



الشركة الجزائرية لإنتاج الكهرباء
Société Algérienne de Production de l'Electricité

Direction Stratégie Et Systèmes
Structure Stratégie et Veille

**Note De Veille Technologique émise par La Société
Algérienne de Production de l'Electricité**

Vol 2019 - N° 01 : Janvier 2019



Table des matières

Les problèmes financiers et d'ailettes de turbines à gaz pèsent sur GE Power	3
Une division diminuée.....	3
Transformation du secteur de l'énergie de GE.....	4
Évaluation des dommages	5
Un brouillard de perturbation	7
EIA: la révolution du schiste et les énergies renouvelables dominant le mix de production jusqu'en 2050	7
Nouvelle filtration d'air pour les turbines à gaz.....	8
Conçu pour des conditions extrêmes : Batterie de Stockage dans le désert de Mojave	11
Résilience de la conception N + 1.	11
Mis à l'épreuve.....	12
Une turbine à gaz fonctionnant à 100% d'hydrogène dans un projet australien.....	13
Quand les turbines à gaz deviennent des cordes de sauvetage	14
Est-il temps de réduire la viscosité des huiles lubrifiantes pour améliorer l'efficacité ?.....	16
BALAYAGE AU LASER	17
Ruban à mesurer	17
Les meilleures pratiques	18
Avantages	18
L'Algérie veut intégrer le marché espagnol de l'électricité	19
Normes : acquisition de plusieurs normes par SPE.....	19
D1298 - 12b (ré-approuvé en 2017)	19
ASME PTC 12.3-1997	20
Aga 8 facteurs de compressibilité du gaz naturel	20
LA GRANDE IMAGE : Les plus grandes compagnies d'énergie du monde	21
Calendrier d'événements	22
GlobalCon 2019	22
Middle East Electricity.....	22
Corrosion 2019	22



Les problèmes financiers et d'ailettes de turbines à gaz pèsent sur GE Power

Les problèmes de pales de turbines à gaz et financières pèsent sur GE Power

Les activités financières de GE Power ont ensuite pris une trajectoire lamentable au quatrième trimestre de 2018, en raison de la faiblesse de la demande de produits et de services sur le marché, des problèmes techniques d'un modèle phare de turbine à gaz et de la mauvaise exécution du projet.

Malgré une série de désinvestissements et de remaniements d'entreprises, y compris de leadership, pour la période de 12 mois clôturée le 31 décembre, la division Énergie du conglomerat a enregistré un chiffre d'affaires de 27,3 milliards de dollars, en baisse de 22% par rapport à 2017, en dévoilant pour la première fois les faibles bénéfices liés à ses activités. Acquisition sous performante de 10,1 milliards de dollars des activités d'alimentation et de réseau d'Alstom.

Pour le quatrième trimestre de 2018, GE a annoncé le 31 janvier que le chiffre d'affaires de la division assiégée était tombé à 6,8 milliards de dollars, soit 25% de plus qu'au quatrième trimestre de 2017, mais un montant supérieur de 1 milliard de dollars à celui du troisième trimestre de 2018. L'entreprise a enregistré une perte de 872 millions de dollars principalement liés à «la poursuite de l'exécution et aux problèmes opérationnels liés aux projets d'équipement et aux services transactionnels».

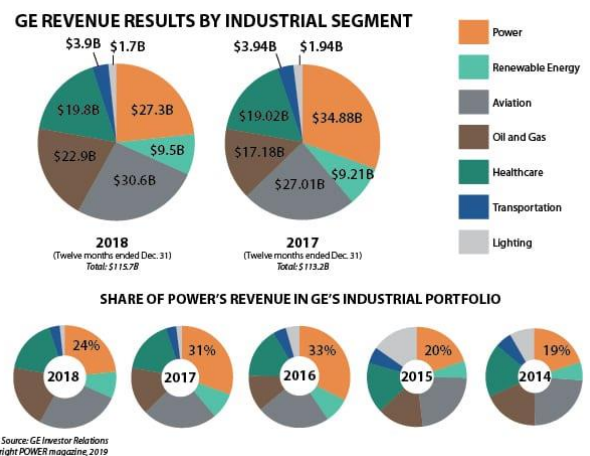
Le 31 janvier, H. Lawrence Culp Jr., nommé en octobre dernier à la barre du conglomerat pour remplacer John Flannery, a salué le rayonnement mondial de GE, sa marque, ses talents et ses relations à long terme avec ses clients. Mais les résultats lamentables ont suscité un examen minutieux de tous les aspects du secteur Power, a-t-il déclaré. «Pour Power, nous réinitialisons la base. Nous examinons chaque projet et chaque contrat et nous approfondissons pour comprendre les coûts et les avantages en termes de restructuration, d'exécution commerciale et de marché, d'opportunités d'amélioration, de problèmes liés aux projets hérités et à nos activités de service. »

Les efforts, a-t-il déclaré, fournissent à la société «un aperçu plus significatif des perspectives de revenus et de potentiel de trésorerie de cette activité à court et à long terme». Cependant, «le travail prend du temps, en

particulier avec la nouvelle structure et l'équipe de direction, " il a dit.

Une division diminuée

Les deux dernières années, en particulier, ont été déterminantes pour GE, principalement en raison des craintes de pertes de revenus chez Power, le segment lucratif et de longue date du conglomerat. Les activités combinées de Power, ainsi que celles de l'aviation, ont toujours généré les revenus les plus importants pour cette société vieille de 127 ans. L'année dernière, l'aviation a devancé Power après une accalmie de deux ans, alimentée par une hausse des commandes de moteurs et d'équipements militaires LEAP.



Revenus GE par secteur industriel (2018 et 2017). En 2017, GE Power a généré environ 31% des revenus totaux de GE (y compris les ventes de biens et services et les revenus de GE Capital provenant des services, non présentés ici), contre 24% pour le secteur Aviation. Mais en 2018, la part des revenus de GE Power est tombée à 24%, tandis que celle de l'aviation a bondi à 27%. Source : Relations investisseurs GE / POWER

En 2015, la société a franchi une étape importante en prenant le concurrent Alstom dans le cadre d'un contrat de 10,1 milliards de dollars et en intégrant les produits et services du géant mondial de l'équipement à son portefeuille. L'année précédente, elle avait lancé la turbine à gaz à usage intensif HA, une nouvelle technologie de turbine à gaz utilisée par les ingénieurs de GE pour atteindre un rendement net du cycle combiné de 62,22% (à l'usine EDF de Bouchain en 2016 avec une unité 9HA.01) et à 63,08%. Efficacité brute en cycle combiné (à l'usine Nishi Nagoya de Chubu Electric Power en 2018 avec une unité 7HA.01).

Fin 2016, les fissures commençaient déjà à apparaître. GE Power a commencé à se défaire d'actifs lucratifs, le

considérant comme des décisions commerciales judicieuses visant à encourager les flux de trésorerie. Parallèlement, GE a renforcé son leadership en remplaçant 40% de son équipe dirigeante et en plaçant John Flannery à la barre de la société en août 2017, en remplacement de Jeff Immelt, qui occupait le poste de directeur général de GE pendant 16 ans.

Fin 2017, citant des perturbations qui bouleverseraient radicalement le paysage énergétique mondial et la sous-performance des actifs acquis d'Alstom, la société a indiqué que GE Power était «mise au défi» par un «marché difficile». Flannery a déclaré aux investisseurs que GE avait appelé Russel Stokes, qui a remplacé Steve Bolze en tant que président et chef de la direction de GE Power, a ensuite expliqué que les défis de GE Power étaient dus à un optimisme fragile quant à l'utilisation et à la mise à niveau des turbines à gaz des clients. Stokes a souligné les récents changements sur le marché de l'électricité et les problèmes de lancement initiaux du produit HA, qui ont porté un coup dur aux bénéficiaires.

La société s'est immédiatement lancée dans un effort de réorganisation visant à réduire les coûts. En 2018, GE Power a supprimé 10 000 emplois, soit 15% de l'effectif total du conglomerat. Le groupe a également consolidé son empreinte de 30% et éliminé 900 millions de dollars de coûts de base.

Malgré ses efforts, le cours de l'action de la société a continué à baisser jusqu'au début de 2018, et l'entreprise a été frappée de plein fouet en juin par son retrait du prestigieux Dow Jones Industrial Average ; GE avait été le dernier membre original de l'indice des blue-chips créé en 1896 et en faisait partie depuis novembre 1907.

Puis, le 1er octobre, GE a annoncé que Culp avait été nommé président et chef de la direction pour remplacer immédiatement Flannery. Le conseil d'administration de GE a voté à l'unanimité sur cette décision. Dans un communiqué de presse annonçant ce changement, GE a fait état de la faiblesse de l'activité de GE Power en ce qui concerne l'insuffisance des flux de trésorerie disponibles et du bénéfice en 2018, suggérant que les autres activités ont globalement fonctionné comme prévu.

Le 19 novembre, la société a annoncé une autre réforme substantielle chez GE Power. La division, fraîchement privée des technologies d'énergie distribuée, d'eau et de process, de solutions

industrielles et de solutions d'automatisation (voir l'encadré «Transformation du secteur de l'énergie de GE») - des segments qui ont généré des revenus de plus de 4 milliards de dollars en 2016 - a été scindée en deux. Entreprises. Il s'agit de : «GE Gas Power», composé des secteurs Gas Gas Systems et Power Services de GE ; et «GE Power Portfolio», qui comprend les secteurs Vapeur, Solutions de réseau, Nucléaire et Conversion d'énergie.

Avec la scission est venu un nouveau leadership. Stokes, un vétéran de GE âgé de 20 ans et ancien PDG de GE Power, est devenu PDG de GE Power Portfolio, tandis que Scott Strazik, ancien président de Power Services, a été nommé PDG de GE Gas Power. Pendant ce temps, John Rice, qui a occupé les postes de direction de GE Energy, Transportation et d'autres divisions avant de prendre sa retraite après 39 ans au sein de GE, a repris la présidence du conseil d'administration de GE Gas Power. «Les dirigeants que nous annonçons aujourd'hui sont particulièrement bien placés pour diriger les nouvelles équipes du portefeuille Gaz et Power dans le but d'améliorer les résultats obtenus par les clients et d'améliorer leur structure d'exécution et leurs coûts», a déclaré Culp dans un communiqué.

