



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2015

29 juillet 2015



---

# MESSAGES CLÉS

---

- **Objectifs financiers 2015 confirmés**
- **Net rattrapage organique sur le 2<sup>ème</sup> trimestre 2015 comme prévu**
- **Amélioration de la génération de cash opérationnelle vs S1 2014**
- **Poursuite de la mise en œuvre de la stratégie de développement**
  - 1,5 GW mis en service au S1 principalement renouvelables et centrales gaz
  - Poursuite des développements dans les infrastructures gazières
  - Étape majeure dans le solaire avec l'acquisition de Solairedirect
- **Un accord a été conclu avec le gouvernement belge sur la prolongation de Doel 1 & 2 et sur la contribution nucléaire**

# NET RATTRAPAGE ORGANIQUE SUR LE 2<sup>ÈME</sup> TRIMESTRE 2015

Objectifs annuels 2015 confirmés

En Mds€	S1 2015	Δ S1 15/14 brute	Δ S1 15/14 organique	Δ S1 15/14 <sup>(1)</sup> hors impact température
CHIFFRE D'AFFAIRES	<b>38,5</b>	-2%	-5%	-7%
EBITDA	<b>6,1</b>	-5%	-8%	-12%
ROC APRES QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN EQUIVALENCE	<b>3,6</b>	-13%	-17%	-22%
RÉSULTAT NET RÉCURRENT part du Groupe (RNRpg) <sup>(2)</sup>	<b>1,8</b>	-12%	nd	-18%
RÉSULTAT NET part du Groupe			<b>1,1</b>	
CASH FLOW FROM OPERATIONS (CFFO) <sup>(3)</sup>			<b>6,0</b>	
				+0,4 Md€ vs S1 2014
INVESTISSEMENTS BRUTS / NETS			<b>2,9 / 2,5</b>	
ACOMPTE SUR DIVIDENDE <sup>(4)</sup>			<b>0,50 €/action</b>	
DETTE NETTE			<b>26,8 • 2,3x EBITDA</b>	
				-0,7 Md€ vs fin 2014
NOTATIONS DE CRÉDIT <sup>(5)</sup>			<b>A stable / A1 négatif</b>	

## OBJECTIFS FINANCIERS 2015<sup>(6)</sup> CONFIRMÉS

- **Résultat Net Récurrent, part du Groupe<sup>(2)</sup> : 2,85 - 3,15 Mds€**
- **Dettes nette/EBITDA ≤2,5x et notation de crédit de catégorie "A"**
- **Dividende : 65-75% de taux de distribution<sup>(7)</sup> avec 1€/action minimum, payable en numéraire**

(1) Variation organique (CA, Ebitda, ROC) / brute (résultat net récurrent, part du Groupe) basé sur des données 2014 post IFRIC 21 et changement de méthode de consolidation de Tirreno Power (IFRS 10-11)

(2) Résultat net excluant coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique

(3) Cash Flow From Operations : Free Cash Flow avant Capex de maintenance

(4) Date de paiement le 15 octobre 2015, date de détachement le 13 octobre 2015

(5) Notations LT S&P/Moody's

(6) Résultat net excluant coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions,

autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique. Cet objectif repose sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés en France, d'un redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 au 1<sup>er</sup> novembre 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015: 1,22 €/€, 3,23 €/BRL.

(7) Sur la base du Résultat Net Récurrent, part du Groupe

# ACCORD CONCLU AVEC LE GOUVERNEMENT BELGE SUR LA PROLONGATION DE DOEL 1 & 2 ET LA CONTRIBUTION NUCLÉAIRE

## DOEL 1 & 2

- La loi permettant la prolongation de 10 ans a été votée
- Prolongation sujette à l'autorisation de l'AFCN
- 0,7 Md€ d'investissements
- 20 m€ / an de redevance à payer par ENGIE à partir de 2016
- D2 sera mise à l'arrêt du 17 oct. au 15 déc. 2015 afin d'être disponible jusqu'au 31 mars 2016

## CONTRIBUTION NUCLÉAIRE

### POUR DOEL 3 & 4 ET TIHANGE 2 & 3

- Projet de loi déposé au Parlement à la rentrée
- La contribution deviendra variable et prendra en compte :
  - La disponibilité du parc nucléaire
  - La réalité des prix de marché de l'électricité
- Echéancier convenu :
  - 2015 : 200 m€
  - 2016 : 130 m€
  - 2017 et au delà : 40% de la marge
- Clôture transactionnelle du litige sur sites non utilisés (2015 : 100 m€, 2016 : 20 m€)

