 359	4,23	100 039	83,81
VALEUR AJOUTEE	633 443	11,36	340 836	12,07	292 607	85,85
Subventions d'exploitation						
Impôts, taxes et verst assimilés	9 421	0,17	2 505	0,09	6 916	276,07
Charges de personnel	490 734	8,80	265 762	9,42	224 972	84,65
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	133 289	2,39	72 569	2,57	60 719	83,67
Reprises s/ charges et Transferts	32 631	0,59			32 631	
Autres produits						
Dot. amortissements et provisions	79 401	1,42	54 370	1,93	25 031	46,04
Autres charges	359	0,01	200	0,01	160	80,05
RESULTAT D'EXPLOITATION	86 159	1,54	18 000	0,64	68 160	378,67
Quote part résultat en commun						
Produits financiers	4 721	0,08	2 027	0,07	2 694	132,87
Charges financières	74 013	1,33	11 396	0,40	62 617	549,47
RESULTAT COURANT AVANT IMPÔTS	16 868	0,30	8 631	0,31	8 236	95,43
Produits exceptionnels	18 692	0,34	7 143	0,25	11 549	161,68
Charges exceptionnelles	401 472	7,20	233	0,01	401 240	NS
Résultat exceptionnel	-382 781	-6,86	6 910	0,24	-389 691	NS
Participation des salariés						
Impôts sur les bénéfices	-168 977	-3,03			-168 977	
RESULTAT DE L'EXERCICE	-196 936	-3,53	15 542	0,55	-212 478	NS

ANNEXE LEGALE

Période du 01/01/2019 au 31/12/2019

Règles et méthodes comptables

Désignation de la société : SAS E-PANGO

Annexe au bilan avant répartition de l'exercice clos le 31/12/2019, dont le total est de 5 972 202 euros et au compte de résultat de l'exercice, présenté sous forme de liste, dégageant une perte de 196 936 euros.

L'exercice a une durée de 12 mois, recouvrant la période du 01/01/2019 au 31/12/2019.

Les notes ou tableaux ci-après font partie intégrante des comptes annuels.

Ces comptes annuels ont été arrêtés le 23/03/2020 par les dirigeants de l'entreprise.

Règles générales

Les comptes annuels de l'exercice au 31/12/2019 ont été établis conformément au règlement de l'Autorité des Normes Comptables n°2014-03 du 5 juin 2014 à jour des différents règlements complémentaires à la date de l'établissement des dits comptes annuels.

Les conventions comptables ont été appliquées avec sincérité dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base :

- continuité de l'exploitation,
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre,
- indépendance des exercices.

et conformément aux règles générales d'établissement et de présentation des comptes annuels.

La méthode de base retenue pour l'évaluation des éléments inscrits en comptabilité est la méthode des coûts historiques.

Seules sont exprimées les informations significatives. Sauf mention, les montants sont exprimés en euros.

Immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition pour les actifs acquis à titre onéreux, à leur coût de production pour les actifs produits par l'entreprise, à leur valeur vénale pour les actifs acquis à titre gratuit et par voie d'échange.

Le coût d'une immobilisation est constitué de son prix d'achat, y compris les droits de douane et taxes non récupérables, après déduction des remises, rabais commerciaux et escomptes de règlement de tous les coûts directement attribuables engagés pour mettre l'actif en place et en état de fonctionner selon l'utilisation prévue. Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition, ne sont pas rattachés à ce coût d'acquisition. Tous les coûts qui ne font pas partie du prix d'acquisition de l'immobilisation et qui ne peuvent pas être rattachés directement aux coûts rendus nécessaires pour mettre l'actif en place et en état de fonctionner conformément à l'utilisation prévue, sont comptabilisés en charges.

Règles et méthodes comptables

Amortissements

Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée de vie prévue.

- * Concessions, logiciels et brevets : 3 ans*
- * Matériel de bureau : 3 ans*
- * Matériel informatique : 3 ans*
- * Mobilier : 10 ans*

La durée d'amortissement retenue par simplification est la durée d'usage pour les biens non décomposables à l'origine.

L'entreprise a apprécié à la date de clôture, en considérant les informations internes et externes à sa disposition, l'existence d'indices montrant que les actifs ont pu perdre notablement de la valeur.

Créances

Les créances sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

Frais d'émission des emprunts

Les frais d'émission des emprunts sont pris en compte immédiatement dans les charges de l'exercice.

Produits et charges exceptionnels

Les produits et charges exceptionnels tiennent compte des éléments qui ne sont pas liés à l'activité normale de l'entreprise.

Faits caractéristiques

Faits essentiels de l'exercice ayant une incidence comptable

Au cours de l'exercice, il a été procédé à une augmentation de capital d'un montant de 99 999 €. Les frais liés à cette augmentation (21 750 €) ont été imputés sur la prime d'émission qui s'élevait à 2 899 971 €.

Circonstances qui empêchent la comparabilité d'un exercice à l'autre

Afin de donner une image plus fidèle à la présentation du compte de résultat, les charges et produits financiers liés à la couverture sur le marché ont été intégré à la marge commerciale.

Pour permettre la comparaison d'un exercice sur l'autre, l'exercice précédent a été retraité :

Charges financières reclassées dans le poste achats marchandises : 407 021 €

Produits financiers reclassés dans le poste vente marchandises : 166 817 €

Notes sur le bilan

Actif immobilisé

Tableau des immobilisations

	Au début d'exercice	Augmentation	Diminution	En fin d'exercice
– Frais d'établissement et de développement				
– Fonds commercial				
– Autres postes d'immobilisations incorporelles	286 999	410 321		697 320
Immobilisations incorporelles	286 999	410 321		697 320
– Terrains				
– Constructions sur sol propre				
– Constructions sur sol d'autrui				
– Installations générales, agencements et aménagements des constructions				
– Installations techniques, matériel et outillage industriels				
– Installations générales, agencements aménagements divers				
– Matériel de transport				
– Matériel de bureau et informatique, mobilier	3 767	2 218		5 984
– Emballages récupérables et divers				
– Immobilisations corporelles en cours				
– Avances et acomptes				
Immobilisations corporelles	3 767	2 218		5 984
– Participations évaluées par mise en équivalence				
– Autres participations				
– Autres titres immobilisés				
– Prêts et autres immobilisations financières	427 299	450 266	257 544	620 021
Immobilisations financières	427 299	450 266	257 544	620 021
ACTIF IMMOBILISE	718 064	862 805	257 544	1 323 325

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles en cours d'un montant de 156 631 € correspondent à la poursuite du développement du système informatique (front-office, middle office et back office).

D'autres projets ont débuté au cours de l'exercice (gaz, Energy management system,...)

Le développement devant être finalisé au cours de l'exercice 2020.

Les différents modules terminés de l'ERP ont été constaté pour un montant total de 282 549 €.

Notes sur le bilan

Immobilisations financières

Au 31/12/2019, un complément de dépôt de garantie de 450 266 € a été versé pour garantir le contrat d'approvisionnement en électricité de l'année 2020 auprès de ARENH (total versé : 608 731 €).

Amortissements des immobilisations

	Au début de l'exercice	Augmentation	Diminutions	A la fin de l'exercice
- Frais d'établissement et de développement				
- Fonds commercial				
- Autres postes d'immobilisations incorporelles	44 423	77 713		122 136
Immobilisations incorporelles	44 423	77 713		122 136
- Terrains				
- Constructions sur sol propre				
- Constructions sur sol d'autrui				
- Installations générales, agencements et aménagements des constructions				
- Installations techniques, matériel et outillage industriels				
- Installations générales, agencements aménagements divers				
- Matériel de transport				
- Matériel de bureau et informatique, mobilier	1 239	1 688		2 926
- Emballages récupérables et divers				
Immobilisations corporelles	1 239	1 688		2 926
ACTIF IMMOBILISE	45 662	79 401		125 063

Notes sur le bilan

Actif circulant

Etat des créances

Le total des créances à la clôture de l'exercice s'élève à 3 026 838 euros et le classement détaillé par échéance s'établit comme suit :

	Montant brut	Echéances à moins d'un an	Echéances à plus d'un an
Créances de l'actif immobilisé :			
Créances rattachées à des participations			
Prêts			
Autres	620 021		620 021
Créances de l'actif circulant :			
Créances Clients et Comptes rattachés	2 215 523	2 215 523	
Autres	185 176	185 176	
Capital souscrit – appelé, non versé			
Charges constatées d'avance	6 118	6 118	
Total	3 026 838	2 406 817	620 021
Prêts accordés en cours d'exercice			
Prêts récupérés en cours d'exercice			

Un de nos clients a fait l'objet d'une mise en redressement judiciaire avec un plan accepté d'apurement de son passif sur 9 annuités. Cette créance de 117 470 € ne fait pas l'objet d'une provision.

Produits à recevoir

	Montant
Créances rattachées à des participations	
Autres immobilisations financières	2 500
Créances clients et comptes rattachés	1 100 670
Autres créances	
Disponibilités	
Total	1 103 170

Notes sur le bilan

Capitaux propres

Composition du capital social

Capital social d'un montant de 399 999,00 euros décomposé en 133 333 titres d'une valeur nominale de 3,00 euros.

	Nombre	Valeur nominale
Titres composant le capital social au début de l'exercice	100 000	3,00
Titres émis pendant l'exercice	33 333	3,00
Titres remboursés pendant l'exercice		
Titres composant le capital social à la fin de l'exercice	133 333	3,00

Dettes

Etat des dettes

Le total des dettes à la clôture de l'exercice s'élève à 2 881 204 euros et le classement détaillé par échéance s'établit comme suit :

	Montant brut	Echéances à moins d'un an	Echéances à plus d'un an	Echéances à plus de 5 ans
Emprunts obligataires convertibles (*)				
Autres emprunts obligataires (*)	250 000	250 000		
Emprunts (*) et dettes auprès des établissements de crédit dont :				
– à 1 an au maximum à l'origine				
– à plus de 1 an à l'origine	480 188	179 676	248 012	52 500
Emprunts et dettes financières divers (*) (**)				
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	571 612	571 612		
Dettes fiscales et sociales	912 513	912 513		
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés				
Autres dettes (**)	666 891	666 891		
Produits constatés d'avance				
Total	2 881 204	2 580 692	248 012	52 500
(*) Emprunts souscrits en cours d'exercice	200 000			
(*) Emprunts remboursés sur l'exercice	114 721			
(**) Dont envers les associés	666 890			

Notes sur le bilan

Charges à payer

	Montant
Emprunts obligataires convertibles	
Autres emprunts obligataires	
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	43 415
Emprunts et dettes financières divers	
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	240 886
Dettes fiscales et sociales	40 187
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	
Autres dettes	
Total	324 488

Comptes de régularisation

Charges constatées d'avance

	Montant
Charges d'exploitation	6 118
Charges financières	
Charges exceptionnelles	
Total	6 118

Autres informations

Effectif

Effectif moyen du personnel : 7 personnes.

	Personnel salarié	Personnel mis à disposition
Cadres	7	
Agents de maîtrise et techniciens		
Employés		
Ouvriers		
Total	7	

Engagements financiers

Engagements donnés

	Montant en euros
Effets escomptés non échus	
Avals et cautions	
Engagements en matière de pensions	
Engagements de crédit-bail mobilier	
Engagements de crédit-bail immobilier	
Contrat fourniture électricité 2020	4 870 000
Autres engagements donnés	4 870 000
Total	4 870 000
Dont concernant :	
Les dirigeants	
Les filiales	
Les participations	
Les autres entreprises liées	
Engagements assortis de suretés réelles	

Autres informations

Engagements reçus

	Montant en euros
Plafonds des découverts autorisés	
<i>BPI pour emprunt BECM 300 k€ à hauteur 70 %</i>	71 050
<i>BPI pour emprunt BECM 150 k€ à hauteur 50 %</i>	75 000
<i>BECM garantie bancaire acheminement electricite et gaz</i>	250 000
Avals et cautions	396 050
Autres engagements reçus	
Total	396 050
Dont concernant :	
Les dirigeants	
Les filiales	
Les participations	
Les autres entreprises liées	
Engagements assortis de suretés réelles	

Notes sur le compte de résultat

Produits d'exploitation

Eléments imputables à un autre exercice

	Charges	Produits
Complément prix achat electricité 2018	401 081	
Total	401 081	

5.2 INFORMATIONS FINANCIERES INTERMEDIAIRES ET AUTRES

Non applicable.