Entre-temps, GE a annoncé en janvier que son activité Énergies renouvelables - dont les revenus s'élevaient à 9,5 milliards de dollars pour 2018 (en hausse de 4% en 2018 et de 28% au quatrième trimestre par rapport à l'exercice précédent) - absorberait le secteur Solutions de réseau de GE Power. Ainsi que des sous-segments associés aux solutions solaires et au stockage d'énergie.

Transformation du secteur de l'énergie de GE

Bien qu'elle ait été réorganisée par d'innombrables acquisitions et désinvestissements, le secteur de l'énergie de GE est un nom phare du secteur mondial de la production d'électricité depuis 1896, date à laquelle il est devenu l'une des premières sociétés à figurer dans le Dow Jones Industrial Average. En 1901, GE avait développé avec succès un générateur à turbine Curtis de 500 kW et, en 1948, il avait installé une turbine à gaz à usage intensif novatrice pour la production d'électricité à la station de Belle Isle, dans l'Oklahoma. Puis, en 1957, l'entreprise a connecté le premier réacteur nucléaire à un réseau électrique commercial. Les contributions de GE à la technologie de production d'électricité se sont poursuivies au fil des années.

Il y a dix ans, alors que l'unité financière de la société s'effondrait pendant la crise financière mondiale (et que GE avait pris contact avec Warren Buffet, qui avait consenti un investissement crucial de 3 milliards de dollars pour maintenir la société à flot), les activités énergétiques de GE ont été regroupées sous la division GE Energy. Dont le siège est à Atlanta. En 2010, GE Energy, qui a généré un chiffre d'affaires de 37,1 milliards de dollars, a été scindé en trois activités: GE Energy Services, comprenant les activités liées au réseau, les services liés à l'électricité, les solutions industrielles et les pièces et réparations; GE Power & Water, qui comprenait toute sa gamme de technologies de production et de distribution d'électricité, notamment ses turbines à gaz et à vapeur, l'énergie renouvelable et l'énergie nucléaire (GE Hitachi Nuclear Energy, entreprise commune avec Hitachi); et GE Oil & Gas, qui abritait ses segments destinés au secteur de la production de pétrole et de gaz.

Le 2 novembre 2015, GE a finalisé l'acquisition de 10,1 milliards de dollars des activités d'Alstom dans les domaines thermique, des énergies renouvelables et du réseau. À la suite de cette transaction, GE a séparé son activité d'énergies renouvelables et a transféré le siège du tout nouveau segment Énergies renouvelables à Paris. Les activités gaz et vapeur d'Alstom ont été absorbées par GE Power and Water.

À la fin de 2016, GE Power était composé des secteurs suivants : systèmes d'alimentation au gaz, systèmes d'alimentation en vapeur, services d'énergie, énergie distribuée, technologies de l'eau et des procédés, GE Hitachi Nuclear. À compter du troisième trimestre de 2017, les activités Energy Connections (et liées au réseau) de l'ancien secteur Energy Connections & Lighting ont été combinées au secteur Énergie et présentées sous la forme d'un secteur de reporting appelé «Énergie». Propre segment.

Mi-2017, la faiblesse des bénéfices, liée en partie à l'acquisition d'Alstom, a incité le géant du conglomerat à redynamiser ses activités dans le secteur de l'électricité et à s'appuyer davantage sur les autres segments. Pour encourager les flux de trésorerie, GE Power a fait des choix difficiles et a lancé une série de désinvestissements :

Septembre 2017 : GE Power a annoncé la vente à ABB de GE Industrial Solutions, l'entreprise mondiale des solutions d'électrification de GE, pour un montant de 2,6 milliards de dollars. La transaction a été finalisée en juin 2018.

Octobre 2017 : GE a finalisé la vente de la division lucrative Water & Process Technologies à la société de gestion de l'eau SUEZ pour un montant de 3,4 milliards de dollars.

Juillet 2018 : GE décide de céder son activité Distributed Power, qui comprend les moteurs Jenbacher et Waukesha, à Advent International, une société mondiale d'investissement en capital-investissement, pour un montant de 3,25 milliards de dollars. La société est devenue une société énergétique autonome renommée INNIO lorsque la transaction a été finalisée en novembre 2018.

2 octobre 2018 : Emerson annonce l'acquisition d'Intelligent Platforms, qui fait partie du sous-segment Automation & Controls de GE Power. Le contrat a été finalisé le 1er février. La société, basée à Charlottesville, en Virginie, est spécialisée dans les technologies de contrôleur à automate programmable. Depuis, GE a stratégiquement placé d'autres segments du secteur Automatismes et contrôles dans les systèmes à vapeur, les systèmes à gaz et les solutions de réseau.

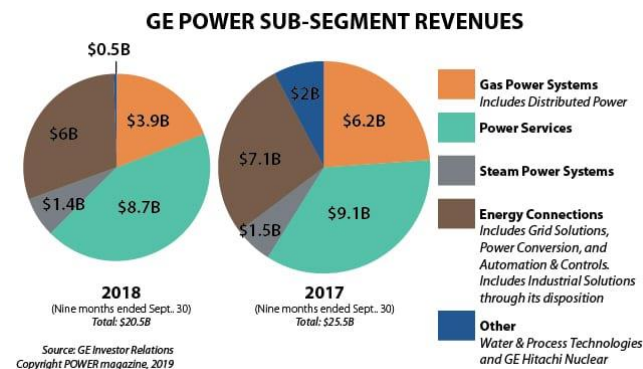
30 octobre 2018 : Quelques semaines après que GE ait présenté le nouveau président du conseil et chef de la direction de GE, H. Lawrence Culp Jr., en remplacement de John Flannery, il a annoncé son intention de prendre une charge de dépréciation du goodwill d'environ 23 milliards de dollars liée aux activités de GE Power. Le GE a annoncé son intention de diviser GE Power en deux unités : GE Gas Power, qui est composée de systèmes d'alimentation au gaz et de services d'alimentation ; et GE Power Portfolio, comprenant les systèmes à vapeur, les solutions de réseau, GE Hitachi Nuclear et la conversion de puissance.

Janvier 2019 : GE annonce le transfert de Grid Solutions à GE Renewable Energy. Les énergies renouvelables et la consolidation du réseau créeraient une entreprise de 16 milliards de dollars avec 40 000 employés. La division des énergies renouvelables de GE employait auparavant environ 23 000 personnes. À la fin de 2017, GE employait 313 000 personnes, dont environ 83 500 étaient affiliées à la division Power.

Évaluation des dommages

Le 31 janvier, Jamie Miller, vice-président directeur et directeur financier de GE, a présenté les résultats lamentables de GE Power. Les commandes de GE

Power ont diminué de 19% au quatrième trimestre. Les commandes de systèmes à gaz ont chuté de manière beaucoup plus dramatique - de 26% pour le trimestre et de 40% pour l'année. Elle a ajouté que GE avait clôturé l'année 2018 avec un arriéré de 9 milliards de dollars, en baisse d'environ 8% par rapport à l'année précédente, mais que ce résultat serait cohérent avec les perspectives de la société. Les commandes de services d'électricité ont également diminué de 20% et les commandes de réseau, de 13% pour l'année. Cependant, at-elle noté, les commandes de vapeur ont augmenté de 61%.



La situation des revenus était aussi sombre. GE hémorragie a généré des charges de 400 millions de dollars liées à ses contrats de services contractuels (CSA) au cours du trimestre, qui ont encore pesé sur les revenus de la division. Selon M. Miller, ces charges résultent d'un problème critique d'oxydation qui affecte la durée de vie d'un composant à une seule lame de la première génération de turbines à gaz à haute performance de GE.

Cette question a été mise au jour dans les médias en septembre dernier à la suite de la rupture d'une lame à la station Colorado Bend d'Exelon, d'une capacité de 1 088 MW, installée au Texas en juin 2017 et dotée de deux turbines à gaz à cycle combiné 7HA. Trois jours plus tard, le fournisseur français EDF a fermé l'usine de Bouchain, une installation HA qui vantait l'efficacité révolutionnaire de la technologie de la turbine lorsqu'elle est entrée en service en 2016, pour remplacer les aubes. Le 25 janvier, Reuters a annoncé que le Japonais Chubu Electric avait été mis au courant du problème de pales en octobre et que, depuis, son temps de fonctionnement était limité, l'une de ses deux unités HA pour le remplacement des pales devait être finalisée à la fin du mois. Plusieurs autres propriétaires de turbines à gaz HA dans le monde semblent être touchés.

Reuters, qui cite deux présentations distinctes de GE qu'il a examinées, a indiqué que GE avait été informé d'un problème similaire concernant les aubes de la turbine GE 9FB, un prédécesseur de la haute disponibilité, et d'un modèle de turbine classique de GE représentant moins de 1% de la production mondiale de gaz de GE. Flotte de turbines - après la rupture d'une aube en 2015 dans une centrale non divulguée, ce qui a incité l'entreprise à travailler sur de nouveaux revêtements protecteurs et à modifier le traitement thermique des pièces. «Les composants HA étaient en développement avant le problème initial de 9FB, et les unités HA ont commencé à être expédiées pendant que l'analyse des causes fondamentales était en cours et avant de déterminer qu'il s'agissait d'un problème qui affectait la flotte de 9FB et l'AH, "GE a déclaré dans une déclaration à Reuters.

GE remplace actuellement les aubes de près de 50 turbines 9FB et 52 HA. "Nous exécutons le plan que nous avons élaboré pour résoudre le problème", a déclaré un porte-parole de GE à POWER le 6 février. "Les réactions des clients ont été positives." continué à choisir le HA, qui reste la flotte de turbines à technologie de pointe à la croissance la plus rapide au monde, "

La semaine dernière, Miller a déclaré que les charges de 400 millions de dollars liées à la débâcle des turbines comprennent les coûts de service, tels que les heures supplémentaires. Au troisième trimestre, GE a également encaissé 240 millions de dollars de garanties et autres charges à payer liées au problème des pales, a-t-elle noté. Culp, quant à lui, a laissé entendre que les problèmes de pales de la société étaient en cours. Les coûts liés à la question sont "vraiment fonction de sortir et de remplacer efficacement ces lames plus tôt que prévu" car la durée de vie utile est effectivement plus courte que nous avons malheureusement prévue ", a-t-il déclaré la semaine dernière.