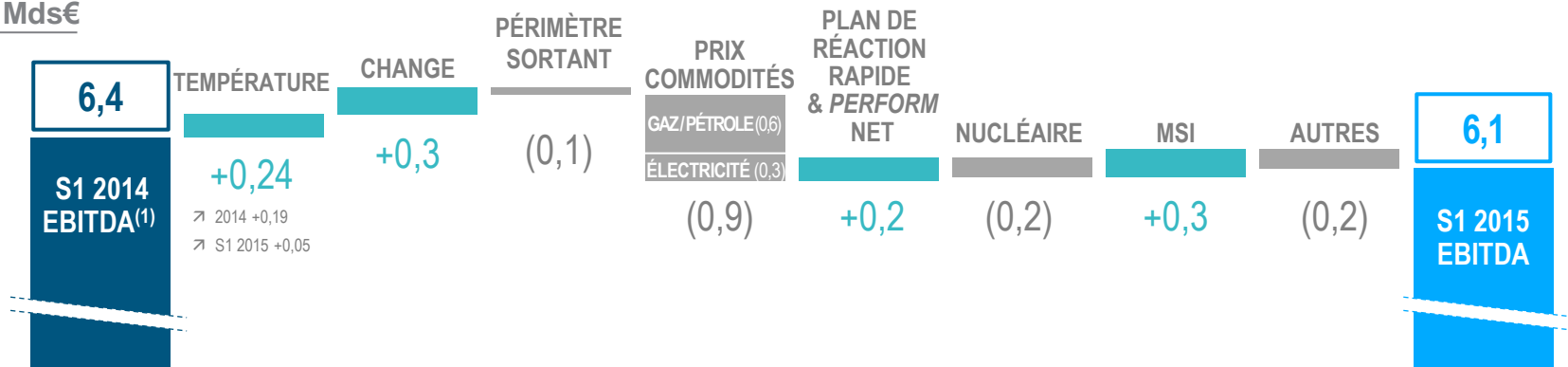
## DOEL 3 / TIHANGE 2

- L'AFCN a demandé à un consultant américain (Oak Ridge National Laboratory) d'analyser les résultats des tests
- Cette analyse devrait être terminée pour mi septembre 2015
- Redémarrage attendu au 1<sup>er</sup> novembre 2015, sous réserve de la décision de l'AFCN

# EBITDA S1 2015

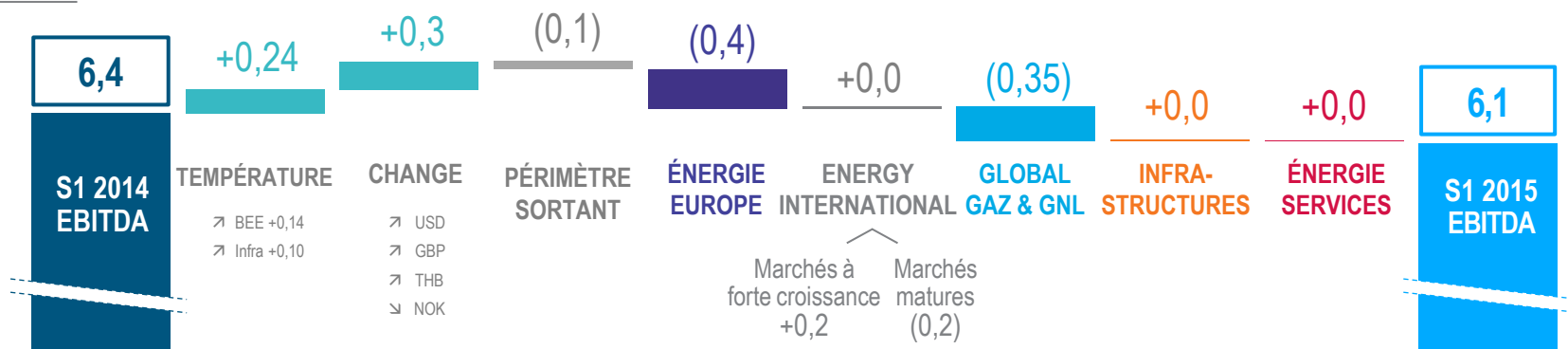
## Par principaux effets

En Mds€



## Par branche

En Mds€



(1) Données S1 2014 retraitées

# EBITDA S1 2015 VS S1 2014

## Principaux éléments organiques

### ENERGY INTERNATIONAL

+0,0 Md€

#### MARCHÉS À FORTE CROISSANCE

**Brésil +225 m€**

- ↗ Impact favorable de l'allocation malgré une faible hydrologie
- ↗ Jirau: montée en puissance