5.3 AUDIT DES INFORMATIONS FINANCIERES ANUELLES

5.3.1 Rapport du commissaire aux comptes sur les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Aux Associés,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société E-Pango relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes, sur la période du 1er janvier 2020 à la date d'émission de notre rapport.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur le point suivant exposé dans la note 5.2.9 « Circonstances qui empêchent la comparabilité d'un exercice à l'autre » de l'annexe des comptes annuels concernant le changement de méthode comptable relatif à la présentation :

- des ventes d'acheminement et de couts d'acheminement initialement présentés respectivement en « production vendue » et « Autres achats et charges externes » et à présent présentés respectivement en « Ventes de marchandises / Ventes Energie » et en « Achats de marchandises / Achats Energie » sur l'exercice 2020.
- du dépôt libellé « collateral trading » correspondant au montant immobilisé en fonction du volume maximal de trading proportionnel à la croissance de l'activité de la Société initialement comptabilisé en Disponibilité et à présent comptabilisé en Immobilisation financière.

Justification des appréciations

La crise mondiale liée à la pandémie de COVID-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur

financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L.823-9. et R.823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous vous informons que les appréciations les plus importantes auxquelles nous avons procédé, selon notre jugement professionnel, ont porté sur le caractère approprié des principes comptables appliqués.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Président et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux associés

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-6 du code de commerce.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Président.

Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion.

Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Le Commissaire aux comptes
Mazars
Fait à Paris La Défense, le 12 mai 2021

Robert AMOYAL
Associé

5.3.2 Rapport d'audit relatif aux comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

Aux Actionnaires,

Opinion

En exécution de la mission qui m'a été confiée, j'ai effectué l'audit des comptes annuels de votre société, relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019 tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Ces comptes ont été arrêtés le 6 avril 2020 sur la base des éléments disponibles à cette date dans un contexte évolutif de crise sanitaire liée au Covid-19.

Je certifie que les comptes annuels, dont le total du bilan à la clôture de l'exercice clos au 31 décembre 2019 s'élève à 5 972 202 €, dont le total des produits est égal à 5 954 860 € et la perte de l'exercice est de 196 936 €, sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

Fondement de l'opinion Référentiel d'audit

J'ai effectué mon audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

J'estime que les éléments que j'ai collectés sont suffisants et appropriés pour fonder mon opinion.

Les responsabilités qui m'incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

J'ai réalisé ma mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui me sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2019, la date d'émission de mon rapport, et notamment je n'ai pas fourni de services interdits par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Continuité d'exploitation

Aucun évènement porté à ma connaissance ou révélé au cours de mes contrôles est de nature à remettre en cause la continuité d'exploitation de votre société.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 et R. 823-7 du Code de Commerce relatives à la justification de mes appréciations, outre le point décrit dans la partie « continuité d'exploitation », je vous informe que les appréciations les plus importantes auxquelles j'ai procédé, selon mon jugement professionnel, ont porté sur le caractère approprié des principes comptables appliqués, notamment sur la réalité des opérations réalisées par votre société ainsi que leur correct rattachement à cet exercice.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de mon opinion exprimée ci-avant.

Je n'exprime pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Vérifications et informations spécifiques

J'ai également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Je n'ai pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Président et dans les autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

S'agissant des événements survenus et des éléments connus postérieurement à la date d'arrêt des comptes relatifs aux effets de la crise liée au Covid-19, la direction nous a indiqué qu'ils feront l'objet d'une communication aux actionnaires appelés à statuer sur les comptes.

Cependant, selon les informations recensées, la crise sanitaire liée au Covid-19 et la promulgation de l'état d'urgence sanitaire par la loi n° 2020-290 du 23 mars 2020 constituent un événement postérieur au 31 décembre 2019 qui n'a pas donné lieu à un ajustement des comptes annuels clos au 31 décembre 2019, c'est-à-dire que les actifs et passifs, les charges et produits mentionnés respectivement au bilan et au compte de résultat au 31 décembre 2019 sont comptabilisés et évalués sans tenir compte de cet événement et de ses conséquences.

Pour l'exercice 2020, le dirigeant de la société estime la perte de Chiffre d'affaires d'environ 1 000 000 €, liée à l'arrêt de la consommation de certains clients du fait de la fermeture des établissements depuis le 16 mars 2020. Le plan de continuité mis en œuvre a été le suivant :

- Mise en place du chômage partiel,
- Souscription d'un Prêt BPI à hauteur de 1 500 000 €.

Malgré cette crise, la poursuite de l'exploitation n'est pas remise en cause.

Par ailleurs, Monsieur Dominique MOREL, Commissaire aux comptes titulaire d'E-PANGO, ayant atteint l'âge de la retraite a démissionné de ses fonctions en 2019.

Etant Commissaire aux comptes suppléant d'E-PANGO, je lui ai succédé d'office en tant que Commissaire aux comptes titulaire.

Il appartient à la société E-PANGO d'officialiser ma nomination, ainsi que celle d'un Commissaire aux comptes suppléant, lors de la prochaine Assemblée Générale de la société.

Responsabilités de la direction et relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Les comptes annuels ont été arrêtés par votre Présidence et par votre expert-comptable (le cabinet UBICONSEIL).

Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Il m'appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Mon objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L 823-10-1 du code de commerce, ma mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit.

En outre :

- Il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- Il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- Il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- Il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation.
Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- Il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Fait à Paris, le 30 Juillet 2020,
En cinq originaux dont deux pour le
Greffé du Registre du Commerce



Frédéric ACCARDI

5.4 INDICATEURS CLES DE PERFORMANCE

Se reporter à la section 2.5.1.3 définissant les indicateurs de performance suivis par la Société comme étant :

- Le chiffre d'affaires et certains de ses éléments sous-jacents, à savoir le nombre de GWh livrés, le nombre de clients ainsi que le nombre de points de livraison ;
- La « Marge Brute » ; et
- L'EBITDA.

5.5 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DANS LA SITUATION DE L'EMETTEUR

A la connaissance de la Société, il n'est pas survenu de changement significatif de la situation financière du Groupe depuis le 31 décembre 2020.

5.6 POLITIQUE EN MATIERE DE DIVIDENDES

Aucun dividende n'a été versé au cours de la période présentée.

Il n'est pas prévu d'initier une politique de versement de dividende à court ou moyen terme compte tenu du stade de développement de la Société afin de mobiliser les ressources disponibles au financement de son déploiement commercial.

5.7 INFORMATIONS FINANCIERES PROFORMA

Non applicable.

6 INFORMATIONS RELATIVES AUX ACTIONNAIRES ET AUX DETENTEURS DE VALEURS MOBILIERES

6.1 PRINCIPAUX ACTIONNAIRES

6.1.1 Répartition du capital et des droits de vote au 1^{er} juin 2021

La répartition du capital et des droits de vote est la suivante après prise en compte de la division par 30 du nominal des actions de la Société approuvée par l'assemblée générale du 27 mai 2021.

Actionnaires	Capital actuel	
	Nombre d'actions et de droits de vote	% du capital et des droits de vote
ENUEVO SAS (1)	1 217 490	30,44%
PICOTY SAS (directement) (2)	999 990	25,00%
Philippe GIRARD (directement)	845 220	21,13%
Jean-Marc NIEZNANSKI	457 800	11,45%
ALP SAS (3)	332 340	8,31%
Hervé TOUATI	134 280	3,36%
Etienne BEEKER	12 870	0,32%
TOTAL	3 999 990	100%

1 - ENUEVO est une société par actions simplifiée au capital de 10.000,00 euros, dont le siège social est situé 38 rue Dunois 75647 Paris Cedex 13, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 801 217 936. Son capital social est détenu à 50% par Philippe GIRARD, 49,995% par PICOTY SAS et à 0,005% par Mathias SCHILDT.

2 - PICOTY est une société par actions simplifiée au capital de 1.548.360,00 euros, dont le siège social est situé rue André Picoty, La Souterraine (23330), immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Gueret sous le numéro 777 347 386. Il s'agit d'un groupe familial français intervenant dans le secteur des énergies dont le capital est réparti comme suit

ENTITE	% de détention PICOTY SAS
SCOVERTO	33.02 %
LUPAUC	16.63 %
THOMAS HOLDER	16.63 %
KHEPRI	9.46 %
PACIFICA	9.46%
MH	8.43 %
MAENASSA	6.37 %

Il est précisé que :

- Le capital des personnes morales citées ci-dessus est détenu exclusivement directement ou indirectement par des personnes physiques appartenant au groupe familial PICOTY ;
- Il n'existe aucun accord ou action de concert entre l'un ou l'autre des sept actionnaires mentionnés dans le tableau ci-dessus.

3 - ALP est une société par actions simplifiée au capital de 40.000,00 euros, dont le siège social est situé 27, avenue Pierre 1er de Serbie, Paris (75116), immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 538 570 276. Le capital d'ALP est détenu à 94,998% par Anne LAUVERGEON et 5,002 % par Ariel LEVY.

Un pacte dont l'objet est de définir les droits et obligations et les termes et conditions que les actionnaires acceptent de respecter en vue de la poursuite de leurs objectifs communs à travers la Société a été conclu le 20 décembre 2017 pour une durée de 10 ans. Dans le cadre du projet d'introduction en bourse de la Société sur le marché Euronext

Growth à Paris, les parties sont convenues, par avenant signé le 9 avril 2021, de modifier ce pacte afin de prévoir sa résiliation automatique à la date de première cotation de tout ou partie des actions de la Société.

A la date de première cotation des actions de la Société, il ne subsistera donc aucun accord entre actionnaires, ni action de concert.

6.1.2 Droit de vote des principaux actionnaires

A la date du présent document d'enregistrement, chaque action donne droit à un droit de vote.

Sous condition suspensive de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris, il sera institué un droit de vote double au profit des actions entièrement libérées ayant fait l'objet d'une détention continue au nominatif par un même titulaire pendant une durée minimale de deux (2) ans. Pour le calcul de cette durée de détention, il ne sera pas tenu compte de la durée de détention des actions précédant la date d'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché Euronext Growth à Paris.

Ce droit de vote double pourra s'exercer à l'occasion de toute assemblée.

Le droit de vote double cessera de plein droit lorsque l'action est convertie au porteur ou transférée en propriété.

6.1.3 Contrôle de la Société. Nature de ce contrôle et mesures prises en vue d'éviter qu'il ne soit exercé de manière abusive

A ce jour, aucun actionnaire ne détient à lui seul le contrôle absolu de la Société. Néanmoins :

- Monsieur Philippe Girard, Directeur général de la Société, détient directement 21,13 % du capital et des droits de vote de la Société et 50 % du capital et des droits de vote d'Enuevo SAS, actionnaire significatif de la Société, détenant directement 30,44% de son capital et de ses droits de vote ; et
- PICOTY SAS, administrateur de la Société, détient directement 25,0 % du capital et des droits de vote de la Société et 49,995 % du capital et des droits de vote d'Enuevo SAS, actionnaire significatif de la Société, détenant directement 30,44% de son capital et de ses droits de vote.
- Malgré une détention capitalistique partagée au sein de la société ENUEVO, il n'existe pas à la date du Document d'enregistrement et, il n'existera pas suite à la cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth, entre Monsieur Philippe Girard et la société PICOTY d'accord en vue d'acquiescer, de céder ou d'exercer des droits de vote, pour mettre en œuvre une politique commune vis-à-vis de la Société ou pour obtenir le contrôle de celle-ci. Monsieur Philippe Girard et la société PICOTY n'entendent pas non plus agir de concert suite à la cotation de la Société.