Bien que coûteux, le problème des pales n'est que l'un des rares problèmes à GE Power. GE a également engagé des coûts de 350 millions de dollars liés à des projets liés au système d'alimentation en gaz. «Comme au troisième trimestre, nous continuons à rencontrer des problèmes d'exécution de projets qui entraînent des dommages-intérêts liquidés ainsi que des problèmes d'exécution des partenaires», a déclaré Miller. Les perspectives ne sont pas beaucoup plus brillantes. «Dans l'ensemble, nous considérons que le marché des turbines à gaz à usage intensif sera à plat au cours des prochaines années et nous voyons une

occasion importante d'améliorer notre propre exécution», a-t-elle déclaré.

Un brouillard de perturbation

Selon Culp, la "sous-performance" de la division Power, beaucoup plus maigre, était due à plusieurs causes - principalement le fait que les perspectives de la société avaient été obscurcies auparavant par le brouillard de la perturbation, a-t-il suggéré.

«Tout d'abord, comme je l'ai dit le trimestre dernier, nous étions en retard pour accepter les réalités des pressions séculaires et cycliques sur le secteur», a déclaré Culp. «Des données récentes suggèrent que le marché des nouvelles capacités de production se situe entre 25 et 30 GW dans un avenir prévisible. Nous continuons de croire que le gaz jouera un rôle important dans l'électrification mondiale, mais nous devons redimensionner notre structure de coûts, nos dépenses en immobilisations et nos chaînes d'approvisionnement à cette nouvelle réalité. »

GE devra rester enraciné, a-t-il déclaré. «Adopter la réalité du marché signifie créer des perspectives de recettes plus appropriées, davantage fondées sur la réalité de notre carnet de commandes de 92 milliards de dollars, plutôt que sur l'espoir de nouvelles commandes non encore gagnées.»

L'activité Power est également confrontée à «un certain nombre de vents contraires non opérationnels», a déclaré Culp. «Cela inclut les règlements juridiques et l'érosion de projets hérités, principalement dus à l'acquisition d'Alstom. Les effets de l'affacturage des créances à long terme et d'autres programmes ont également eu lieu. »Culp semblait optimiste quant à la résolution de ces problèmes. "Au cours des prochaines années, ces effets devraient diminuer considérablement", a-t-il déclaré.

Faisant écho aux sentiments de Miller, une meilleure exécution dans le secteur Énergie était également justifiée, et cet effort nécessitera «une gestion quotidienne améliorée de la façon dont nous vendons, fabriquons et entretenons nos produits», a déclaré Culp. GE Power, par exemple, avait auparavant des équipes distinctes de responsables chargés de la mise en service de nouvelles centrales, de la possession de la période de garantie et de la supervision des contrats de service après la garantie.

«Nous présentons maintenant un visage au client, qui est responsable de la meilleure réponse économique à long terme, à la fois pour le client et pour GE. Nous mettons l'organisation des ventes sous un seul leader possédant une expertise approfondie du domaine et nous coordonnons mieux les négociations de contrat. Nous avons maintenant plus de personnes expérimentées possédant des négociations et responsables du coût du projet. »

GE simplifie également les contrats. «Nous avons effectué des évaluations des risques de nos 400 contrats d'équipement existants afin de déterminer les coûts et les risques d'exécution. Nous avons également effectué une évaluation similaire sur les 750 contrats CSA afin d'identifier le risque de prix et d'utilisation. Nous avons revu nos processus de souscription commerciale afin de définir des engagements et des rendements plus réalistes dès le début. »Ces efforts ont jusqu'à présent permis d'identifier des charges de 400 millions de dollars.

S'attaquer à ces "causes profondes" prendrait du temps, "mais nous nous améliorons et je suis convaincu que ces changements se produiront", a-t-il noté. Les clients de GE Power sont également confiants, a-t-il déclaré : «Ils nous soutiennent. Ils veulent que nous réussissions et ils veulent savoir comment ils peuvent aider. »

—Sonal Patel est un éditeur associé de POWER (@sonalcpatel, @POWERmagazine).

EIA: la révolution du schiste et les énergies renouvelables dominent le mix de production jusqu'en 2050



Selon les dernières perspectives annuelles de l'Energy Information Administration des États-Unis, la croissance du secteur de l'énergie aux États-Unis sera composée à

parts égales de gaz et de ressources écologiques au cours des trois prochaines décennies.

Cela devrait signifier des prix plus bas ou stables pour les consommateurs, bien que certains craignent que cela signifie aussi un portefeuille de réseau moins diversifié, a indiqué l'EIA dans son rapport annuel Energy Outlook.

Cela ne surprendra guère les observateurs avertis du secteur de la production d'énergie domestique, mais les statistiques démontrent que le gaz naturel et les énergies renouvelables ont dominé la catégorie des nouvelles constructions ces dernières années et le resteront probablement jusqu'en 2050. Sur le front de l'énergie globale, l'EIA note quelque chose ne s'est pas vu depuis 70 ans : les États-Unis deviendront un exportateur net d'énergie à partir de 2020 et au moins pour les trois prochaines décennies.

L'augmentation historique de la production de gaz de schiste et de pétrole, repoussant cette enveloppe d'exportation, aura également un impact à long terme sur la production d'électricité. La génération de centrales au gaz consolidera sa position de leader dans le mix de production, passant de 1,5 billion de kWh l'année dernière à 2,1 tkWh d'ici 2050. Son pourcentage du mix de production passera de 34% à 39% au cours de la même période.

Les énergies renouvelables vont augmenter encore plus vite. Le total des kWh générés par les énergies solaire, éolienne et autres énergies renouvelables va plus que doubler au cours des 32 prochaines années, passant de 700 milliards en 2018 à 1 700 milliards en 2050, portant ainsi sa participation dans le mix de production américain à 31%.

Le nucléaire ne baissera que légèrement, malgré les nombreuses mises hors service de centrales et la faible croissance des nouvelles constructions, passant de 800 milliards de kWh générés en 2018 à 700 d'ici 2050. La part du nucléaire dans le mix de production pourrait toutefois baisser de 19% à 12% actuellement. Le gaz naturel, le solaire et le vent, plus économiques, gagnent en importance.

La part du charbon dans la production d'énergie aux États-Unis sera réduite de moitié, passant d'environ 2 000 milliards de kWh produits par an au cours de la dernière décennie à 1 000 milliards en 2050.

La génération alimentée au gaz est connue pour émettre seulement la moitié du dioxyde de carbone du charbon, mais tous les groupes environnementaux ne sont pas ravis de l'impact écrasant de la révolution du gaz de schiste. L'Union of Concerned Scientists a averti que ce que l'on appelle une dépendance excessive à l'égard du gaz naturel pour les centrales électriques saperait les efforts visant à réduire la pollution par le carbone.

En fait, l'UCS a cité le rapport de l'EIA en notant que la réduction des émissions aux États-Unis se stabilisera après 2022 en raison de l'augmentation de la production au gaz et de la suppression progressive des crédits d'impôt fédéraux pour les énergies renouvelables.

La baisse de la production d'énergie nucléaire sans émissions jouera également un rôle.

«L'EIA prédit que les centrales nucléaires continueront à avoir des difficultés économiques principalement à cause du gaz naturel bon marché. Remplacer les centrales nucléaires par du gaz naturel contribue également à la hausse des émissions, comme le montrent les prévisions de l'EIA », a déclaré Steve Clemmer, directeur de la recherche et de l'analyse de l'énergie à UCS, dans un communiqué. «... Le maintien de la sécurité des centrales nucléaires en exploitation jusqu'à ce qu'elles puissent être remplacées par l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et d'autres technologies à faible émission de carbone contribuerait à éviter ce résultat.»

Par Rod Walton

Nouvelle filtration d'air pour les turbines à gaz



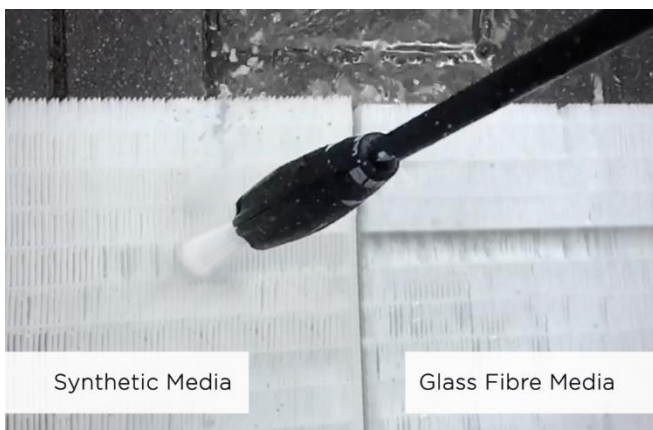
Les nouveaux filtres synthétiques compacts ont montré une grande capacité de rétention de la poussière et une faible perte de charge, rapporte Roberta Prandi.

Le spécialiste de la filtration de l'air, Mann + Hummel, a lancé les filtres compacts Aircube Pro Power S et Nanoclass Cube Pro Power S pour la filtration de l'air dans les turbines à gaz, conçus pour traiter les particules fines pour la première et les ultra-fines pour la seconde.

Frank Spehl, directeur de la R & D chez Mann + Hummel, Vokes Air GmbH, Allemagne, a expliqué que le nouveau média filtrant est la réponse aux défis auxquels les exploitants d'installations de turbines à gaz sont confrontés lorsqu'ils doivent s'assurer que le moteur est alimenté en air pur. Que les turbines à gaz fonctionnent sur des sites terrestres ou offshore, certains problèmes sont courants et incluent l'encrassement des aubes de compresseur, la durée de vie du filtre, la chute de pression du système, la défaillance du filtre et la corrosion par l'eau et le sel.

«Le marché des filtres à turbine à gaz est dominé jusqu'à présent par les supports en microfibres de verre, qui présentent certains inconvénients, tels que la sensibilité aux contraintes mécaniques, une résistance à l'eau mineure, une production complexe pour sécuriser les supports avec protection de grille et des agents hydrophobes, pour ne nommer que ceux-ci. quelques-uns », a déclaré Spehl.

L'aspect positif des supports en fibres de verre, par rapport aux supports synthétiques classiques, est qu'il n'y a pas d'effet de décharge et qu'il n'y a donc pas de perte d'efficacité majeure en cours d'exploitation.



Mann + Hummel a effectué un test à l'eau pour comparer les performances des supports synthétiques et des fibres de verre. Il a indiqué que le nouveau support de base synthétique de Aircube Pro Power S offre une résistance bien supérieure aux contraintes mécaniques.