- ↗ Indexation PPA

**Pérou +25 m€**

- ↗ Moindres coûts de l'énergie
- ↗ Volumes plus élevés (nouveaux PPAs)

**Thaïlande -24 m€**

- ↘ Disponibilité
- ↘ Chute des prix du pétrole

**SAMEA +31 m€**

- ↗ Mise en service de nouveaux actifs
- ↗ Non-récurrents positifs

#### MARCHÉS MATURES

**Australie -47 m€**

- ↘ Disponibilité & prix de marché

**Amérique du Nord -127 m€**

- ↘ Performance production électricité (climat)

- ↘ Moindres diversions & marges inférieures GNL

**UK -44 m€**

- ↘ Disponibilité & spreads

### ÉNERGIE EUROPE

-0,3 Md€

#### PRODUCTION ÉLECTRIQUE

- ↘ Indisponibilités D3/T2 -150 m€

- ↘ Prix et volumes -400 m€

- ↘ Prix *outright*
- ↘ Volumes *outright* (dont Doel 1)
- ↘ Spreads SEE<sup>(1)</sup>
- ↗ Spreads CWE

#### COMMERCIALISATION

- ↗ Température en France +140 m€
- = Commercialisation
  - ↗ Électricité FR/BE B2C
  - ↘ Gaz FR B2B
- ↗ Appros & Trading

### GLOBAL GAZ & GNL

-0,4 Md€

#### E&P

- ↘ Prix E&P
- ↗ Volumes E&P (+4 mbep)

#### GNL

- ↘ Baisse des prix gaz, opportunités spot limitées en Europe et en Asie
- ↘ Appros (Égypte & Yémen)
- ↗ Optimisation réallocations contrats MT/LT

### INFRA-STRUCTURES

+0,1 Md€

- ↗ Température +100 m€

- ↗ Hausse des tarifs

- ↘ Moindres revenus issus des activités spécifiques (JTS & *coupling*)

- = Stockage gaz

### ÉNERGIE SERVICES

+0,0 Md€

- ↗ Réseaux urbains

- ↘ Pression concurrentielle sur activités d'installations



Impact net Perform ~120 m€<sup>(2)</sup>

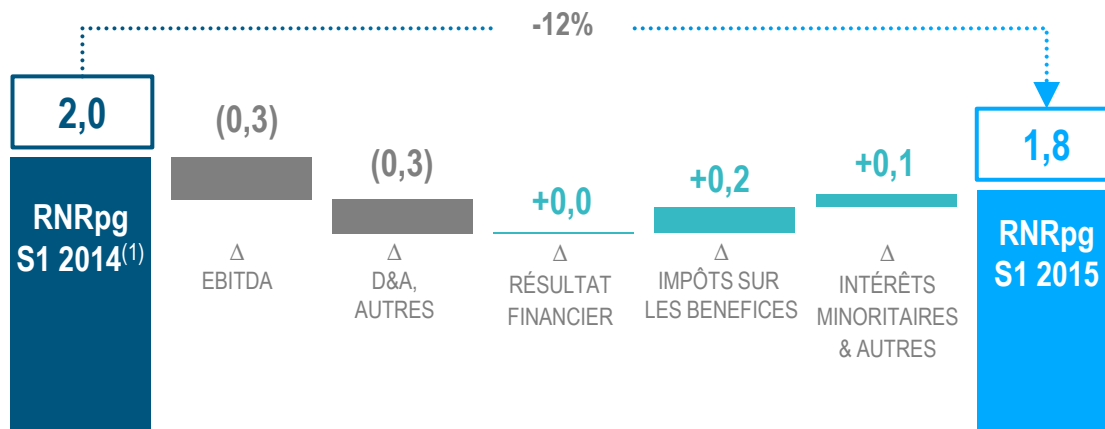
Plan de réaction rapide ~115 m€<sup>(2)</sup>