6.1.4 Accord connu de l'émetteur dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner ou empêcher un changement de contrôle qui s'exerce sur lui

Aucun élément particulier de l'acte constitutif, des statuts, d'une charte ou d'un règlement de l'émetteur ne pourrait avoir pour effet de retarder, de différer ou d'empêcher un changement de son contrôle.

6.2 PROCEDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe peut être impliqué dans des procédures judiciaires, arbitrales, administratives ou réglementaires, qui peuvent notamment inclure des contentieux.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas à la date d'approbation du Document d'enregistrement de procédure administrative, pénale, judiciaire ou d'arbitrage, y compris toute procédure dont la Société a connaissance qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir, ou ayant eu au cours des 12 derniers mois un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou son développement.

6.3 CONFLITS D'INTERET AU NIVEAU DES ORGANES DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE

Certains membres du conseil d'administration et de la direction générale sont actionnaires de la Société. A la date du présent Document d'enregistrement, il n'existe pas de conflit d'intérêt actuel ou potentiel entre les devoirs de chacun des membres du conseil d'administration et de la direction générale à l'égard de la Société en leur qualité de mandataire social et les intérêts privés et/ou devoirs des personnes composant le conseil d'administration et les organes de direction.

6.4 TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES

6.4.1 Transactions réalisées au cours d'exercices précédent et ayant cessé

➤ Convention de compte courant conclue entre la Société et Enuevo (actionnaire à 30,4% de la Société)

Le 17 février 2021, la Société et Enuevo, qui disposait à cette date de 30,44 % du capital social et des droits de vote de la Société ainsi que d'une créance en compte-courant sur la Société d'un montant 659.945,20 €, sont convenus de formaliser les termes et conditions de l'avance en compte-courant d'associé qui correspond à la créance susmentionnée, en application de l'exception prévue à l'article L.312-2, 1° du Code monétaire et financier. Cette avance est rémunérée sur la base d'un taux annuel fixe de 4,00 %.

La rémunération de ce compte courant a représenté une charge financière de 19,2 K€ au titre de 2019 et de 26,7 K€ au titre de 2020.

Au cours de la période présentée, des conventions avaient été conclues avec la société DEMBOOST dont Philippe Girard, directeur général et actionnaire d'E-PANGO, est le principal actionnaire et le dirigeant. Il s'agissait de :

➤ Convention de prêt de main d'œuvre temporaire au profit d'E-PANGO (terminée le 31 mars 2021)

Le 1^{er} septembre 2020, E-PANGO et la SAS DEMBOOST³⁰ ont conclu pour une durée initiale de 1 an courant du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021, une convention de prêt de main d'œuvre temporaire par laquelle la Société a pu bénéficier de la mise à disposition d'une collaboratrice administrative et comptable. Il a été mis fin de manière anticipée à cette convention à compter du 31 mars 2021 par un avenant signé le 15 mars 2021. Le montant facturé à E-PANGO au titre de cette convention au cours de l'exercice 2020 s'est élevé à 5 K€ HT. Le montant facturé au titre du 1^{er} trimestre 2021 avant que la convention prenne fin s'est élevé à 3,7 K€ HT.

➤ Mise à disposition de collaborateurs au profit de la société DEMBOOST (terminée en février 2020)

E-PANGO a mis à disposition de la société DEMBOOST des collaborateurs. Les gratifications (stagiaire) et rémunérations correspondantes supportées par la Société ont été intégralement refacturées à DEMBOOST. Le montant des refacturations s'est élevé à respectivement 21 K€ et 11 K€ au titre des exercices clos les 31 décembre 2019 et 31 décembre 2020.

➤ Contrat de sous-location d'un poste de travail (terminée le 16 octobre 2019)

Le 18 décembre 2018, E-PANGO avait conclu un contrat de sous-location d'un poste de travail au bénéfice de la société DEMBOOST pour la période courant du 1^{er} octobre 2019 au 16 octobre 2019. Le montant facturé à DEMBOOST au titre de cette convention s'est élevé à 950 €HT en 2019.

6.4.2 Transaction conclue à compter de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2021

Le 17 février 2021, la Société et Enuevo, qui disposait à cette date de 30,44 % du capital social et des droits de vote de la Société ainsi que d'une créance en compte-courant sur la Société d'un montant 659.945,20 €, sont convenus de formaliser les termes et conditions de l'avance en compte-courant d'associé qui correspond à la créance susmentionnée, en application de l'exception prévue à l'article L.312-2, 1° du Code monétaire et financier.

³⁰ Demboost développe une technologie innovante visant à réduire significativement le coût de l'assainissement et démantèlement des installations nucléaires en développant des outils robotisés pour les cartographier et décontaminer les sols, murs, plafonds.

Conformément à la décision de l'Assemblée générale ordinaire de la Société en date du 10 septembre 2020, cette avance en compte-courant d'un montant de 659.945,20 € est rémunérée sur la base d'un taux annuel fixe de quatre pourcent (4,00 %).

Le rapport spécial du commissaire aux comptes sur les conventions réglementées figure à la section 8.2.1.

6.5 CAPITAL SOCIAL

6.5.1 Capital social actuel

Au jour de l'approbation du présent Document, le capital de la Société s'élève à 399 999,00 € divisé en 3 999 990 actions ordinaires de 0,1 € de nominal chacune, entièrement libérées.

L'évolution du nombre d'actions au cours de la période présentée a été la suivante :

Date	Nature des opérations	Nombre d'actions émises	Nombre cumulé d'actions en circulation	Capital social émis	Prime d'émission ou d'apport	Valeur nominale par action	Capital social après opération	Prix par action	Prix par action ajusté (*)
14-déc.-15	Constitution (émission en numéraire)	50 000	50 000	50 000,00 €	- €	1,00 €	50 000,00 €	1,00 €	0,03 €
26-oct.-16	Emission en numéraire d'actions ordinaires	25 000	75 000	25 000,00 €	- €	1,00 €	75 000,00 €	1,00 €	0,03 €
12-déc.-16	Emission en numéraire d'actions ordinaires	25 000	100 000	25 000,00 €	287 500,00 €	1,00 €	100 000,00 €	12,50 €	0,42 €
	Augmentation de capital (incorp. de prime)	0	100 000	200 000,00 €	-200 000,00 €	3,00 €	300 000,00 €	NA	NA
Capital au 31 décembre 2018			100 000			3,00 €	300 000,00 €		
28-nov.-19	Emission en numéraire d'actions ordinaires	33 333	133 333	99 999,00 €	2 899 971,00 €	3,00 €	399 999,00 €	90,00 €	3,00 €
Capital au 31 décembre 2019			133 333			3,00 €	399 999,00 €		
Aucune opération sur le capital n'est intervenue en 2020									
Capital au 31 décembre 2020			133 333			3,00 €	399 999,00 €		
27-mai-21	Division de la valeur nominale par 30	3 866 657	3 999 990			0,10 €	399 999,00 €	NA	NA
Capital au 31 mai 2021			3 999 990			0,10 €	399 999,00 €		

(1) Données ajustées pour tenir compte de la division du nominal par 30 décidé par l'assemblée générale réunie le 27 mai 2021.

6.5.2 Capital autorisé

L'assemblée générale mixte du 27 mai 2021 a approuvé les résolutions suivantes :

Résolutions approuvées par l'Assemblée Générale réunie le 27 mai 2021				
Objet de la résolution	N°	Durée	Plafonds	Modalités de détermination du prix
Résolutions approuvées sans condition suspensive de réalisation de l'introduction en bourse				
Délégation de compétence consentie au Conseil d'administration dans le cadre des dispositions de l'article L.225-129-2 du Code de commerce à l'effet de décider l'émission d'actions ordinaires par offre au public de titres financiers, dans le cadre de l'introduction de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris	14	12 mois	Montant nominal maximum de 200 000 euros	Le prix d'émission des actions ordinaires nouvelles sera fixé par le Conseil d'administration à l'issue de la période de placement et résultera de la confrontation du nombre d'actions offertes à la souscription et des demandes de souscription émanant des investisseurs dans le cadre du placement global, selon la technique dite de « construction d'un livre d'ordres » telle que développée par les usages professionnels de la place
Autorisation donnée au Conseil d'administration à l'effet d'augmenter le nombre d'actions ordinaires émises dans le cadre de l'Admission, conformément aux dispositions de l'article L.225-135-1 du Code de commerce	15		15% de l'émission initiale telle qu'éventuellement augmentée en application de la Clause d'Extension	Même prix que celui retenu pour l'émission initiale et dans le délai de 30 jours maximum à compter de l'émission initiale

Résolutions approuvées sous condition suspensive de réalisation de l'introduction en bourse				
Délégation de compétence consentie au conseil d'administration en vue d'augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'actions, de titres de capital donnant accès à d'autres titres de capital ou donnant droit à l'attribution de titres de créances ainsi que de toutes autres valeurs mobilières donnant accès à des titres de capital de la Société à émettre	16	26 mois	400 000 M€ en nominal et 15 M€ pour la partie "Titres de créances"	
Délégation de compétence consentie au Conseil d'administration pour augmenter le capital social avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et par offre au public à l'exclusion des offres visées à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier	17	26 mois	Plafonds communs (titres de capital et titres de créance) à ceux prévus à la 16ème résolution	En cas d'admission des actions aux négociations sur le marché Euronext Growth Paris: le prix d'émission des actions à émettre dans le cadre de la présente délégation sera déterminé par le CA sans pouvoir être inférieur à la moyenne pondérée des cours de l'action de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris lors des 3 trois dernières séances de bourse précédant la fixation du prix d'émission, éventuellement diminuée d'une décote maximale de 30 %, après correction, s'il y a lieu, de ce montant pour tenir compte de la différence de date de jouissance ; étant précisé à toutes fins utiles que le prix d'émission des valeurs mobilières donnant accès au capital sera tel que la somme perçue immédiatement par la Société, majorée le cas échéant de celle susceptible d'être perçue ultérieurement par elle, soit, pour chaque action émise en conséquence de l'émission de ces valeurs mobilières, au moins égale à la valeur minimale susmentionnée
Délégation de compétence consentie au Conseil d'administration pour augmenter le capital social avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et par offre au public visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier	18	26 mois	Plafonds communs (titres de capital et titres de créance) à ceux prévus à la 17ème résolution	Mêmes conditions de prix qu'à la résolution N°16
Délégation de compétence consentie au Conseil d'administration pour augmenter le capital social au bénéfice de catégories de personnes, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires à leur profit. Catégories de bénéficiaires définies comme suit: a) des sociétés d'investissement et fonds d'investissement de droit français ou de droit étranger (en ce compris, sans limitation, tout fonds d'investissement ou sociétés de capital-risque, notamment tout FPCI, FCPR, FIP ou holding) investissant à titre habituel dans le secteur de l'énergie et/ou des énergies renouvelables participant à l'émission pour un montant unitaire supérieur à 100,000 euros (prime d'émission incluse) et dans la limite de 10 investisseurs par émission ; et b) des sociétés intervenant dans le secteur de l'énergie et/ou des énergies renouvelables, prenant une participation dans le capital de la Société, pour un montant unitaire supérieur à 100,000 euros (prime d'émission incluse).	19	18 mois	Plafonds communs (titres de capital et titres de créance) à ceux prévus à la 17ème résolution	Mêmes conditions de prix qu'à la résolution N°16
Autorisation consentie au Conseil d'administration pour augmenter le nombre de titres à émettre dans le cadre des 16ème, 17ème, 18ème et 19ème résolutions	20	26 mois	Plafonds communs (titres de capital et titres de créance) à ceux prévus à la 17ème résolution	Même prix que celui retenu pour l'émission initiale réalisées en vertu des résolutions N° 15 à 18 et dans le délai de 30 jours maximum à compter de l'émission initiale
Délégation de compétence consentie au Conseil d'administration pour augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise	21	26 mois		
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'émettre et de consentir, à titre gratuit, des bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise de catégorie 2021 de la Société au profit des membres du personnel salarié et/ou des mandataires sociaux de la Société	23	18 mois	Dans la limite d'un plafond égal à 10% du capital social au jour de l'AG	Le prix d'exercice de chaque BSPCE 2021 sera déterminé par référence à la moyenne pondérée des cours de l'action de la Société sur les 20 séances de bourse précédant la date à laquelle le Conseil d'administration fera usage de ladite délégation éventuellement diminuée d'une décote maximale de 30 %