Le nouvel Aircube Pro Power S utilise un nouveau support de base synthétique offrant une résistance aux contraintes mécaniques bien supérieure à celle des supports en fibre de verre et une efficacité élevée et stable pendant le fonctionnement. Le média, développé par Mann + Hummel en coopération avec un partenaire, est nouveau sur le marché des turbines à gaz fixes et résiste à l'eau et au sel tout en étant extrêmement robuste - un test effectué dans un laboratoire indépendant a montré une très grande valeur de résistance à l'éclatement à 35 000 m³ / h au dessus de 8 000 Pa.

«La conception de construction de ces filtres est adaptée au nouveau média, nous pouvons donc offrir des profondeurs d'installation de seulement 300 et 420 mm pour les deux modèles de filtres», a ajouté Spehl. «Les filtres existants avec des supports en microfibre de verre posés par voie humide sont généralement disponibles avec une profondeur d'installation de 600 mm.»

La chute de pression et la capacité de rétention de la poussière (DHC) ont également été testées sur les Aircube Pro Power S et les Nanoclass Cube Pro Power S par un institut de test indépendant et accrédité. Elles ont révélé une perte de charge de 100 Pa et 1,438 g pour DHC, conformément à la norme ISO 16890. méthode (chargée à la perte de charge finale de 300 Pa avec la poussière de test fine ISO AC).

Selon Mann + Hummel, ces valeurs sont actuellement les meilleures du marché, d'autant plus que l'impressionnant DHC est atteint avec une taille de filtre de seulement 592x592x420 mm et un poids de seulement 9,6 kg.

«Les supports Aircube Pro Power S, même s'ils reposent sur une base synthétique, ne montrent aucun effet de décharge, ce qui est le phénomène le plus observé aujourd'hui sur les supports synthétiques standard», a déclaré Spehl. «À titre de première indication, vous ne constatez aucune baisse d'efficacité après le traitement à l'isopropanol pour le test ISO 16890.»

Un autre test de la suie (le comportement vis-à-vis de la suie est important pour les applications offshore) a été réalisé sous forme de test du support de feuille plate dans les laboratoires Mann + Hummel, afin de vérifier les performances du filtre. Dans un test unique de Mann + Hummel (développé à l'origine pour les applications automobiles), les performances de la microfibre de verre ont été comparées à celles du nouveau média synthétique. Le résultat de ce test montre une meilleure performance en DHC et en efficacité pour le support synthétique par rapport au micro-verre. Les nanoparticules de suie sont souvent utilisées pour décharger le support des forces d'attraction électrostatiques. Le deuxième résultat positif du test Mann + Hummel confirme qu'il n'y a pas de décharge avec le nouvel Aircube ProPower S.

«Avec les turbines à gaz dans les applications offshore - généralement utilisées pour la compression de gaz ou la production d'électricité et fonctionnant en charge de base - les prises d'air doivent fonctionner dans certains des environnements les plus difficiles de la planète. Pour les exploitants de telles applications, le coût du filtre n'est pratiquement pas un problème en raison du travail précieux qu'ils accomplissent pour protéger la turbine à gaz et garantir des performances optimales », a déclaré M. Spehl.

Dans ces applications, les filtres finaux Efficiency Particulate Air (EPA) sont choisis pour leur filtration haute efficacité qui protège les aubes de turbines à gaz de l'encrassement. Cependant, Spehl a expliqué que ces filtres présentent quelques difficultés: «Généralement, dans les installations offshore, l'espace pose problème et les prises d'air sont de petite taille. Dans un tel agencement, chaque élément filtrant doit faire face à un débit d'air extrêmement élevé, allant jusqu'à 6000 m³ / h.

«Lorsque la perte de charge augmente avec l'efficacité de la filtration, les filtres EPA peuvent faire en sorte que la pression différentielle atteigne des niveaux inatteignables. Considérant que, en règle générale, une augmentation de 50 Pa de la perte de charge correspond à une baisse de 0,1% de la puissance de la turbine, il est clairement important de choisir un filtre avec une perte de charge aussi faible que possible. »

Le débit élevé signifie également que les filtres - en particulier lors de la dernière étape - doivent présenter une très grande résistance à l'éclatement; un filtre cassé peut causer des dommages considérables aux aubes du compresseur s'il est ingéré par une turbine à gaz.

L'emplacement éloigné des plates-formes offshore pose un autre défi, car l'envoi de nouveaux filtres dans ces installations est généralement coûteux, en plus du temps d'immobilisation nécessaire pour changer les filtres, ce qui est particulièrement malvenu pour les turbines à gaz fonctionnant 8 000 heures par an. Par conséquent, la durée de vie du filtre est un élément important du premier choix du client ou d'un projet de modernisation. «Cela dépend essentiellement de la quantité de contaminants qu'un filtre peut retenir avant que la perte de charge atteigne un niveau inacceptable. Un filtre surchargé est également plus susceptible d'éclater. Il est donc crucial de le remplacer rapidement et de choisir une capacité de rétention élevée de poussière. »

Spehl a indiqué qu'avec les filtres Aircube Pro Power S et Nanoclass Cube Pro Power S, l'intervalle de maintenance standard est compris entre 18 et 24 mois, en fonction du profil de fonctionnement et de la préfiltration (c'est-à-dire sur le dépoussiéreur utilisé). En règle générale, un filtre à air fonctionnant 24 heures sur 24 avec des débits élevés atteint un intervalle de maintenance d'environ 20 mois.

Enfin, les prises d'air dans les applications offshore doivent supporter des niveaux élevés d'eau et de sel, ainsi que des particules de poussière. Dans l'air de combustion en mer, on peut trouver du potassium, du sodium, du soufre, de la suie et des brouillards d'huile qui posent tous des problèmes aux aubes de turbines à gaz. Spécifiquement, les alcalis en combustion conjointement avec le soufre provoquent une corrosion à chaud des aubes.

Dans les usines à terre, les filtres à air présentent un ensemble de défis similaires, mais il y a généralement plus d'espace disponible. «Les prises d'air sont généralement beaucoup plus grandes sur la terre ferme et n'ont pas non plus les mêmes contraintes de poids,

ce qui signifie qu'en moyenne, la prise d'air doit avoir un débit compris entre 3 400 et 4 250 m³ / h par élément filtrant, ce qui permet une plus grande flexibilité.»

Spehl a conclu que Mann + Hummel envisagerait d'augmenter la gamme de nouveaux filtres. Il a également déclaré que ces filtres seraient également de plus en plus utilisés à l'avenir dans les applications ferroviaires.

www.mann-hummel.com

Conçu pour des conditions extrêmes : Batterie de Stockage dans le désert de Mojave

Lorsque Doosan GridTech a installé un système de stockage d'énergie sur batterie (BESS) de 25 MVA / 10 MWh pour le département de l'eau et de l'électricité de Los Angeles (LADWP) sur son site de la centrale solaire Beacon dans le comté de Kern en Californie, la société a lancé une conception stratégique des éléments qui ont permis au système de fonctionner de manière fiable dans l'un des endroits les plus inhospitaliers de la planète, tout en répondant aux exigences de réactivité et de performances élevées du service public.



1. Cette vue aérienne montre le système de stockage d'énergie par batterie Beacon (BESS) et la centrale solaire Beacon, situés dans le désert de Mojave en Californie. Le BESS a été conçu pour fonctionner dans des conditions climatiques extrêmes. Gracieuseté : LADWP

En raison de son emplacement dans le désert de Mojave (Figure 1), LADWP avait besoin de son premier système BESS à l'échelle de services publics pour offrir une fiabilité maximale - 99% sur 10 ans - tout en tenant compte des cas d'utilisation suivants:

- Contrôle de la fréquence pour respecter et maintenir les spécifications de fréquence de la North American Electric Reliability Corp. et de la Federal Energy Regulatory Commission en tant qu'autorité d'équilibrage.

- Stockage d'énergie pour démontrer la capacité du projet à compenser la production d'énergie renouvelable.

- Prise en charge de la tension pour permettre des ajustements de la puissance réactive sur la ligne de transport de 230 kV afin d'atténuer les hausses et les baisses de tension dues aux fortes variations de la production et de la charge énergétiques pendant la journée.

- Tests de performance pour démontrer la fiabilité à long terme et à l'échelle commerciale de la technologie de stockage d'énergie.

Compte tenu de ces cas d'utilisation, de la technologie de stockage d'énergie des batteries et des conditions de température extrêmes du désert de Mojave, Doosan GridTech a utilisé une méthodologie de conception N + 1 et une fonction de basculement intelligent pour fournir un BESS avec un temps d'arrêt système minimum pour la maintenance et les réparations.

L'approche de conception met en équilibre les aspects économiques et la fiabilité tout en garantissant que le système respectera ses garanties de performances. Alors que la méthodologie N + 1 est couramment utilisée dans les applications utilitaires critiques, c'est la première fois que cette stratégie et l'investissement financier correspondant sont acceptés par LADWP afin d'assurer le plus haut degré de fiabilité de son installation phare de stockage de batteries.

Résilience de la conception N + 1.

En termes simples, cette conception N + 1 signifie que le système BESS est conçu pour respecter les capacités de performances pour une période de service de 10 ans, même si un équipement majeur est hors service pour une raison quelconque. En effet, la maintenance de routine et les autres temps d'arrêt peuvent se produire sans aucune réduction ou limitation du système. Doosan a intégré une redondance complète de plusieurs systèmes critiques pour garantir que le système continue de fonctionner à des températures extrêmes allant de 0F à 115F.

En raison de la distance de deux heures de route du centre-ville de Los Angeles, le Beacon BESS devait également être conçu de manière à minimiser la maintenance dans des conditions météorologiques extrêmes. Voici certaines des mesures prises par l'entreprise :

- Des équipements surdimensionnés ont été utilisés, tenant compte à la fois de la conception N + 1 et des

considérations de température extrême, tout en offrant une capacité de 25 MVA et 10 MWh. Un climat plus tempéré ne nécessiterait que 10 onduleurs de 2,5 MVA. Mais comme les performances de l'onduleur diminuaient sous une chaleur extrême, 12 onduleurs de 2,5 MVA ont été installés, avec une unité supplémentaire ajoutée pour garantir le fonctionnement du système en cas de défaillance d'un onduleur ou d'un conteneur.

- Des conteneurs de batterie hautement isolés ont été installés pour améliorer l'efficacité du chauffage, de la ventilation et de la climatisation (CVC).

- Des systèmes de contrôle renforcés ont été inclus, avec un ordinateur de contrôle et des commutateurs de réseau pouvant supporter des températures supérieures à 160F.