(1) Southern & Eastern Europe

(2) Y compris Autres

# RÉSULTAT NET ET CASH FLOW

En Mds€

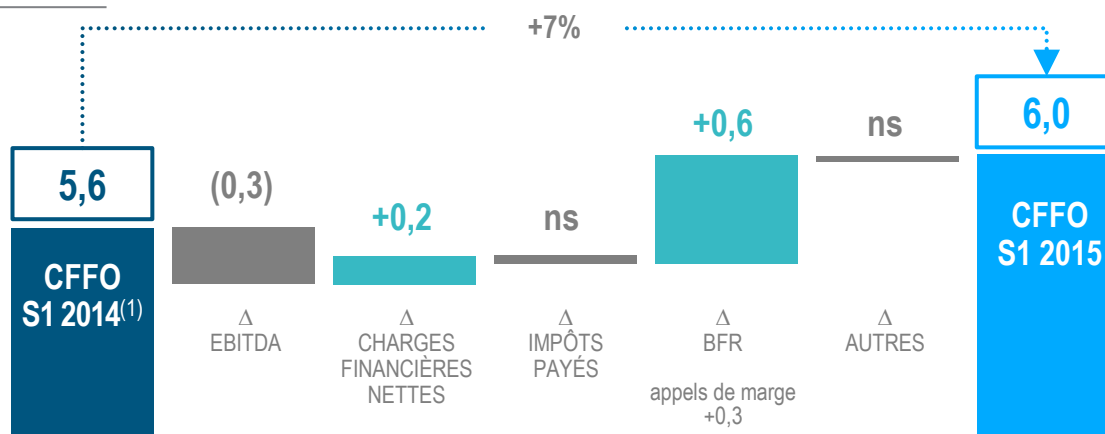


RNRpg S1 2015 1,8 Md€

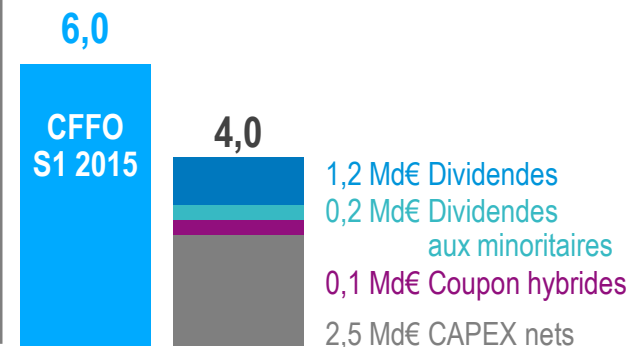
MtM post ROC	+0,4
Pertes de valeur	-0,7
Contribution nucléaire nette	-0,2
Autres	-0,1

RNpg<sup>(2)</sup> S1 2015 1,1 Md€

En Mds€



Forte génération de cash



(1) Données S1 2014 retraitées

(2) Résultat net part du Groupe

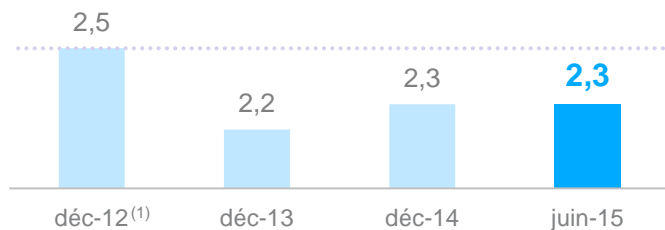
# FORTE GÉNÉRATION DE CASH & GESTION ACTIVE DU BILAN