Résolutions approuvées sous condition suspensive de réalisation de l'introduction en bourse				
Autorisation donnée au Conseil d'administration pour procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre, emportant de plein droit renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription	24	38 mois	Plafond commun à celui prévu à la 23ème résolution	L'acquisition définitive des actions sera soumise à des conditions de performance qui seront fixées par le Conseil d'administration
Autorisation donnée au Conseil d'administration pour consentir des options donnant droit à la souscription d'actions nouvelles de la Société ou à l'achat d'actions existantes, emportant de plein droit renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription	25	38 mois	Plafond commun à celui prévu à la 23ème résolution	En cas d'admission des actions aux négociations sur le marché Euronext Growth Paris: le prix de souscription sera au moins égal au prix de vente d'une action à la clôture du marché Euronext Growth Paris le jour précédant celui de la décision du CA d'attribuer les options, sans pouvoir être inférieur, s'agissant des options d'achat, à 80 % du prix moyen payé par la Société pour l'ensemble des actions qu'elle aura préalablement achetées ; Pour le cas où les actions de la Société seraient admises aux négociations sur un marché réglementé: Le prix de souscription des actions nouvelles ou d'achat des actions existantes par exercice des options sera fixé par le Conseil au jour où l'option est consentie dans les limites prévues par la loi et la présente résolution, sans pouvoir être inférieur à [quatre-vingt-quinze pour cent (95 %)] de la moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant le jour de la décision du directoire d'attribuer les options, arrondi à l'euro inférieur, ni, s'agissant des options d'achat, à 80 % du cours moyen d'achat des actions auto-détenues par la Société, arrondi à l'euro inférieur
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'émettre des bons de souscription d'actions autonomes de la Société avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires au profit de personnes déterminées, à savoir (i) les mandataires sociaux non exécutifs de la Société et/ou (ii) les personnes liées par un contrat de services ou de consultant à la Société ou à l'une de ses filiales	26	18 mois	Dans la limite d'un plafond égal à 5% du capital social au jour de l'AG	La somme devant revenir à la Société pour chacune des actions à émettre dans le cadre de la présente délégation, soit la somme du prix d'exercice de chaque BSA 2021 et de son prix d'exercice, sera au moins égale à la moyenne pondérée des cours de l'action de la Société sur les vingt séances de bourse précédant la date à laquelle le Conseil d'administration fera usage de ladite délégation
Autorisation à conférer au Conseil d'administration à l'effet de réduire le capital social par annulation d'actions précédemment rachetées dans le cadre d'un programme de rachat d'actions	27	18 mois	Dans la limite de 10% du capital social	
Autorisation à donner au Conseil d'administration en vue de l'achat par la Société de ses propres actions conformément à l'article L.22-10-62 du Code de commerce	12	18 mois	2 M€	Prix maximum de rachat : 300 % du prix des actions offertes au public dans le cadre de l'admission aux négociations sur le marché Euronext Growth Paris

6.5.3 Actions non représentatives du capital

Néant.

6.5.4 Actions détenues par l'émetteur lui-même

A la date d'approbation du Document d'enregistrement, la Société ne détient aucune de ses actions et aucune action de la Société n'est détenue par un tiers pour son compte.

L'assemblée générale de la Société réunie le 27 mai 2021 a autorisé le conseil d'administration à mettre en œuvre, pour une durée de dix-huit (18) mois à compter de l'assemblée, un programme de rachat des actions de la Société dans le cadre des conditions prévues aux articles L. 225-210 et suivants et L. 22-10-62 et des pratiques de marché admises par l'AMF sous la condition suspensive de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth Paris.

Les principaux termes de cette autorisation sont les suivants :

Nombre maximum d'actions pouvant être achetées : 10% du nombre total d'actions composant le capital social à quelque moment que ce soit, étant précisé que (i) lorsque les actions seront acquises dans le but de favoriser la liquidité des actions de la Société dans les conditions définies par le règlement général de l'AMF, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite correspondra au nombre d'actions achetées déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation et (ii) lorsqu'elles le seront en vue de leur conservation et de leur remise

ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport, le nombre d'actions acquises ne pourra excéder 5% du nombre total d'actions ;

Objectifs des rachats d'actions :

- Leur conservation et remise ultérieure à titre de paiement ou d'échange, notamment dans le cadre d'opérations de croissance externe dans la limite de 5 % du nombre d'actions composant le capital social de la Société ;
- La mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions, de plans d'attribution gratuite d'actions, d'opérations d'actionnariat salarié réservées aux adhérents à un plan d'épargne d'entreprise, conformément aux articles L. 3331-1 et suivants du Code du travail, ou d'allocation d'actions au profit des salariés et/ou dirigeants mandataires sociaux de la Société et des sociétés qui lui sont liées ;
- Leur remise lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ;
- Leur annulation, en tout ou partie, dans le cadre d'une réduction de capital ;
- L'animation du marché secondaire ou la liquidité des actions de la Société par un prestataire de services d'investissement dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à une charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ;
- Leur utilisation dans le cadre de toute opération de couverture des engagements de la Société au titre d'instruments financiers portant notamment sur l'évolution du cours des actions de la Société ; ou
- La mise en œuvre de toute pratique de marché qui viendrait à être reconnue par la loi ou l'Autorité des marchés financiers.

Prix d'achat maximum (hors frais et commission) : 300% maximum du prix par action retenu dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société sur le marché Euronext Growth Paris (tel que ce prix sera mentionné dans le communiqué de la Société relatif aux caractéristiques définitives de l'offre au public d'actions de la Société et de leur admission aux négociations sur le marché Euronext Growth Paris).

Montant maximum des fonds pouvant être consacrés au rachat d'actions : 2 M€

Les actions ainsi rachetées pourront être annulées.

Il est rappelé qu'à compter de l'inscription des titres de la Société à la cote du marché Euronext Growth Paris, cette dernière sera tenue aux obligations de communication suivantes en matière de rachat d'actions :

Pendant la réalisation du programme de rachat

- Publication au plus tard le septième jour de négociation suivant la date d'exécution de l'opération par la mise en ligne sur le site Internet de la Société (hors transactions réalisées par un prestataire de services d'investissement dans le cadre d'un contrat de liquidité).
- Déclarations mensuelles de la Société à l'AMF.
- Publication semestrielle d'un bilan du contrat de liquidité.

Préalablement à la mise en œuvre des programmes de rachat autorisé par les assemblées générales à tenir une fois la Société cotée

Publication d'un descriptif du programme de rachat d'actions approuvé par l'assemblée. Cette publication devra faire l'objet d'une diffusion effective et intégrale par voie électronique par un diffuseur professionnel et mise en ligne sur le site Internet de la Société.

Chaque année

Présentation du bilan de la mise en œuvre du programme de rachat et de l'utilisation des actions acquises dans le rapport du Conseil d'administration à l'assemblée générale annuelle.

6.5.5 Valeurs mobilières ouvrant droit à une quote-part de capital

A la date du présent Document d'enregistrement, deux plans de BSPCE sont en cours de validité.

6.5.5.1 Bons de Souscription de Parts de Créateurs d'Entreprise (BSPCE)

Les principaux termes des deux plans attribués sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

	BSPCE 1	BSPCE 2
Date d'assemblée ayant attribué (ou délégué sa compétence pour attribuer) les BSPCE	27-nov.-20	27-nov.-20
Date de la décision d'attribution par le Président/conseil d'administration	Décision d'AG	17-avr.-21 (sur délégation)
Nombre maximum de BSPCE autorisés	4 750	5 250
Nombre de BSPCE émis	4 750	5 250
Nombre total d'actions pouvant être souscrites à la date d'attribution (1)	142 500	157 500
<i>dont le nombre pouvant être souscrites par les mandataires sociaux</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Nombre de bénéficiaires non mandataires sociaux (à la date d'attribution)	3	10
Point de départ d'exercice des BSPCE	27-nov.-20	17-avr.-21
Date d'expiration des BSPCE	27-nov.-25	17-avr.-26
Prix d'exercice des BSPCE (1)	3,00 €	3,00 €
Modalités d'exercice	A tout moment	A tout moment
Nombre de BSPCE exercés à la date du présent Document	0	0
Nombre cumulé de BSPCE caducs ou annulés à la date du présent Document	0	0
Nombre de BSPCE restant en circulation à la date du présent Document	4 750	5 250
Nombre total d'actions pouvant être souscrites à la date du présent Document (1)	142 500	157 500

- (1) Données ajustées pour tenir compte de la division du nominal par 30 décidée par l'assemblée générale du 27 mai 2021. A l'origine, les BSPCE-1 et BSPCE-2 ouvraient le droit à la souscription d'une action au prix unitaire de 90 €. Chacun donne dorénavant droit à 30 actions à souscrire au prix unitaire de 3,00 €.

6.5.5.2 Synthèse des instruments dilutifs

Dilution potentielle totale (1)	
Nombre d'actions composant le capital actuel	3 999 990
Nombre d'actions maximal à provenir de l'exercice des plans de BSPCE	300 000
Nb d'actions composant le capital dilué	4 299 990
% dilution potentielle (base capital actuel)	7,50%
% dilution potentielle (base capital dilué)	6,98%

(1) Données ajustées pour tenir compte de la division du nominal par 30 décidée par l'assemblée générale du 27 mai 2021.

6.5.6 Conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital

Néant.

6.5.7 Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option

A la connaissance de la Société, il n'existe pas d'option d'achat ou de vente ou d'autres engagements au profit des actionnaires de la Société ou consentis par ces derniers portant sur des actions de la Société.

6.6 ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS

6.6.1 Dispositifs de l'acte constitutif, des statuts, d'une charte ou d'un règlement de l'émetteur qui pourrait avoir pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle

Les statuts de la Société ne contiennent pas de dispositifs permettant de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle.

6.6.2 Franchissements de seuils statutaires

Néant.

6.6.3 Droit de vote double

A la date du présent document d'enregistrement, chaque action donne droit à un droit de vote.

Toutefois, sous condition suspensive de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris, il sera institué un droit de vote double au profit des actions entièrement libérées ayant fait l'objet d'une détention continue au nominatif par un même titulaire pendant une durée minimale de deux (2) ans. Pour le calcul de cette durée de détention, il ne sera pas tenu compte de la durée de détention des actions précédant la date d'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché Euronext Growth à Paris.

Ce droit de vote double pourra s'exercer à l'occasion de toute assemblée.

Le droit de vote double cessera de plein droit lorsque l'action est convertie au porteur ou transférée en propriété.

6.7 CONTRATS IMPORTANTS

Néant. La Société considère que l'ensemble de ses contrats est conclu dans le cours normal de ses activités.

7 DOCUMENTS DISPONIBLES

L'ensemble des documents sociaux de la Société devant être mis à la disposition des actionnaires est consultable au siège social de la Société. Le Document d'enregistrement peut également être consulté sur le site Internet de la Société (www.e-pango.com) et sur le site Internet de l'AMF (www.amf-france.org).

Peuvent notamment être consultés au siège social :

- (a) L'acte constitutif et les statuts de la Société ;
- (b) Tous rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques, évaluations et déclarations établis par un expert à la demande de la Société, dont une partie est incluse ou visée dans le Document d'enregistrement ;
- (c) Les informations financières historiques de la Société pour chacun des deux exercices précédant la publication du Document d'enregistrement.