- Un groupe électrogène diesel de secours sur site a été installé, capable d'alimenter les systèmes de CVC et de surveillance pendant sept jours tout en maintenant les conditions de température de la batterie dans les conditions de la garantie. En raison de la forte probabilité d'un séisme majeur en Californie, il fallait suffisamment de carburant pour sept jours de fonctionnement d'une génératrice afin que LADWP puisse se concentrer sur des efforts de récupération plus prioritaires. Si ce projet n'avait pas été construit dans une zone sismique élevée, il aurait peut-être été acceptable d'utiliser moins de carburant ou une solution non permanente telle que les connexions de générateurs mobiles.

- Une redondance complète est fournie pour le système CVC à batterie. Les exigences de conception de 10 tonnes pour le refroidissement de chaque conteneur ont été doublées, permettant une redondance de 100% pour un total de 20 tonnes de refroidissement et utilisant plusieurs étapes pour un fonctionnement efficace.

- Deux transformateurs d'alimentation auxiliaires ont été installés pour assurer la redondance de la distribution d'énergie auxiliaire. Cela permet de mettre un transformateur hors service pour des raisons de maintenance, tandis que l'autre est disponible pour continuer à faire fonctionner le système CVC.

- Deux systèmes de contrôle sur site ont été créés dans une configuration de secours d'urgence. Ainsi, en cas d'échec de l'un, l'autre prendra automatiquement le relais et continuera à gérer le système.

- Une boucle de réseau à fibres optiques redondante a été installée entre tous les composants BESS, éliminant ainsi tout point de défaillance de la communication.

- Par mesure de sécurité supplémentaire, des charnières de porte surdimensionnées, des boulons de porte et des loquets de porte ont été installés sur chaque conteneur afin de les protéger des vents violents dans la région.

Mis à l'épreuve

L'activité de stockage d'énergie des batteries est un secteur de la production et de la distribution d'électricité en croissance rapide. Cependant, certains aspects de la technologie et certains cas d'utilisation en sont encore à un stade précoce de développement. Le projet Beacon BESS, doté de 19 millions de dollars, représentait un enjeu de taille et il importait de veiller à ce que la technologie fasse ses preuves dans des conditions de fonctionnement extrêmes et des conditions météorologiques extrêmes.

Pour prouver la méthodologie de conception N + 1 et satisfaire à l'exigence de redondance de 100%, le système a été soumis à des tests d'acceptation des performances pendant 90 jours. Les cinq premiers jours d'essais ont duré trois heures et comprenaient un cycle de charge de 30 minutes / 20 MW et un cycle de décharge de 30 minutes / 20 MW suivi d'un cycle de charge de 60 minutes / 10 MW et d'un cycle de 60 minutes / Cycle de décharge de 10 MW, tout en produisant et en consommant simultanément 15 MVAR de puissance réactive. Cela a été suivi de 85 jours de production de 15 MVAR et de consommation de puissance réactive pour supporter la tension sur la ligne de transport de 230 kV. Le système a obtenu avec succès une disponibilité de 99,9% pour les 90 jours de test, dépassant les attentes. Quelques heures seulement ont été nécessaires pour optimiser la boucle de contrôle du retour afin d'améliorer les performances lors de la transition entre les points de consigne planifiés.

Mise en service commercial début octobre 2018, le Beacon BESS a été construit aux côtés de nouvelles centrales solaires photovoltaïques (PV) totalisant 570 MW. Cela permettra également un développement supplémentaire dans l'un des meilleurs emplacements photovoltaïques du pays.

—Jason Yedinak, PE est responsable de l'ingénierie de l'énergie, et Anna Edwards est ingénieure en systèmes d'alimentation chez Doosan GridTech à Seattle, dans l'État de Washington.

Une turbine à gaz fonctionnant à 100% d'hydrogène dans un projet australien



L-R: Luca Maria Rossi, Rod Christie, Attilio Pigneri, Tristram Travers Photo: Baker Hughes

Lors de sa vingtième réunion annuelle à Florence, en Italie, Baker Hughes, une société de GE, a annoncé la signature d'un accord avec H2U, le principal développeur d'infrastructures de l'hydrogène en Australie. L'accord prévoit l'utilisation de la technologie de la turbine à gaz NovalT de BHGE pour exploiter à 100% l'hydrogène dans le cadre du projet de Port Lincoln, une centrale verte à l'hydrogène située en Australie méridionale.

En collaboration avec Thyssenkrupp, H2U construira une usine d'électrolyse de l'eau de 30 mégawatts (MW), ainsi qu'une installation de production durable d'ammoniac, près de Port Lincoln, dans le sud de l'Australie.

Le projet intégrera de nouvelles technologies pour l'hydrogène, notamment une usine d'électrolyseur de 15 MW, une installation de production distribuée d'ammoniac, une turbine à gaz à hydrogène de 10 MW et une pile à combustible à hydrogène de 5 MW, qui alimenteront le réseau. Elle devrait être achevée en 2020 et sera l'une des premières usines commerciales à produire de l'ammoniac vert sans dioxyde de carbone à partir de ressources renouvelables intermittentes.

L'ammoniac vert peut être utilisé comme engrais industriel pour les agriculteurs et les exploitants d'aquaculture.

Attilio Pigneri, PDG de H2U, a déclaré : «Les groupes électrogènes NovalT ont été choisis pour la centrale verte à hydrogène, car ils peuvent fonctionner à tout

moment à l'hydrogène». "La conception de la chambre de combustion annulaire et la configuration à double arbre permettront à l'unité de fournir une capacité de démarrage en noir de toute première classe tout en fonctionnant à 100% d'hydrogène", a déclaré Pigneri.

«Nous sommes impressionnés par la flexibilité d'exploitation de la plate-forme et sa capacité à fonctionner avec une capacité de charge faible à vide, puis à très rapidement atteindre la pleine charge.

«Cela signifie que nous pouvons utiliser les unités pour supporter des charges critiques dans l'installation de Port Lincoln, tout en contribuant également à la production d'électricité sur le réseau pendant les périodes de faible production éolienne ou solaire. L'hydrogène étant également produit par l'usine d'électrolyse sur site, nous disposons donc d'une solution véritablement autonome pour renforcer l'approvisionnement en énergies renouvelables au sein du réseau de l'Australie méridionale. »

Luca Maria Rossi, responsable de la technologie chez Turbomachinery Process & Solutions chez BHGE, a déclaré : "La collaboration avec H2U vise à garantir que les émissions de NOx d'une turbine à 100% à hydrogène puissent être gérées dans les limites applicables"

«En nous appuyant sur notre expérience précédente en matière de production d'hydrogène dans le projet Fusina, nous pouvons fournir les mêmes capacités de pointe et les mêmes caractéristiques de conception que la plate-forme NovalT, tout en fonctionnant à 100% en hydrogène.»



NovalT 16 turbine à gaz

«Alors que le coût de l'énergie renouvelable continue de diminuer dans le monde, l'hydrogène est le vecteur idéal de la génération d'énergie renouvelable pour répondre à la demande».

«L'Australie du Sud est à l'avant-garde des développements d'infrastructures de production d'énergie renouvelable et d'hydrogène, et nous sommes très heureux de pouvoir travailler avec H2U pour présenter nos produits sur cet important marché.»

La centrale de Port Lincoln est l'un des 21 projets à bénéficier d'un financement du Fonds pour les technologies renouvelables du gouvernement de l'Australie-Méridionale, qui vise à accélérer les investissements dans la prochaine génération de technologies renouvelables. Parmi les autres projets, citons les micro-réseaux, les centrales électriques virtuelles, les batteries à l'échelle du réseau et les projets hydroélectriques à pompe.

Par Drew Robb

Quand les turbines à gaz deviennent des cordes de sauvetage



Raul Pereda, président et chef de la direction de PW Power Systems LLC, donne son point de vue sur le marché des turbines à gaz et les projets de son entreprise.

Quel est le créneau de PWPS sur le marché de l'énergie ?

PW Power Systems (PWPS) sert de nombreux types de clients qui ont besoin de solutions de production d'énergie flexibles et fiables. En règle générale, nos clients ont des spécifications ou des défis commerciaux uniques qui nécessitent que notre équipe apporte une approche personnalisée à chaque projet. De la conception technique à l'installation, en passant par les services après-vente, PWPS se distingue en travaillant avec les clients pour créer et optimiser des solutions personnalisées. L'innovation est née de la collaboration de nos professionnels chevronnés avec de nouveaux clients à long terme qui apprécient la valeur des relations que nous entretenons.

Bien que nos turbines soient souvent installées pour des opérations à long terme à grande échelle, nous sommes également spécialisés dans les interventions d'urgence mobiles. Notre système d'alimentation le plus compact et le plus transportable, connu sous le nom de groupe de turbines à gaz FT8 MOBILEPAC, est largement utilisé dans le monde entier avec plus de 130 unités en fonctionnement. Chaque MOBILEPAC génère une capacité suffisante pour alimenter en électricité jusqu'à 30 000 foyers.

Nos solutions d'alimentation ont servi de bouée de sauvetage pour ceux qui en ont besoin. S'il s'agissait de connecter des communautés rurales africaines en Guinée; rétablir le courant dans une usine en panne au Venezuela; fournir de l'électricité à la Martinique, une île des Caraïbes, pendant une panne de haute saison, ou travailler sur place pour la Tokyo Electric Power Company (TEPCO) après le tremblement de terre de Tohoku en 2011 - nos solutions permettent aux collectivités locales du monde entier d'avoir accès à l'électricité même pendant temps difficiles.

Quelle différence significative voyez-vous dans les projets MOBILEPAC ces jours-ci ?

Le groupe turbine à gaz MOBILEPAC reste la technologie idéale pour les clients qui ont besoin d'une production rapide et facile à installer. Parfois, leurs besoins découlent d'événements catastrophiques nécessitant une intervention d'urgence ou d'autres événements tels que des pannes imprévues d'une grande centrale.

Par exemple, en 2015, la ville algérienne de M'Sila a connu une série de pénuries d'électricité paralysante lorsque deux de ses principales centrales électriques ont été fermées. M'Sila est une métropole de plus d'un million de personnes et les pannes de courant rendraient difficile pour ses habitants de vivre la pleine expérience spirituelle et culturelle du mois sacré de l'islam. Sonelgaz, la compagnie d'électricité détenue par le gouvernement en Algérie, avait besoin de notre aide pour restaurer le réseau de M'Sila à sa pleine capacité. Nous avons déployé 12 unités MOBILEPAC et, à la deuxième semaine de Ramadan, le courant a été rétabli dans la ville et des musulmans observateurs de la région ont rompu le jeûne chaque soir avec leur famille et leurs amis. En outre, les hôpitaux et les centres communautaires locaux ont pu continuer à fonctionner.