## GESTION ACTIVE DE LA DETTE

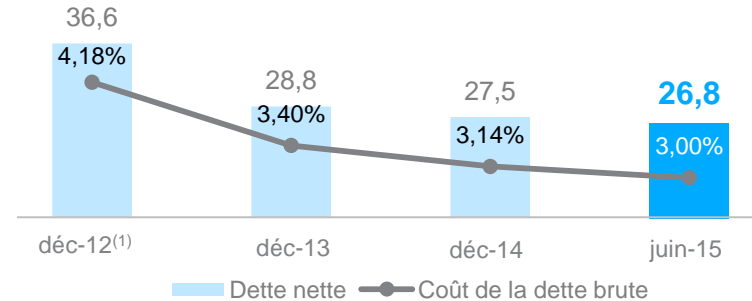
- **Poursuite de la baisse de la dette nette de 0,7 Md€ au S1 malgré un impact change défavorable de 0,6 Md€**
  - CFFO robuste à 6,0 Mds€
  - Impact limité des cessions et M&A
- **Maturité moyenne de la dette nette: 9,8 ans**
- **Baisse continue du coût moyen de la dette brute à 3%**
- **En mars 2015, émission de 2,5 Mds€ d'obligations à taux historiquement bas**
  - Coupon moyen **0,75%** pour maturité moyenne de 10 ans
- **En juin 2015, opération réussie de rachat d'obligations pour un total de 0,6 Md€**
  - Coupon moyen **4,4%**

## STRUCTURE FINANCIÈRE SAIN

— Dette nette/EBITDA  $\leq 2,5x$



— Dette nette et coût de la dette brute encore en baisse  
En Mds€



(1) Proforma mise en équivalence de Suez Environnement mais hors impact des normes IFRS 10/11



# GUIDANCE 2015

## Un bon équilibre entre risques et opportunités

### RISQUES

- **Redémarrage de D3 / T2** après le 1<sup>er</sup> novembre 2015
- **Brésil : détérioration supplémentaire de l'hydrologie** (GSF significativement inférieur à 2014)
- **E&P et GNL :** faiblesse accrue des prix et moindres opportunités d'arbitrage GNL
- Impact **change** défavorable si €/ \$ moyen 2015 est au dessus du niveau au 30/06/2015

### VUE ACTUELLE

- **Redémarrage de D3 / T2** le 1<sup>er</sup> novembre 2015
- **Brésil :** impact **hydrologique similaire à celui de 2014**
- **Prix des commodités**
  - **Prix oil & gaz mark-to-market** au 30/06/2015
  - **Prix de l'électricité outright en Europe en baisse** de 47 à 42 €/MWh (politique de couverture)
  - **Prix de l'électricité en baisse sur autres marchés merchant** (Australie, US, UK)
- **Yémen :** pas de reprise des livraisons GNL en 2015
- **Change :** *mark-to-market* au 30/06/2015

### OPPORTUNITÉS

- Renégociation de la **contribution nucléaire en Belgique** et **prolongation de D1 & 2**
- **Brésil :**
  - Amélioration potentielle de la réglementation du **GSF**
  - Décision sur la Force Majeure pour **Jirau**
- Impact **change** favorable si €/ \$ reste sous le niveau du 30/06/2015
- Amélioration du **résultat financier récurrent**

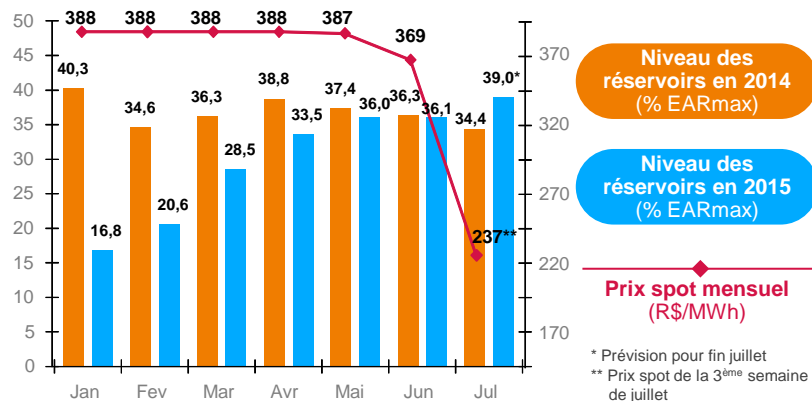
Guidance 2015 confirmée

# BRÉSIL : AMÉLIORATION DES CONDITIONS HYDROLOGIQUES, AVANCÉES SUR JIRAU ET AMÉLIORATION POTENTIELLE DE LA RÉGLEMENTATION

## TRACTEBEL ENERGIA

- Le risque de rationnement n'est plus une préoccupation pour 2015
- Le niveau des réservoirs attendu fin 2015 est proche de celui de fin 2014 (~20%)
- Les capacités thermiques assurent une protection partielle contre le déficit hydrologique (GSF)
- Le GSF moyen 2015 est prévu à ~83%
- Les prix spot moins élevés réduisent l'impact d'un GSF faible
- Les injonctions qui suspendent l'exposition au GSF créent un contexte favorable aux discussions en cours pour le plafonnement du GSF