La Société entend communiquer ses résultats financiers conformément aux exigences des lois et réglementations en vigueur. A compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché Euronext Growth Paris, l'information réglementée au sens des dispositions du Règlement général de l'AMF sera également disponible sur le site Internet de la Société (www.e-pango.com).

8.1 GOUVERNANCE D'ENTREPRISE – RESPONSABILITE SOCIETALE ET ENVIRONNEMENTALE

8.1.1 Conseil d'administration

Le conseil d'administration est composé de 5 membres dont deux membres indépendants et une femme. Se reporter au détail à la section 4.1.2.

Le conseil d'administration réuni le 27 mai 2021 a approuvé les termes d'un Règlement Intérieur dont les principales dispositions sont résumées ci-dessous sous condition suspensive de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris

8.1.1.1 Mission du conseil d'administration

Le Conseil d'administration, instance collégiale, a l'obligation d'agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société. Il suit, dans son fonctionnement quotidien, les principes de gouvernement d'entreprise tels que présentés par le Code MiddleNext.

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

A ce jour, le Règlement Intérieur ne prévoit pas de conditions et selon les modalités différentes de celles prévues par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur concernant les domaines de compétences de conseil d'administration.

Par ailleurs, le Conseil d'administration procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns. Chaque administrateur reçoit toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission et peut se faire communiquer tous les documents qu'il estime utiles.

8.1.1.2 Obligations des administrateurs de la Société

Avant d'accepter ses fonctions d'administrateur, tout candidat reçoit une copie des statuts de la Société et du présent règlement intérieur. Il s'assure de façon générale qu'il a connaissance des obligations générales et particulières de sa charge et, en particulier, une fois les actions de la Société admises aux négociations sur le système multilatéral de négociation Euronext Growth à Paris, des textes légaux et réglementaires régissant les fonctions d'administrateur de société anonyme française dont les actions sont admises aux négociations d'un système multilatéral de négociation.

L'acceptation de la fonction d'administrateur entraîne l'engagement de respecter les règles déontologiques de l'administrateur telles que définies dans le code de gouvernement d'entreprise auquel la Société se réfère. Elle entraîne également l'engagement de respecter le présent règlement intérieur.

Lorsqu'il participe aux délibérations du Conseil d'administration et exprime son vote, l'administrateur représente l'ensemble des actionnaires de la Société et agit dans l'intérêt social de la Société.

A. L'indépendance de jugement

L'administrateur s'engage, en toutes circonstances, à maintenir son indépendance d'analyse, de jugement, de décision et d'action et à rejeter toute pression, directe ou indirecte, pouvant s'exercer sur lui et pouvant émaner d'administrateurs, de groupes particuliers d'actionnaires, de créanciers, de fournisseurs et en général de tout tiers.

B. Participation aux travaux du Conseil d'administration

L'administrateur consacre à la préparation des séances du Conseil d'administration, ainsi que des comités du Conseil d'administration auxquels il siège, le temps nécessaire à l'examen attentif des dossiers qui lui ont été adressés. Il peut demander à tout dirigeant social tout complément d'informations qui lui est nécessaire ou utile. S'il le juge nécessaire,

un administrateur peut demander à bénéficier d'une formation sur les spécificités de l'entreprise, ses métiers et son secteur d'activité ainsi que de toute formation utile à l'exercice de ses fonctions d'administrateur. Sauf impossibilité dont le Président aura été préalablement averti, l'administrateur participe à toutes les séances du Conseil d'administration et à toutes celles des comités du Conseil d'administration dont il est membre, ainsi qu'aux assemblées générales d'actionnaires.

Les dossiers de chaque séance du Conseil d'administration, ainsi que les informations recueillies avant ou pendant les séances sont confidentielles. L'administrateur ne peut en disposer au profit d'une personne tierce pour quelque raison que ce soit. Il prend toutes mesures utiles pour que cette confidentialité soit préservée. Le caractère confidentiel et personnel de ces informations est levé à compter du moment où elles font l'objet d'une publication par la Société.

Le Président veille à ce que la Société communique aux administrateurs les informations pertinentes, y compris critiques, la concernant, et en particulier les rapports d'analyse financière, les communiqués de presse, et les principaux articles de presse concernant la Société.

C. Devoir de loyauté et conflit d'intérêt

L'administrateur ne peut utiliser son titre ou ses fonctions d'administrateur pour s'assurer, ou assurer à un tiers, un avantage quelconque, pécuniaire ou non pécuniaire.

Il fait part au Conseil d'administration de toute situation de conflit d'intérêt, même potentiel, avec la Société. Il s'abstient de participer au vote de la résolution correspondante, voire à la discussion précédant ce vote.

La participation de l'administrateur à une opération à laquelle la Société est directement intéressée est portée à la connaissance du Conseil d'administration préalablement à sa conclusion.

Conformément à la loi, chaque administrateur devra communiquer au Président toute convention pour laquelle il est directement ou indirectement intéressé. S'agissant d'un administrateur personne morale, les conventions visées concernent celles conclues avec la Société elle-même et les sociétés qu'elle contrôle ou qui la contrôlent au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce.

L'administrateur ne peut prendre de responsabilités, à titre personnel, dans des entreprises ou dans des affaires qui sont en concurrence avec la Société, sans en informer préalablement le Conseil d'administration.

L'administrateur s'engage à ne pas rechercher ou accepter de la Société, ou de sociétés liées à celle-ci, directement ou indirectement, des avantages susceptibles d'être considérés comme étant de nature à compromettre son indépendance.

D. Devoir d'expression

L'administrateur s'engage, s'il estime que la décision éventuelle du Conseil d'administration n'est pas conforme à l'intérêt social de la Société, à exprimer clairement son opposition et à s'efforcer de convaincre le Conseil d'administration de la pertinence de sa position.

E. Titres de la Société et règles boursières

L'administrateur détient en son nom propre et pendant la durée de son mandat, le nombre minimal d'actions fixé par les statuts de la Société, le cas échéant.

A compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le système multilatéral de négociation Euronext Growth à Paris, l'administrateur s'abstient d'effectuer pour son compte personnel des opérations sur les titres de la Société sur laquelle il dispose d'informations non encore rendues publiques et pouvant avoir une influence sur la valorisation du titre.

8.1.1.3 Fonctionnement du conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit au moins cinq fois par an et aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige.

Il se réunit au moins une fois par an au sein de la Société ou en tout autre lieu convenu entre les participants, aux fins de procéder à l'évaluation des performances des dirigeants et de mener des réflexions relatives à l'avenir du management, hors la présence des administrateurs chargés de fonctions exécutives.

Les administrateurs reçoivent avant la réunion l'ordre du jour de la séance du Conseil et, chaque fois que les circonstances le permettent, les éléments nécessaires à leur réflexion.

Les administrateurs ont la possibilité de se faire représenter aux séances du Conseil d'administration par un autre administrateur. Chaque administrateur ne peut représenter qu'un seul de ses collègues au cours d'une même séance du Conseil d'administration.

Dans tous les cas autorisés par la loi, sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les administrateurs qui participent à la réunion du Conseil d'administration par des moyens de visioconférence ou de télécommunication satisfaisant aux caractéristiques techniques prévues par la réglementation.

Le Conseil d'administration alloue une rémunération d'activité aux administrateurs et peut allouer une rémunération supplémentaire aux administrateurs participant à des comités spécialisés, en respectant le montant global fixé à cet effet par l'assemblée générale des actionnaires. Les dirigeants sociaux ne perçoivent pas de rémunération pour leur participation aux travaux du Conseil et des comités.

Le Conseil d'administration, sur proposition du Président, désigne un Secrétaire. Tous les membres du Conseil d'administration peuvent consulter le Secrétaire et bénéficier de ses services. Le Secrétaire est responsable de toutes les procédures relatives au fonctionnement du Conseil d'administration que ce dernier examinera périodiquement.

Le Conseil d'administration procède à intervalles réguliers n'excédant pas un an, à une évaluation de son propre fonctionnement. Cette évaluation est effectuée, éventuellement sous la direction d'un administrateur indépendant, avec l'aide d'un consultant extérieur. En outre, le Conseil d'administration procède annuellement à un débat sur son fonctionnement.

8.1.1.4 Rôle et pouvoir du président

Le Président représente le Conseil d'administration et, sauf circonstance exceptionnelle, est seul habilité à agir et à s'exprimer au nom du Conseil d'administration.

Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration et veille à un fonctionnement efficace des organes sociaux dans le respect des principes de bonne gouvernance. Il coordonne les travaux du Conseil d'administration avec ceux des comités. Il établit l'ordre du jour des réunions du Conseil en y incluant les points proposés par le Directeur Général.

Il veille à ce que les administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions.

Le Président assure la liaison entre le Conseil d'administration et les actionnaires de la Société en concertation avec la direction générale. Il veille à la qualité de l'information financière diffusée par la Société.

En étroite coordination avec la direction générale, il peut représenter la Société dans ses relations de haut niveau avec les pouvoirs publics et les grands partenaires de la Société tant sur le plan national qu'international.

Il est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements et situations significatifs relatifs à la vie de la Société, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, le reporting financier mensuel, les grands projets d'investissements et de désinvestissements et les grandes opérations financières. Il peut demander au Directeur Général ou aux directeurs généraux délégués de la Société, en informant le Directeur Général, toute information propre à éclairer le Conseil d'administration et ses comités dans l'accomplissement de leur mission.

Il peut entendre les commissaires aux comptes en vue de la préparation des travaux du Conseil d'administration et du Comité d'audit et des risques.

Il rend compte chaque année, dans un rapport à l'assemblée générale des actionnaires, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, des éventuelles limitations que le Conseil d'administration apporte aux pouvoirs du Directeur Général, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place dans la Société. Il reçoit à cette fin du Directeur Général l'ensemble des informations nécessaires.

8.1.1.5 Direction générale

Le Directeur Général assume sous sa responsabilité la direction générale de la Société. Il est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, sous réserve des pouvoirs que la loi attribue au Conseil d'administration et à l'assemblée générale des actionnaires, ainsi que des règles de gouvernement d'entreprise propres à la Société et, en particulier, du présent règlement intérieur du Conseil d'administration.

Le directeur général présente, à intervalles réguliers, les résultats et les perspectives de la Société, aux actionnaires et à la communauté financière.

Lors de chaque réunion du Conseil d'administration, le Directeur Général rend compte des faits marquants de la vie de la Société.

8.1.1.6 Comités du conseil d'administration

Le Conseil d'administration du 27 mai 2021 a décidé la constitution sous condition suspensive de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris :

- D'un Comité Stratégique ;
- D'un Comité d'audit et des risques ; et
- D'un Comité des nominations et des rémunérations.

Les missions et compositions de ces comités sont définies dans leurs règlements intérieurs respectifs arrêtés par le Conseil d'administration.

Ces comités exercent leurs activités sous la responsabilité et au bénéfice du Conseil d'administration.

Chaque Comité fait rapport au Conseil d'administration de ses travaux.

8.1.2 Comité stratégique

8.1.2.1 Attributions du Comité

Afin d'éclairer le Conseil d'administration, le Comité stratégique est en charge du suivi des questions relatives à la politique de la Société en matière d'orientations stratégiques, d'investissements et de projets de croissance externe ou de cession significatifs.

À ce titre, le Comité a pour mission de donner son avis sur les grandes orientations stratégiques ainsi que leurs conséquences en matière économique, financière, sociétale et sur la politique de développement de la Société, et également sur toute opération présentant une importance stratégique exceptionnelle.

Par ailleurs, le Comité donne son avis sur tout projet de transfert, d'acquisition ou de cession, d'apport, de fusion, ou de scission par la Société ou une société du Groupe dès lors que l'opération concernée portera sur une valeur d'entreprise ou de transaction supérieure à 5% des fonds propres de la Société et, plus généralement, dès lors que l'opération concernée doit être préalablement approuvée par le Conseil d'administration, conformément aux stipulations du Règlement Intérieur du Conseil d'administration.