Outre les projets d'intervention d'urgence, l'unité MOBILEPAC est utilisée dans de nouvelles applications énergétiques telles que le pétrole et le gaz. PWPS a récemment conclu un accord avec US Services (USWS) pour la fourniture d'unités MOBILEPAC permettant d'alimenter des systèmes de fracturation hydraulique électriques utilisés dans la production de pétrole et de gaz non conventionnels. Notre partenariat avec USWS augmentera la capacité de production d'électricité, la mobilité et l'évolutivité de sa prochaine génération de flottes de fracturation électriques, tout en réduisant les investissements en capital.

Quelles régions géographiques se prêtent à de telles spécifications ? Et pourquoi ?

Nos produits et services aident les clients du monde entier. Nous fournissons des solutions de sécurité énergétique pour faire face à de nombreuses situations différentes, allant de simples applications de pointe aux environnements plus dynamiques avec une forte pénétration des énergies renouvelables, des régions isolées nécessitant leur propre approvisionnement en énergie et des situations d'urgence pouvant survenir n'importe où.

Quelques exemples récents incluent Porto Rico, le Mexique et le sud des États-Unis qui ont été frappés par de violentes tempêtes. En 2017, cinq mois après que l'ouragan Irma et Maria aient dévasté l'île de Porto

Rico et mis le système d'électricité du pays en état de destruction totale, 400 000 personnes étaient toujours privées d'électricité. PWPS continue de travailler avec les fournisseurs d'énergie de toutes ces régions pour voir ce qu'il est possible de faire de plus pour améliorer la résilience future du réseau.

PW Power Systems a constaté un besoin régulier de centrales supplémentaires dans des régions en développement telles que l'Afrique du Nord, centrale et occidentale. Dans les pays où l'infrastructure électrique est en cours de développement, notre technologie mobile peut prendre en charge les réseaux existants. À ce jour, nos unités MOBILEPAC ont été déployées en Algérie, en Guinée et au Soudan. En juin 2017, PWPS a mis en service deux unités MOBILEPAC en Libye, offrant à des milliers de personnes une flexibilité en matière de carburant et une alimentation hautement fiable, ainsi que des infrastructures essentielles.

Comment la cession de P & W à Mitsubishi a-t-elle profité à votre entreprise ?

Pour PWPS, le plus important est d'aider nos clients à réussir. Depuis son arrivée dans la famille Mitsubishi Heavy Industries en 2013, puis sa transition vers sa coentreprise Mitsubishi Hitachi Power Systems en 2017, PWPS continue de fonctionner avec la souplesse et la rapidité dont ont besoin nos clients. Faire partie de MHPS nous permet de tirer parti de nombreuses synergies au sein de l'organisation et de tirer parti de ses énormes ressources mondiales pour mieux servir le marché. Ensemble, nous sommes en mesure de maximiser les opportunités grâce à notre présence sur le marché mondial, à notre technologie de génération de turbines à gaz et à nos capacités clé en main.

Développez-vous une nouvelle technologie dans les modèles existants ?

Alors que nos clients FT4000 et FT8 actuels apprécient les performances et la fiabilité exceptionnelles de ces produits, nous ne cessons jamais de chercher des moyens de nous améliorer. Les développements de produits PWPS augmentent l'efficacité et la flexibilité de nos packages et réduisent le coût total de possession. En tant qu'OEM, nous mettons à jour en permanence nos produits avec de nouvelles technologies, des

améliorations matérielles et conceptuelles, ainsi que des capacités de carburant de remplacement demandées par nos clients. Les connaissances et l'expérience accumulées par PWPS en matière de flotte ont inspiré les avancées du marché des pièces de rechange en matière de révision et de réparation, de pièces de rechange et de mises à niveau, nous permettant de répondre aux besoins de nos clients pendant toute la durée de vie de chaque usine.

Sur les deux fronts, en développant de nouvelles technologies et en explorant de nouvelles façons d'utiliser les technologies existantes, notre objectif est de prendre en charge les situations les plus exceptionnelles pour fournir de l'énergie dans le monde entier.

À mesure que la capacité renouvelable augmente, les turbines à gaz constituent une solution idéale pour équilibrer les énergies renouvelables intermittentes.

Par le personnel et les contributeurs TMI.

Est-il temps de réduire la viscosité des huiles lubrifiantes pour améliorer l'efficacité ?



La demande constante du marché pour disposer de machines plus efficaces, permettant ainsi des économies d'énergie et des réductions d'émissions, a incité les fabricants à rechercher des améliorations, même dans des domaines qui n'avaient jamais été explorés ni évalués jusqu'à présent. Un article intitulé «Développement, essais et qualification d'huile innovante à faible viscosité dans les applications de turbomachines» présenté par Lorenzo Naldi et Massimo Camatti de Baker Hughes, une société GE, et Manuela Toscanini et Marco Lattuada de Eni SpA - Département de la recherche et de l'innovation technologique au

Selon le Symposium 2018 en Asie sur les turbomachines, une nouvelle huile pour turbines ayant une viscosité inférieure à celle des lubrifiants de turbomachines classiques peut permettre de réaliser des économies d'énergie.

Pendant de nombreuses années, la viscosité de l'huile de lubrification pour application dans les turbomachines industrielles a été un paramètre prédéterminé et, en gros, une norme de l'industrie définie sur deux valeurs de référence : 32 cSt et 46 cSt à 40 degrés. C. En maintenant la viscosité de l'huile inchangée, les constructeurs OEM ont développé leurs produits et leurs technologies, apportant des améliorations significatives en termes de performances des machines et de densité de puissance. Dans le même temps, les sociétés pétrolières ont mis à disposition des produits de lubrification de meilleure qualité, dotés de propriétés améliorées en ce qui concerne la résistance au vieillissement et les caractéristiques anti-usures.

Les auteurs des sociétés du journal ont commencé en 2010 à réfléchir à la possibilité de réunir leurs compétences respectives et leurs efforts pour développer une huile innovante qui pourrait contribuer à améliorer la technologie des turbomachines et son industrie. Après des discussions approfondies évaluant plusieurs domaines de travail potentiels, il a été décidé d'aborder l'étude d'une huile de faible viscosité (15-22 CSt. @ 40 ° C) en gardant à l'esprit les avantages potentiels suivants :

- Augmenter l'efficacité globale des machines en réduisant les pertes visqueuses mécaniques et la génération de chaleur correspondante
- Améliorer le comportement de lubrification des roulements et minimiser la température du patin à très grande vitesse de glissement de l'arbre des turbomachines hautes performances de pointe
- Réduire les besoins en débit d'huile et optimiser la conception des systèmes d'huile de graissage

Parmi plusieurs huiles candidates formulées pour le domaine d'application, deux huiles de faible viscosité, de degré de viscosité (VG) 15 et de VG 22, ont été développées pour une évaluation en laboratoire. Sur la

base des coefficients dynamiques de roulement prédits avec des viscosités d'huile sélectionnées, une analyse rotordynamique de plusieurs modèles de turbomachines a été réalisée, montrant un impact limité par rapport à la viscosité de l'huile conventionnelle.

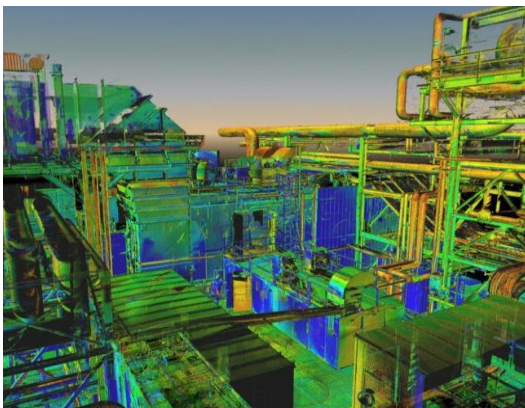
Le nouveau produit, caractérisé par un degré de viscosité de 15 cSt, a été soumis à une large gamme de tests pour évaluer ses caractéristiques et son impact sur les performances des turbomachines : la validation a été lancée à l'aide d'essais en laboratoire et s'est poursuivie par l'exécution de modèles représentatifs des familles de turbomachines dans des conditions de fonctionnement types.

Les auteurs de l'article font état d'une réduction prouvée des pertes mécaniques visqueuses des pièces rotatives lubrifiées dans une plage de 5-15% par rapport à une huile standard ISO VG 32 ; comportement et paramètres de fonctionnement en douceur des machines et des équipements auxiliaires connexes conformes à ceux enregistrés avec une huile conforme à la norme ISO VG 32.

Par le personnel TMI et les contributeurs

BALAYAGE AU LASER

Amélioration de l'exactitude des modèles désactivés pour la conversion, les modifications et les mises à niveau



Légende : Les modèles tels que créés, créés par balayage laser, ont une précision au huitième de pouce. Tous les détails autour de la turbine et du compresseur peuvent être capturés rapidement en plaçant correctement les scanners laser.

Les données et les modèles tels quels (également appelés tels quels) se réfèrent aux tailles physiques réelles, à la disposition et à l'orientation des éléments

sur site. Ce n'est pas la représentation 2D orthogonale de l'impression bleue originale, ni un modèle de conception 3D parfait. Au lieu de cela, il est le jumeau imparfait de ce qui existe dans le monde réel.

Pendant la construction, les entrepreneurs et les ingénieurs modifient et corrigent les problèmes à la volée. Les dessins de conception d'origine et les modèles 3D sont rarement mis à jour pour refléter ces ajustements.

Les unités à turbine à gaz ne sont jamais identiques, même les unités sœurs. Il peut s'agir d'un support de tuyau 6" plus loin sur la ligne, d'une poignée de vanne tournée pour éviter un conflit ou d'une erreur de l'arpenteur lors de l'établissement du coffrage. Ces différences subtiles peuvent causer des problèmes et des temps d'arrêt lorsque le prochain projet de conversion, modification et mise à niveau (CM & U) est en cours. Au cours de la vie d'une installation, ces problèmes sont aggravés par le nombre de projets exécutés.

Ruban à mesurer

Dans un effort pour fonctionner avec le plus de précision possible, les chefs de projet envoient des concepteurs et des ingénieurs armés de rubans à mesurer, d'aplombs, de caméras et de blocs-notes pour prendre des mesures et évaluer les conditions. Ils rampent dans les conduits, sous les turbines et autour des patins. Cependant, des éléments peuvent être omis, des nombres transposés et des mesures mal enregistrées.