8.1.2.2 Composition du comité

Le Comité est composé au minimum de deux membres désignés par le Conseil d'administration après avis du comité des nominations et des rémunérations.

Les membres du Comité sont choisis parmi les membres du Conseil d'administration. Ils sont désignés à titre personnel et ne peuvent pas se faire représenter.

La durée du mandat des membres du Comité stratégique coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil.

Il peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que ce dernier.

Le président du Comité stratégique est désigné parmi les membres du Conseil d'administration.

Le secrétariat des travaux du Comité est assuré par toute personne désignée par le président du Comité ou en accord avec celui-ci.

Sa composition est la suivante :

- Madame Anne LAUVERGEON : Présidente
- Monsieur Etienne Beeker : Membre
- PICOTY SAS (avec pour représentant permanent, Monsieur Mathias Schildt à la date des présentes) : Membre
- Monsieur Guillaume Leenhardt : Membre

8.1.2.3 Fonctionnement du comité

Le Comité stratégique peut valablement délibérer soit en réunion, soit par téléphone ou visioconférence, dans les mêmes conditions que le Conseil, sur convocation de son président ou du secrétaire du Comité, à condition que la moitié au moins des membres participent à ses travaux. Les convocations doivent comporter un ordre du jour et peuvent être transmises verbalement ou par tout autre moyen.

Le Comité stratégique prend ses décisions à la majorité des membres participant à la réunion, chaque membre étant titulaire d'une voix.

8.1.2.4 Travaux du comité

Le secrétaire du Comité rédige un procès-verbal de chaque séance du Comité stratégique, qui est communiqué aux membres de celui-ci et aux autres membres du Conseil d'administration.

Les membres du Comité et les participants aux réunions sont astreints au secret professionnel.

8.1.2.5 Modification du Règlement Intérieur

Le présent règlement intérieur pourra être amendé par décision du Conseil prise à la majorité des administrateurs présents ou représentés à la réunion du Conseil, étant précisé toutefois que les dispositions du présent règlement intérieur qui reprennent certaines dispositions statutaires ne pourront être modifiées que pour autant que les dispositions correspondantes des statuts aient été préalablement modifiées par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société.

8.1.2.6 Divers

Le Comité ne peut en aucun cas se substituer au Conseil d'administration. Dans l'hypothèse où il existerait une quelconque contradiction entre les présentes, d'une part, et le règlement intérieur du Conseil d'administration, les statuts de la Société ou la loi, d'autre part, ces derniers prévaudront.

8.1.3 Comités spécialisés

8.1.3.1 Comité d'audit et des risques

Sa composition est la suivante :

- Monsieur Guillaume LEENHARDT, Président ;
- PICOTY, représentée par son représentant permanent (Monsieur Mathias Schildt à la date du Document d'enregistrement) en tant que membre ; et
- Monsieur Philippe GIRARD en tant que membre.

Sauf besoin spécifique, le comité d'audit se réunira deux fois par an à l'occasion de l'arrêté des comptes annuels et semestriels.

A. ATTRIBUTIONS DU COMITÉ

Le Comité a un rôle d'étude et de préparation des délibérations du Conseil d'administration.

Le Comité assure le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières et s'assure de l'efficacité du dispositif de suivi des risques et de contrôle interne opérationnel, afin de faciliter l'exercice par le Conseil d'administration de ses missions de contrôle et de vérification en la matière.

De manière synthétique, les attributions du Comité sont les suivantes :

- **Assurer le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières à travers notamment :**
 - Le suivi du processus d'élaboration de l'information financière ;
 - Le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne, d'audit interne et de gestion des risques relatifs à l'information financière et comptable ;
 - Le suivi du contrôle légal des comptes sociaux et consolidés par les commissaires aux comptes de la Société ;
 - Le Comité assure le suivi de l'indépendance des commissaires aux comptes ;
- **Donner son avis au Conseil d'administration sur les engagements hors bilan et sur tout projet nécessitant l'autorisation préalable du Conseil dont il est saisi, notamment en cas d'opérations ayant une incidence sur le capital :** Ainsi, à la demande du Président du Conseil d'administration, le Comité examine et émet un avis sur tout projet suivant présenté par le Conseil d'administration :
 - Les propositions d'affectation du résultat et de fixation du dividende ;
 - Les émissions de titres donnant accès au capital social ;
 - Les propositions de rachat d'actions ; et
 - Les opérations de financement susceptibles de modifier substantiellement la structure financière de la Société.
- **Examiner semestriellement le déroulement du plan à moyen terme et analyse les principaux écarts par rapport aux objectifs définis par le Conseil d'administration :** Le Comité examine également trimestriellement la structure financière de la Société et son financement. Les recommandations faites par le Comité dans les domaines évoqués ci-dessus sont portées à la connaissance du Président du Conseil d'administration, préalablement à la tenue de la réunion du Conseil au cours de laquelle ces questions seront traitées.

Dans le cadre de sa mission, le Comité peut s'adjoindre les compétences de conseils extérieurs dont les honoraires sont affectés au budget du Conseil d'administration.

B. COMPOSITION DU COMITÉ

Le Comité est composé au minimum de deux membres désignés par le Conseil d'administration après avis du comité des nominations et des rémunérations. Les membres du Comité sont choisis parmi les membres du Conseil d'administration. Au moins un membre devra disposer de compétences particulières en matière financière ou comptable, étant précisé que tous les membres possèdent des compétences minimales en matière financière et comptable.

Ils sont désignés à titre personnel et ne peuvent pas se faire représenter.

La durée du mandat des membres du Comité coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration. Le mandat de membre du Comité peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que celui de membre du Conseil d'administration.

C. FONCTIONNEMENT DU COMITÉ

Le Comité se réunit autant que de besoin et, en tout état de cause, au moins deux fois par an à l'occasion de la préparation des comptes annuels et des comptes semestriels, avec les commissaires aux comptes de la Société si son président l'estime utile, selon un calendrier fixé par le président du Comité.

Le Comité dispose d'un délai suffisant pour examiner les comptes de la Société. Ce délai ne saurait être inférieur à 2 jours avant la présentation des comptes au Conseil d'administration.

Le Comité ne peut se tenir valablement qu'à condition que la moitié au moins de ses membres participent à ses travaux. Chaque réunion donne lieu à l'établissement d'un procès-verbal.

Le Comité rend compte de ses travaux à la réunion du Conseil d'administration qui suit la réunion du Comité.

Dans le cadre de l'évaluation du fonctionnement du Conseil et sur la base des réponses apportées au questionnaire associé, le Comité procède régulièrement à un examen de son fonctionnement.

D. RAPPORTS

Le président du Comité remet au Conseil d'administration au moins deux fois par an des comptes rendus d'activité du Comité afin de faciliter les délibérations.

Si au cours de ses travaux, le Comité détecte un risque significatif qui ne lui paraît pas être traité de façon adéquate, le président en alerte sans délai le Président du Conseil d'administration.

E. MODIFICATION DU RÈGLEMENT INTERIEUR

Le présent règlement intérieur pourra être amendé par décision du Conseil d'administration prise à la majorité des administrateurs présents ou représentés à la réunion du Conseil, étant précisé toutefois que les dispositions du présent règlement intérieur qui reprennent certaines dispositions statutaires ne pourront être modifiées que pour autant que les dispositions correspondantes des statuts aient été préalablement modifiées par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société.

8.1.3.2 Comité des nominations et des rémunérations

Sa composition est la suivante :

- PICOTY, représentée par son représentant permanent (Monsieur Mathias Schildt à la date du Document d'enregistrement), Président ; et
- Madame Anne LAUVERGEON, membre.

A. ATTRIBUTIONS DU COMITÉ

Le Comité a un rôle d'étude et de préparation des délibérations du Conseil d'administration.

Le Comité émet en conséquence des avis, propositions et recommandations dans son domaine de compétence et agit sous l'autorité du Conseil d'administration auquel il rend compte chaque fois que nécessaire.

Les attributions du Comité sont les suivantes :

- **Nominations**
 - Présentation au Conseil d'administration des recommandations sur la composition du Conseil d'administration et des comités du Conseil ;
 - Proposition annuelle au Conseil d'administration de la liste de ses membres pouvant être qualifiés de « membre indépendant » au regard des critères définis par le Code de Gouvernance Middlenext validé en tant que code de référence par l'Autorité des marchés financiers ;
 - Établissement d'un plan de succession des dirigeants de la Société et assistance du Conseil d'administration dans le choix et l'évaluation des dirigeants ;
 - Formulation des recommandations sur toutes questions relatives aux droits et obligations des administrateurs et revue des conflits d'intérêts ;
 - Préparation de la liste des personnes dont la désignation comme administrateur peut être recommandée ; et
 - Préparation de la liste des membres du Conseil d'administration dont la désignation comme membre d'un comité du Conseil peut être recommandée.

Rémunérations

- Examen de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux, ainsi que de tout intéressement à la Société ;

- Réflexions sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux, dans le respect des principes d'exhaustivité, d'équilibre, d'intelligibilité et de mesure, ainsi qu'en considération du contexte du métier, du marché et de l'entreprise ;
- Formulation, auprès du Conseil d'administration, de recommandations et propositions concernant :
- La rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature, les autres droits pécuniaires, y compris en cas de cessation d'activité, des dirigeants mandataires sociaux ; et
- Les plans d'attribution gratuite d'actions, de bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise et d'options de souscription ou d'achat d'actions et tout autre mécanisme similaire d'intéressement et, en particulier, les attributions nominatives aux mandataires sociaux éligibles à ce type de mécanisme,
- Examen des rémunérations supérieures à 120 K€ perçues par tout salarié de la Société et de ses filiales, ainsi que de tout intéressement à la Société ;
- Examen du montant total de la rémunération d'activité et de son système de répartition entre les administrateurs, des conditions de remboursement des frais éventuellement exposés par les administrateurs et des rémunérations perçues au titre de missions exceptionnelles réalisées par les membres du Conseil d'administration ;
- Préparation et présentation des rapports, le cas échéant, prévus par le règlement intérieur du Conseil d'administration ; et
- Préparation de toute autre recommandation qui pourrait lui être demandée par le Conseil d'administration en matière de rémunération.

Pour mener à bien cette mission, le Comité se tient informé :

- Des pratiques de rémunération en place ou en préparation sur le marché, et
- Des modes et niveaux de rémunération des cadres dirigeants du groupe, hors mandataires, et de la politique retenue par la direction générale pour l'évolution de ces rémunérations.

Les recommandations faites par le Comité dans les domaines évoqués ci-dessus sont portées à la connaissance du Président du Conseil d'administration, préalablement à la tenue de la réunion du Conseil au cours de laquelle ces questions seront traitées.

Pour mener à bien cette mission, le Comité peut s'adjoindre les compétences de conseils extérieurs dont les honoraires sont affectés au budget du Conseil d'administration.

B. COMPOSITION DU COMITÉ

Le Comité est composé au minimum de deux membres désignés par le Conseil d'administration.

Les membres du Comité sont choisis parmi les membres du Conseil d'administration.

Ils sont désignés à titre personnel et ne peuvent pas se faire représenter.

La durée du mandat des membres du Comité coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration. Le mandat de membre du Comité peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que celui de membre du Conseil d'administration. (...)

C. FONCTIONNEMENT DU COMITÉ

Le Comité se réunit autant que de besoin et, en tout état de cause, au moins deux fois par an selon un calendrier fixé par le président du Comité.

Le Comité se réunit sur convocation de son président ou de deux de ses membres, après information préalable du Président du Conseil d'administration, ou à la demande du Conseil d'administration. Le Président du Conseil d'administration est également préalablement informé de l'ordre du jour et, lors de son établissement (et le cas échéant, de toute actualisation) du programme annuel de travail du Comité.

Le Président du Conseil d'administration de la Société, s'il n'est pas membre du Comité, peut être invité à participer aux réunions du Comité. Le Comité l'invite dans ce cas à lui présenter ses propositions. Il n'a pas de voix délibérative et n'assiste pas aux délibérations relatives à sa propre situation. (...)

L'ordre du jour et les éléments d'information relatifs aux sujets traités parviennent aux membres du Comité au moins 4 jours avant la tenue des réunions ou dès que possible lorsqu'il n'est pas matériellement possible de tenir ce délai.

Le Comité ne peut se tenir valablement qu'à condition que la moitié au moins de ses membres participent à ses travaux.

Chaque réunion donne lieu à l'établissement d'un procès-verbal.

Le Comité rend compte de ses travaux à la réunion du Conseil d'administration qui suit la réunion du Comité.

Dans le cadre de l'évaluation du fonctionnement du Conseil et sur la base des réponses apportées au questionnaire associé, le Comité procède régulièrement à un examen de son fonctionnement.

D. RAPPORTS

Le président du comité des nominations et des rémunérations fait en sorte que les comptes rendus d'activité du comité au conseil d'administration permettent à celui-ci d'être pleinement informé, facilitant ainsi ses délibérations.

Un rapport annuel comportera un exposé sur l'activité du Comité au cours de l'exercice écoulé.

Le comité des rémunérations examine notamment le projet de rapport de la Société en matière de rémunération des dirigeants.

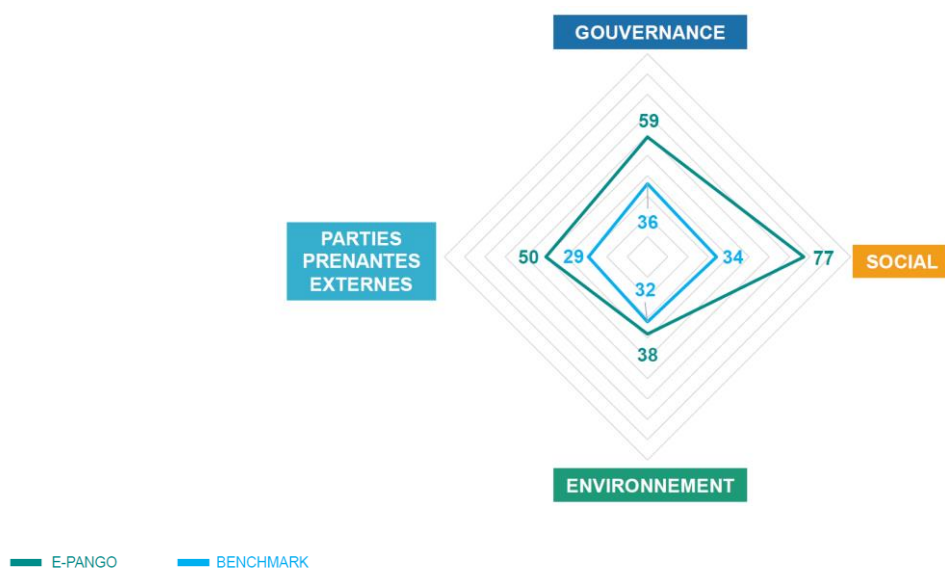
E. MODIFICATION DU RÈGLEMENT INTERIEUR

Le présent règlement intérieur pourra être amendé par décision du Conseil d'administration prise à la majorité des administrateurs présents ou représentés à la réunion du Conseil, étant précisé toutefois que les dispositions du présent règlement intérieur qui reprennent certaines dispositions statutaires ne pourront être modifiées que pour autant que les dispositions correspondantes des statuts aient été préalablement modifiées par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société.

8.1.4 Responsabilité sociétale et environnementale de la Société

La Société s'est engagée dans un processus de notation Ethifinance. Le rapport obtenu le 17 avril 2021 mentionne une **note globale de 60/100 (pour un Benchmark noté 38/100)**, situant la Société à un niveau « *Avancé* » et mettant en évidence « *un niveau de maturité ESG nettement supérieur à celui observé dans des entreprises comparables (en termes d'effectifs et de secteur d'activité)* ».

La notation des quatre principaux domaines d'analyses est schématisée comme suit :



La Société considère que la notation relative à l'environnement qui prend notamment en compte la politique de sourcing devra pouvoir s'améliorer en relation avec le développement des solutions de flexibilité proposées aux clients ainsi qu'avec la volonté de développer une offre d'énergie verte premium en contractant avec des producteurs d'ENR (se reporter à la section 2.2.2.4.2).

Les principaux points forts mis en exergue par le rapport sont : les Dispositif sociaux, le système de management qualité et le projet de réaliser des bilans de gaz à effet de serre (GES) sur certains projets à la demande des clients.

Les axes d'amélioration portent quant à eux sur la formalisation d'une politique RSE et d'une charte éthique, la généralisation des formations pour accompagner la montée en compétences des effectifs et la formalisation d'une politique d'achats responsables.

8.1.5 Adoption du Code Middlenext

Dans un souci de transparence et d'information du public, dans la perspective, notamment de l'inscription de ses actions sur le marché d'Euronext Growth à Paris, la Société a engagé une réflexion d'ensemble relative aux pratiques du gouvernement d'entreprise.

Afin de se conformer aux exigences de l'article L. 225-37-4 du Code de commerce, la Société a désigné le Code de gouvernement d'entreprise tel qu'il a été publié en septembre 2016 par MiddleNext (le « Code MiddleNext ») comme code de référence auquel elle entend se référer à l'issue de l'inscription de ses actions sur le marché Euronext Growth Paris, ce code étant disponible notamment sur le site de MiddleNext (<https://www.middlenext.com/>).

La Société a pour objectif de maintenir sa conformité à l'ensemble des recommandations du Code MiddleNext.

Le tableau ci-dessous présente la position de la Société par rapport à l'ensemble des recommandations édictées par le Code Middlenext à la date d'approbation du Document d'enregistrement.

Recommandations du Code MiddleNext	Appliquée	Non appliquée
I. Le pouvoir de « surveillance »		
R1 : Déontologie des membres du conseil	X	
R2 : Conflits d'intérêts	X	
R3 : Composition du conseil – Présence des membres indépendants au sein du conseil	X	
R4 : Information des membres du conseil	X	
R5 : Organisation des réunions du conseil et des comités	X	
R6 : Mise en place des comités	X	
R7 : Mise en place d'un règlement intérieur du conseil	X	
R8 : Choix de chaque membre du conseil	X	
R9 : Durée des mandats des membres du conseil	X	
R10 : Rémunérations des membres du conseil	X	
R11 : Mise en place d'une évaluation des travaux du conseil	X	
R12 : Relations avec les actionnaires	X	
II. Le pouvoir exécutif		
R13 : Définition et transparence de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux	X	
R14 : Préparation de la succession des dirigeants	X	
R15 : Cumul contrat de travail et mandat social	X	
R16 : Indemnités de départ	X	
R17 : Régime des retraites supplémentaires	X	
R18 : Stock-options et attributions gratuites d'actions	X	
R19 : Revue des points de vigilance	X	

Concernant le pouvoir de surveillance

Le Règlement Intérieur du conseil d'administration traite des sujets prévus aux Recommandations R1 à R12 qui sont déjà mises en œuvre ou le seront à compter de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris. Il est notamment précisé les points suivants :

- R3 : A ce jour, le conseil d'administration compte deux administrateurs indépendants ;
- R5 : Le Règlement Intérieur du conseil d'administration prévoit 5 réunions minimum par an ;
- R6 : Deux comités spécialisés et un comité stratégique ont été mis en place sous condition suspensive de l'inscription des titres de la Société à la cote d'Euronext Growth à Paris (Se reporter à la section 8.1.2 du présent Document).
Avec la volonté de mettre en œuvre les pratiques de bonne gouvernance recommandées par le code MiddleNext, le conseil d'administration a décidé de créer un comité d'audit. L'article L. 823-19 du Code de commerce définit la composition d'un comité d'audit pour les sociétés admises sur un marché réglementé en y excluant expressément la présence de membre exerçant des fonctions de direction. Cet article ne s'applique par à la Société qui vise une introduction sur le marché Euronext Growth. Le conseil d'administration de la Société a décidé de nommer Monsieur Philippe Girard (directeur général d'E-PANGO) comme membre du comité d'audit.
Conformément au Code Middledenext qui recommande que « la présidence de certains des comités spécialisés, notamment le comité d'audit, soit confiée à des administrateurs indépendants », Monsieur Guillaume Leenhardt (administrateur indépendant) a été nommé président du comité d'audit et des risques.

En revanche, la présidence du comité des nominations et des rémunérations a été confiée à PICOTY SAS représentée par Monsieur Mathias SCHILDT (administrateur non indépendant) dans la mesure où le Code Middlednext ne recommande pas que la présidence de l'ensemble des comités spécialisés soit confiée à des administrateurs indépendants. Ce même comité ne compte pas d'administrateurs indépendants parmi ses membres ce qui est conforme aux recommandations du Code MiddleNext.

La présidence du comité stratégique a été confiée à Madame Anne LAUVERGEON, qui n'est pas considérée comme une administratrice indépendante ;

- R9 : Cette Recommandation sera appliquée même si à ce jour, compte tenu de la transformation récente de la Société en société anonyme à conseil d'administration, la durée des 5 mandats sont identiques ;
- R10 : L'assemblée générale du 27 mai 2021 a prévu une enveloppe globale de 125 K€ au titre de la rémunération des administrateurs ; et
- R12 : Cette Recommandation sera appliquée à compter de l'introduction en bourse.

Concernant le pouvoir exécutif

Il est notamment précisé que :

- R13 : Le conseil d'administration a fixé pour l'exercice en cours le détail des composantes de la rémunération du directeur général. Les objectifs quantifiables utilisés pour la détermination de la partie variable de la rémunération seront, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, arrêtés par le Conseil d'administration une fois la Société cotée ;
- R14 : Cette recommandation est appliquée. Les fonctions opérationnelles de Pierre Renaux ont été récemment élargies avec pour objectif à l'horizon de l'exercice 2023 de le nommer directeur général délégué ;
- R 16 : Il n'est pas prévu à ce jour de telle indemnité. Dès lors que le conseil d'administration sur proposition du comité des rémunérations en étudiera la possibilité, il le fera dans le respect de cette recommandation ;
- R17 : Il n'est pas prévu à ce jour de faire bénéficier le directeur général d'un régime de retraite supplémentaire. Si un tel régime devait être mis en œuvre, la recommandation serait appliquée ;
- R18 : Cette recommandation est déjà appliquée. Sur les deux plans de BSPCE attribués à ce jour, aucune attribution n'a été faite au profit du dirigeant ;
- R19 : La recommandation sera appliquée à compter de la première cotation des actions de la Société sur le marché Euronext Growth à Paris.

8.2 RAPPORTS SPECIAUX DU COMMISSAIRE AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES

8.2.1 Rapport spécial relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2020

Aux Associés,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission.

CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE

En application de l'article 14 des statuts, nous avons été avisés des conventions suivantes visées à l'article L. 227-10 du code de commerce qui sont intervenues au cours de l'exercice écoulé.