Le balayage laser est un moyen de minimiser les reprises dues à des erreurs telles que construites. Cela se fait via une série de numérisations 3D 360° x 290° alignées avec précision pour générer une copie numérique précise et complète du monde réel. Cette copie numérique, précise à $\pm 1/8$ ", affiche la taille, l'emplacement et l'orientation de chaque élément.

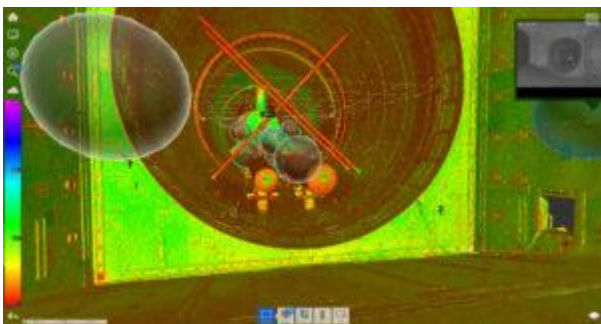
Un scanner envoie une onde lumineuse et collecte ce qui est réfléchi sous forme de masse de points. La nature complexe et la disposition de chaque GT, les injecteurs de carburant, les bidons de combustion et la configuration des collecteurs dictent le lieu et l'emplacement du scanner. Un placement incorrect entraîne une couverture partielle, des ombres (lorsqu'un objet en masque un autre) et des trous. Les meilleures pratiques sur comment et où placer le scanner et les cibles de référence ont été développées au fil du temps.

Les scanners utilisés dans les centrales électriques, les usines de traitement du pétrole et du gaz et les installations pétrochimiques sont sans danger pour les yeux et sont conformes aux mêmes protocoles de sécurité qu'un téléphone portable ou une caméra numérique classique. Ils ne génèrent pas de chaleur, ne déclenchent pas de capteurs et n'interfèrent pas avec les équipements électriques. Leur portée est supérieure à 185 mètres.

Deux géomètres peuvent généralement capturer tous les détails essentiels de l'enceinte, du module de gaz combustible, du patin de traitement de l'eau, du compartiment des accessoires, de l'entrée d'air, de la sortie d'air et de tous les équipements de structure, tuyauteries et autres équipements connexes dans une zone de 10 000 pi² en moins de deux jours.

Ce livrable de la première étape consiste en une collection de vues 2D appelée base de données visuelle. La base de données s'apparente à une visite numérique du site et permet à l'équipe de conception d'enquêter sur la zone du projet, de prendre des mesures et de vérifier les dimensions sur ses ordinateurs.

Ces données sont ensuite utilisées pour générer une réplique du modèle 3D tel que construit, communément appelé jumeau numérique. Il peut être livré dans n'importe quel format de CAO 3D classique, y compris AutoCAD, Microstation, Creo 3.0, AVEVA E3D, Catia et NX. Il faut environ 10 à 14 jours pour générer.



Légende : Balayage laser de l'intérieur d'un conduit d'admission

Les meilleures pratiques

Pour obtenir les meilleurs résultats lors du balayage laser d'un projet CM & U de turbine à gaz, certains points clés doivent être pris en compte. Il existe de nombreuses marques et modèles de scanners laser disponibles, mais ils ne conviennent pas tous pour la collecte des données nécessaires sur un projet de mesure de turbine à gaz.

La taille et le poids du scanner, la portée, la résolution, le filtrage et l'intégration de points dans un logiciel tiers souhaité sont tous des facteurs à prendre en compte.

Préparez la zone en la rendant aussi propre que possible. Enlevez les objets encombrants tels que les palettes, les boîtes, l'équipement mobile, les déchets et les échafaudages. Idéalement, la circulation du personnel et des chariots élévateurs à fourche devrait être réduite au minimum pendant la numérisation, car ils apparaissent sous forme de traînées et de fantômes.

Étant donné que le laser fonctionne dans une ligne de mire, le calorifugeage des brides et des connexions doit être supprimé pour fournir un ensemble de données plus détaillé et plus précis. La numérisation est mieux effectuée avec un ingénieur sur site qui connaît le projet et peut identifier les éléments critiques.

Dans une centrale électrique et autour d'une centrale TGCC où tout est gris, tuyaux calorifugés, colonnes en acier sur des semelles en béton, l'utilisation de la couleur est redondante. Les numérisations en niveaux de gris sont plus rapides à capturer, les tailles de fichiers sont plus petites et il y a moins de fichiers à gérer et à archiver.

Par conséquent, la plupart des équipes de conception préfèrent la numérisation en niveaux de gris car elle offre plus de contraste et des détails plus nets. Il peut être utilisé dans l'obscurité tout en produisant une résolution de qualité photo, car il ne repose sur aucun éclairage externe. La numérisation couleur peut offrir une sensation plus réaliste, mais nécessite des photographies supplémentaires, un éclairage constant, prend beaucoup plus de temps et coûte plus cher.

Avantages

Le coût approximatif d'un projet de balayage laser de deux jours équivaut à la méthode traditionnelle consistant à envoyer une grande équipe armée de rubans à mesurer et de blocs-notes.

La différence, toutefois, est que le balayage laser couvre une zone beaucoup plus vaste, est plus complet et beaucoup plus précis. Une étude Six Sigma réalisée par DuPont a conclu que le balayage laser devrait être utilisé pour tous les projets de rénovation et de modernisation, quelle que soit leur taille.

Auteur : Simon Atkinson est PDG de Texas Surveys, spécialiste de la numérisation laser haute performance et de la modélisation 3D telle que construite. Pour plus d'informations, visitez Texas-Surveys.com.

L'Algérie veut intégrer le marché espagnol de l'électricité



Le ministre algérien de l'énergie, Mustapha Guitouni. Photo : Kuna

NEWSROOM (ADV) - Les autorités algériennes et espagnoles ont engagé des négociations en vue de fournir le surplus d'alimentation en électricité de l'Algérie sur le marché espagnol, a annoncé lundi le ministre algérien de l'Énergie, Mustapha Guitouni.

A travers cette approche, le groupe algérien d'électricité et de gaz (Sonelgaz) veut partir à l'étranger pour gagner des devises et ne plus dépendre des plans d'aide de l'État.

"Il est grand temps que le groupe Sonelgaz développe ses activités d'exportation, comme l'a déjà fait Sonatrach (le groupe national des hydrocarbures)", afin de "stimuler ses investissements et cesser de compter sur l'État", a-t-il déclaré. M. Guitouni, qui précise qu'entre 5 000 et 7 000 MW produits par Sonelgaz restent inexploités.

Le 20 novembre dernier, Guitouni a annoncé que son pays avait officiellement demandé à rejoindre le marché européen des interconnexions, permettant ainsi l'exportation du surplus d'électricité produite à partir de l'énergie solaire vers l'Europe.

© Bur-csa - A.H / N.W - African Daily Voice (ADV).

Normes : acquisition de plusieurs normes par SPE

D1298 - 12b (ré-approuvé en 2017)

Signification et usage

- La détermination précise de la masse volumique, de la densité relative (densité) ou de la densité API du pétrole

et de ses produits est nécessaire pour la conversion des volumes mesurés en volumes ou en masses, ou les deux à la température de référence standard de 15 ° C ou 60 ° F pendant le transfert de garde.

- Cette procédure convient particulièrement à la détermination de la densité, de la densité (densité) ou de la densité API de liquides transparents à faible viscosité. Cette procédure peut également être utilisée pour les liquides visqueux en laissant suffisamment de temps à l'arromètre pour atteindre l'équilibre de la température et pour les liquides opaques en utilisant une correction appropriée du ménisque. De plus, pour les fluides transparents et opaques, les lectures doivent être corrigées pour tenir compte de l'effet de dilatation du verre thermique et des effets alternatifs de la température d'étalonnage avant la correction à la température de référence.

- Lorsqu'elles sont utilisées avec des mesures d'huile en vrac, les erreurs de correction de volume sont minimisées en observant la lecture de l'hydromètre à une température proche de celle de la température de l'huile en vrac.

- La densité, la densité relative ou la densité API est un facteur déterminant de la qualité et du prix du pétrole brut. Cependant, cette propriété du pétrole est une indication incertaine de sa qualité si elle n'est pas corrélée avec d'autres propriétés.

- La densité est un indicateur de qualité important pour les carburants de l'automobile, de l'aviation et de la marine, où elle affecte le stockage, la manipulation et la combustion.

Portée

- Cette méthode d'essai couvre la détermination en laboratoire à l'aide d'un hydromètre en verre et d'une série de calculs de la densité, de la densité ou de la densité API du pétrole brut, des produits pétroliers ou des mélanges de produits pétroliers et non pétroliers normalement traités à l'état liquide, et ayant une pression de vapeur Reid de 101,325 kPa (14,696 psi) ou moins. Les valeurs sont déterminées aux températures existantes et corrigées à 15 ° C ou 60 ° F

à l'aide d'une série de calculs et de tableaux de normes internationales.

- Les lectures initiales de l'hydromètre obtenues sont des lectures d'hydromètre non corrigées et non des mesures de densité. Les lectures sont mesurées sur un densimètre soit à la température de référence, soit à une autre température convenable, et corrigées pour tenir compte de l'effet ménisque, de l'effet de dilatation du verre thermique, des effets de température d'étalonnage alternatifs et de la température de référence à l'aide des tableaux de mesure du pétrole; les valeurs obtenues à une température autre que la température de référence sont des lectures d'hydromètre et non des mesures de densité.

- Les lectures déterminées en densité, densité relative ou densité API peuvent être converties en valeurs équivalentes dans les autres unités ou températures de référence alternatives au moyen des procédures d'inter-conversion (API MPMS chapitre 11.5) ou du document Complément du guide des tables de mesure du pétrole (API MPMS) du D1250. Chapitre 11.1), ou les deux, ou des tableaux, selon le cas.

- Les lectures initiales de l'hydromètre déterminées en laboratoire doivent être enregistrées avant d'effectuer tout calcul. Les calculs requis à la section 10 doivent être appliqués à la lecture initiale de l'hydromètre avec des observations et des résultats consignés conformément à la section 11 avant d'être utilisés dans une procédure de calcul ultérieure (calcul de ticket, calcul du facteur de compteur ou détermination du volume de prover de base).