Entre : Demboost et E-Pango

Nature, objet, modalités de la convention :

Convention de mise à disposition de la société Demboost de collaborateurs de E-Pango. Les gratifications et rémunérations correspondantes, supportées par E-Pango, ont été intégralement refacturées à Demboost. Le montant des refacturations s'est élevé à respectivement 21 K€ et 11 K€ au titre des exercices clos les 31 décembre 2019 et 31 décembre 2020. Cette mise à disposition a pris fin en février 2020 ;

Personnes concernées :

- Philippe Girard : Président d'E-Pango et Président de Demboost

Entre E-Pango et Demboost

Nature, objet, modalités de la convention :

Convention de prêt de main d'œuvre temporaire par laquelle E-Pango a pu bénéficier de la mise à disposition d'une collaboratrice administrative et comptable. Le 1er septembre 2020, E-Pango et Demboost ont conclu cette convention pour une durée initiale d'un an, allant du 1er octobre 2020 au 30 septembre 2021. Il a été mis fin de manière anticipée à cette convention à compter du 31 mars 2021 par un avenant signé le 15 mars 2021. Le montant facturé à la Société au titre de cette convention au cours de l'exercice 2020 s'est élevé à 5K€ HT ;

Personnes concernées :

- Philippe Girard : Président d'E-Pango et Président de Demboost

Entre Enuevo et E-Pango

Nature, objet, modalités de la convention :

Une avance en compte courant d'associé. Le 17 février 2021, la Société et Enuevo, qui disposait à cette date de 30,44 % du capital social et des droits de vote de la Société ainsi que d'une créance en compte-courant sur la Société d'un montant 659.945,20 €, sont convenus de formaliser les termes et conditions de l'avance en compte-courant d'associé qui correspond à la créance susmentionnée, en application de l'exception prévue à l'article L.312-2, 1° du Code

monétaire et financier. Conformément à la décision de l'Assemblée générale ordinaire de la Société en date du 10 septembre 2020, cette avance en compte-courant d'un montant de 659.945,20 € est rémunérée sur la base d'un taux annuel fixe de quatre pourcent (4,00 %).

Personnes concernées :

- Philippe Girard : Président d'E-Pango et Président de Enuevo

Le Commissaire aux comptes

Mazars

Fait à Paris La Défense, le 12 mai 2021

Robert AMOYAL

Associé

8.2.2 Rapport spécial relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2019

Frédéric ACCARDI
Commissaire aux Comptes

E-PANGO
SAS au capital de 399.999 €
30 rue Proudhon
SAINT DENIS LA PLAINE (93210)
817 840 762 R.C.S BOBIGNY

RAPPORT SPECIAL DU COMMISSAIRE AUX COMPTES
SUR LES COMPTES ANNUELS
Exercice clos au 31/12/2019

46 bd Exelmans, 75016 PARIS Tél. : 01 44 70 65 35 Fax : 01 44 70 97 67
E-mail : f.accardi@dm-consultants.fr - Siret 538 353 475 00014
N° TVA Intracommunautaire : FR58538353475
Inscrit au tableau de l'ordre de Paris

Rapport spécial

Aux Actionnaires,

En ma qualité de Commissaire aux Comptes de votre société, je vous présente mon rapport sur les conventions réglementées.

Il m'appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui m'ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions dont j'ai été avisé ou que j'aurais découvertes à l'occasion de ma mission, sans avoir à me prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R 612-6 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

J'ai mis en œuvre les diligences que j'ai estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui m'ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions passées au cours de l'exercice écoulé

Je vous informe que j'ai été avisé des conventions réglementées qui doivent être soumises à l'approbation de l'organe délibérant en application des dispositions de l'article L 223-19 du Code de commerce, et qui sont les suivantes :

- Le 18/12/2018, la société E-PANGO a signé un contrat de sous-location d'un poste de travail à la société DEMBOOST dont le président est Monsieur Philippe GIRARD, pour la période allant du 1^{er} octobre 2019 au 16 octobre 2019.
Le montant total de cette sous-location s'élève à 950€ HT pour la période indiquée.
- La société E-PANGO a également refacturé la mise à disposition de plusieurs salariés pour la période allant d'octobre 2018 à décembre 2019.
Le montant total de cette refacturation de personnel est de 21 372 € HT.

Paris, le 30 Juillet 2020,
En trois originaux



Frédéric ACCARDI
Commissaire aux Comptes

ACHEMINEMENT : Il représente le chemin parcouru par l'énergie entre un site de production et le point de consommation de l'énergie produite (soutirage). Chaque consommateur paie une composante « acheminement » sur sa facture d'énergie au profit des gestionnaires de réseaux ;

AMPERE : Unité de mesure de l'intensité d'un courant électrique, c'est-à-dire le flux d'électrons dans un conducteur. On peut comparer le déplacement des électrons dans un circuit à celui de l'eau dans un tuyau : l'intensité, exprimée en ampères, c'est le débit d'eau.

ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique) : Dispositif permettant l'accès à l'énergie d'origine nucléaire à l'ensemble des fournisseurs alternatifs dans la limite du plafond actuel de 100TWh par an et au prix fixe de 42 € par MWh ;

BATTERIE : Dispositif permettant de stocker de l'énergie ;

CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) : Le dispositif des CEE impose aux vendeurs d'énergie, les « obligés » (électricité, gaz, carburants, fuel, chaleur...) de promouvoir activement auprès de leurs clients ou auprès de leurs prospects des actions de réduction de consommation d'énergie. Pour produire des CEE, les énergéticiens « obligés » ont le choix des actions qu'ils souhaitent mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité (bâtiment résidentiel, bâtiment tertiaire, industrie, agriculture, transports, réseaux) et auprès des différents types de clients : ménages, entreprises, collectivités publiques notamment. En outre, le dispositif est ouvert à d'autres acteurs les « éligibles » : collectivités, Agence nationale de l'habitat (ANAH), bailleurs sociaux, sociétés d'économie mixte proposant du tiers financement, notamment. Les éligibles peuvent aussi mener et faire certifier des actions d'économies d'énergie puis revendre leurs CEE créant ainsi les conditions d'un marché d'échange. Ces économies d'énergie sont exprimées en kWh cumac (unité de compte des CEE, soit 1 CEE = 1 kWh cumac d'énergie finale actualisée) et sont fixées par période (triennale) par le gouvernement

COURBE DE CHARGE : relevé des puissances atteintes par un compteur qui permet d'établir une courbe qui représente la façon réelle de consommer (on parle aussi de profil de consommation sur une période donnée). Ces courbes, basées sur mesure temporelle fixe (10 minutes, 30 mn...) sont une photographie à l'instant T de la puissance électrique consommée. La succession de pics et de creux est un indicateur de la puissance.

EFFACEMENT : Capacité d'un consommateur d'électricité à faire baisser son niveau de soutirage d'électricité des réseaux de distribution ou de transport. L'effacement est proposé directement par des fournisseurs d'électricité ou par des opérateurs d'effacement.

ENR : Acronyme qui désigne les énergies renouvelables. Ces énergies sont dites renouvelables dans la mesure où elles sont inépuisables : les ressources qu'elles utilisent se régénèrent plus vite qu'elles ne sont consommées. Il en existe plusieurs sources dont l'énergie solaire transmise par le rayonnement du soleil ; l'énergie hydraulique qui provient de la force de l'eau en mouvement, l'énergie éolienne créée par l'énergie du vent, l'énergie biomasse initiée par les matières organiques ...etc ;

EQUILIBRAGE DU RESEAU : L'équilibrage d'un réseau d'énergie consiste à s'assurer qu'en permanence les injections (production) sont équivalentes aux soutirages (consommations) à l'échelle nationale ;

GARANTIE D'ORIGINE (GO) : Dispositif consistant à s'assurer que pour tout kWh d'énergie « verte » consommée une quantité équivalente de production d'énergie renouvelable a été injectée dans le réseau électrique ;

HTA - Haute Tension A (anciennement dénommée Moyenne Tension) : tension pouvant être comprise entre 1 000 volts (1 kV) et 50 000 volts (50 kV). En principe, elle est en France de 20 kV. Cependant des réseaux HTA à 15 kV et quelques-uns à 33 kV existent encore. Sont en principe raccordés sur ce niveau de tension les consommateurs qui ont besoin d'une puissance supérieure à 250 kW. Le réseau HTA est triphasé (trois fils conducteurs ou phases).

HTB - Haute Tension B : tensions réservées au réseau de transport d'électricité, exploité en France par RTE. Elles varient de 50 000 volts (50 kV) à 400 000 volts (400 kV) segmentées en trois catégories d'installations : **HTB3** (400 kV), **HTB2** (225 ou 150 kV) et **HTB1** (90 ou 63 kV) ;

KWh cumac : Unité de mesure pour calcul l'économie d'énergie dont la production d'un CEE atteste : 1 CEE = 1 kWh cumac. Le terme « Cumac » est la contraction de : « *cumulés* » afin de tenir compte des économies réalisées sur toute la durée de vie de la mesure considérée et « actualisés » afin de prendre en compte une actualisation annuelle des économies futures (au taux de 4%) ;

MECANISME DE CAPACITE : Dispositif consistant à imposer à chaque fournisseur d'énergie de s'assurer de l'existence de capacité de production d'énergie équivalente pour assurer l'approvisionnement de ses clients pendant des périodes dites « Période de Pointe » définies chaque année par le CRE ;

NOMINATIONS : Equivalent d'un bordereau de prévision de consommation d'énergie. Il correspond à un « bon de commande » pour les achats d'énergie dans le cadre de contrats de gré à gré ;

OFFRES DE MARCHE : le prix de la fourniture d'électricité et ses conditions d'évolution sont fixés par le fournisseur et stipulés dans le contrat. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (acheminement) reste fixé par les pouvoirs publics mais le fournisseur est en charge du recouvrement du montant à travers une facture unique

POINT DE LIVRAISON (PDL) : tout site équipé d'un compteur électrique ou de gaz constitue un point de livraison. Si un immeuble qui compte 6 appartements chacun équipés d'un compteur, est client de la Société, on parlera d'un client mais de 6 points de livraisons ;

PROFILAGE : Système utilisé par les gestionnaires de réseaux pour calculer les consommations ou les productions des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de charge. Ce système est donc basé sur la détermination de profils (ou catégories d'utilisateurs) en fonction de la forme de leur consommation.

PUISSANCE ELECTRIQUE : Correspond à la quantité d'énergie pendant un temps donné, En général 1 seconde). Elle se calcule comme étant égale à « tension (V) x intensité (A) ».

Si l'on prend l'image d'un tuyau d'eau, la puissance électrique serait équivalente à la pression dans le tuyau quand le robinet est fermé (tension) multiplié par le débit d'eau quand le robinet est ouvert (intensité).

RESPONSABLE D'EQUILIBRE : Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation pour la qualité de responsable d'équilibre, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les écarts constatés a posteriori, dans le périmètre d'équilibre, entre l'électricité injectée et l'électricité consommée. Les écarts négatifs doivent être compensés financièrement par le responsable d'équilibre à RTE, et les écarts positifs doivent être compensés financièrement par RTE au responsable d'équilibre.

TARIF REGLEMENTE DE VENTE : Il est composé d'un abonnement et d'un prix du kWh, chacun de ces termes intégrant le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (acheminement) et la fourniture d'électricité. Ce tarif est fixé par les pouvoirs publics et réévalué au moins une fois par an.

VOLT (V) : Unité de mesure de la tension électrique dans un circuit entre un point A et un point B, obtenue avec un appareil appelé voltmètre. Le volt traduit la force électromotrice et la différence de potentiel (tension) entre deux points d'un circuit. Le courant électrique est un déplacement d'électrons. Pour les faire se déplacer, il faut un générateur de courant qui va créer un déséquilibre de charge (différence de potentiel) afin d'attirer et de repousser les électrons. Ce déséquilibre de charge est appelé « tension électrique ».

WATT (W) : Unité de mesure de la puissance électrique.

- ✓ Le kilowatt (kW - 1 000 watts) est généralement utilisé pour décrire la puissance électrique des moteurs, électriques ou thermiques.
- ✓ Le mégawatt (MW - million de watts) désigne des unités de production électrique. Une éolienne déploie une puissance d'environ 1 MW, tandis qu'un réacteur nucléaire en France atteint en général une puissance comprise entre 900 MW et 1 450 MW.
- ✓ Quand il s'agit de mesurer la consommation d'électricité des habitations, on parle dans ce cas de watts-heure ou plus couramment de kWh (kilowatts-heure).