- L'Annexe A1 contient une procédure de vérification ou de certification du matériel pour cette méthode d'essai.

- Les valeurs exprimées en unités SI doivent être considérées comme standard.

- Exception : les valeurs entre parenthèses sont fournies à titre d'information uniquement.

- Cette norme ne prétend pas répondre à toutes les préoccupations en matière de sécurité, le cas échéant, liées à son utilisation. Il incombe à l'utilisateur de cette norme d'établir des pratiques appropriées en matière de

sécurité et de santé et de déterminer l'applicabilité des restrictions réglementaires avant utilisation.

- Cette norme internationale a été élaborée conformément aux principes de normalisation reconnus dans le monde, énoncés dans la Décision sur les principes d'élaboration de normes, guides et recommandations internationaux publiée par le Comité sur les obstacles techniques au commerce de l'Organisation mondiale du commerce.

ASME PTC 12.3-1997

Ce code fournit des règles et des procédures d'essai à utiliser pour déterminer les performances des dégazeurs en ce qui concerne l'oxygène dissous dans l'eau désaérée et la différence de température terminale (TTD), le cas échéant, entre l'eau désaérée et la température de vapeur saturée correspondant à la pression dans la zone vapeur adjacente à l'interface entre la vapeur et l'eau recueillie. Le présent code s'applique aux appareils de chauffage et de dégazage à dégazage équipés de sections à calandre ou à section directe et à condensation par évent. Il décrit la méthode d'essai pour la détermination de l'oxygène dissous dans l'eau des équipements de dégazage à des concentrations atteignant 75 µg / L (ppb).

Aga 8 facteurs de compressibilité du gaz naturel

Ce manuel est basé sur des recherches gérées et parrainées par le Gas Research Institute (GRI) et le Groupe européen de recherches gazières (GERG) en coopération avec A.G.A. Le manuel fournit toutes les informations techniques nécessaires au calcul des facteurs de compressibilité, des facteurs de super compressibilité et des densités pour le gaz naturel et les gaz apparentés. Il remplace la version de 1985 d'A.G.A. Le rapport numéro 8 est conforme au document ISO 12213 de l'Organisation internationale de normalisation, Gaz naturel - Calcul des facteurs de compression. Cet A.G.A. Ce document comprend des programmes informatiques FORTRAN et des exemples de calculs optimisés pour une implémentation efficace du microprocesseur et de l'ordinateur de flux. Les programmes informatiques compatibles basés sur les méthodes décrites dans ce manuel peuvent être obtenus sur disquette auprès d'A.G.A.

LA GRANDE IMAGE : Les plus grandes compagnies d'énergie du monde

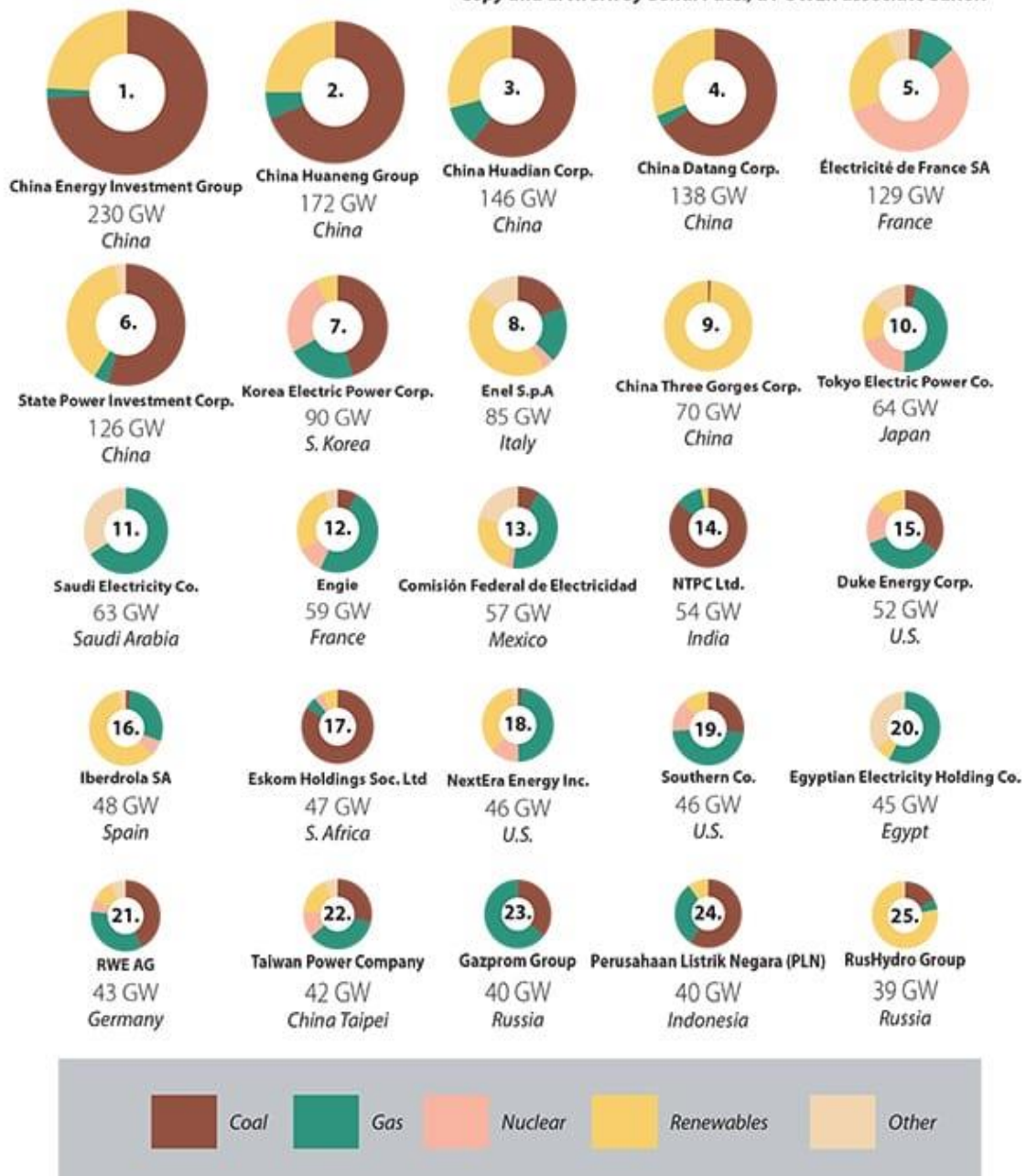
en 2017, les 10 plus grandes entreprises énergétiques, classées en fonction de leur capacité de production installée, détenaient 18% de la capacité totale installée mondiale, tandis que les 15 autres sociétés en possédaient environ 10%, ce qui signifie que les 25 plus grandes sociétés détiennent près de 30% de la puissance installée mondiale capacité de production, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Les

entreprises chinoises représentent plus du huitième de la capacité installée mondiale, grâce à l'extension de son parc de production de ce pays à 1 750 GW, contre environ 400 GW en 2003. À titre de comparaison, en 2003, les entreprises de services publics appartenant à des intérêts européens dominaient la liste. Près de 13% de la capacité installée dans le monde. Source : © OCDE / AIE 2018 Perspectives énergétiques mondiales.

—Copie et illustrations de Sonal Patel, éditeur associé de POWER.

In 2017, the 10 largest power companies, ranked by their installed generation capacity, owned 18% of total global installed capacity, while the next-largest 15 owned around 10%—meaning that the top 25 companies own nearly 30% of global installed power generation capacity, according to the International Energy Agency (IEA). Chinese companies account for more than one-eighth of global installed capacity, owing to that country's expansion of its generation fleet to 1,750 GW, from about 400 GW in 2003. By comparison, in 2003, European-owned utilities dominated the list, accounting for almost 13% of installed capacity worldwide. Source: © OECD/IEA 2018 World Energy Outlook.

—Copy and artwork by Sonal Patel, a POWER associate editor.



Calendrier d'événements

GlobalCon 2019

Date/heure de l'événement	20-21 Mars 2019
Description	Présentée par l'Association of Energy Engineers (AEE), la conférence est conçue pour fournir des informations pratiques et actualisées que vous pouvez utiliser immédiatement pour améliorer votre programme de gestion de l'énergie et vous mettre au fait de la génération actuelle de technologies innovantes disponibles pour vous aider à atteindre vos objectifs.
Emplacement	Hynes Convention Center Boston, MA États-Unis
Plus d'informations	Association des ingénieurs en énergie Téléphone : +1 (770) 271-7869 Email : ted@aeecenter.org Site Web : http://www.energycongress.com www.globalconevent.com

Middle East Electricity

Date/heure de l'événement	5-7 Mars 2019
Description	Middle East Electricity est le plus grand événement mondial dans le domaine de la production, du transport et de la distribution. Middle East Electricity est le plus grand lieu de rencontre pour les professionnels du secteur de l'énergie de plus de 100 pays du monde. Si vous êtes impliqué dans le sourcing, l'installation ou l'achat de produits / services pour les secteurs de l'énergie, de l'éclairage, des énergies renouvelables ou du nucléaire, Middle East Electricity est l'événement à ne pas manquer pour vous.
Emplacement	Dubaï, Émirats Arabes Unis
Plus d'informations	Organisateur Exhibition Design & Management Téléphone : 971-52-53177-88 Email: uae@exporoad.com Site web:

www.exhibitionstand.contractors

<https://www.middleeastelectricity.com>

Corrosion 2019

Date/heure de l'événement	24-28 Mars 2019
Description	Le congrès et salon sur la corrosion de NACE International est le plus grand événement au monde consacré à la prévention et à la réduction de la corrosion. L'événement le plus important de l'industrie, il accueille chaque année plus de 6 000 professionnels de la corrosion du monde entier.
Emplacement	États-Unis
Plus d'informations	Organisateur : NACE International Téléphone : +44 (0) 1992 656 615 Nashville Music City Center Nashville, TN États-Unis Site Web : www.nacecorrosion.org

Source

www.powermag.com

www.turbomachinerymag.com

<https://dieselgasturbine.com/>

www.powerengineeringint.com

www.africandailyvoice.com

La structure stratégie et veille assurent la veille stratégique (technologique, normative, concurrentielle, réglementaire ...) au sein de la société algérienne de production d'électricité, pour plus de détails, veuillez contacter la structure Stratégie et veille.

Pensez à l'environnement. Imprimez ce document seulement si vous en avez vraiment besoin.

SPE - Janvier 2019 -