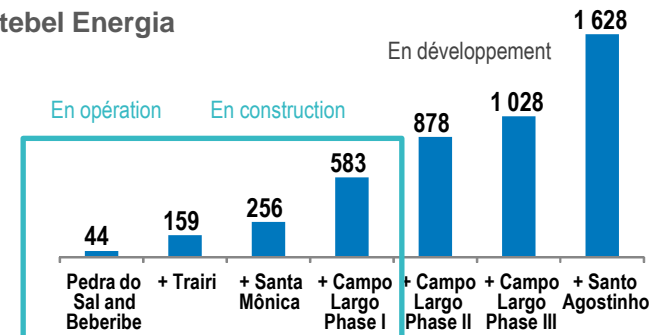
### Niveau des réservoirs et prix spot



## L'ÉOLIEN EST LE PRINCIPAL MOTEUR DE CROISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES NON-CONVENTIONNELLES

### Capacités éoliennes cumulées Tractebel Energia

MW

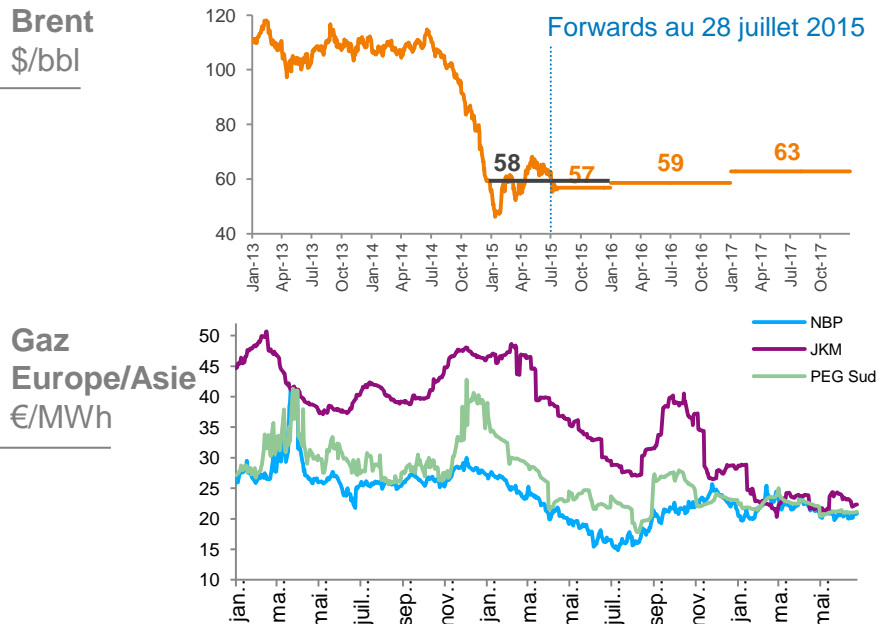


## JIRAU

- 32 turbines mises en service (+ 2 synchronisées)
- Atteinte officielle de la totalité de l'énergie assurée (2 185 MWavg) dans les jours qui viennent avec la mise en service de la 33<sup>ème</sup> turbine
- Avec cette étape clé, Jirau respectera entièrement ses obligations contractuelles
- Provisions comptabilisées pour couvrir l'exposition passée liée aux PPA (239 jours de force majeure)
- **Jirau satisfait actuellement 10% de la demande d'électricité dans le Sud-Est du Brésil** (plus grand centre de charge)

# MISE À JOUR DU PRIX DES COMMODITÉS ET DE L'ACTIVITÉ GNL

## MISE À JOUR DU PRIX DES COMMODITÉS



## PERSPECTIVES GNL 2015

### Baisse supplémentaire de l'EBITDA GNL en 2015 par rapport aux indications de début 2015

- Dégradation supplémentaire des prix du GNL en Europe/Asie (moindres opportunités *spot*)
- Rupture des approvisionnements en provenance du Yémen et d'Égypte
- Revue de la flotte en cours afin de réduire les coûts de *shipping*

## LES PERSPECTIVES MOYEN & LONG TERMES RESTENT ATTRACTIVES

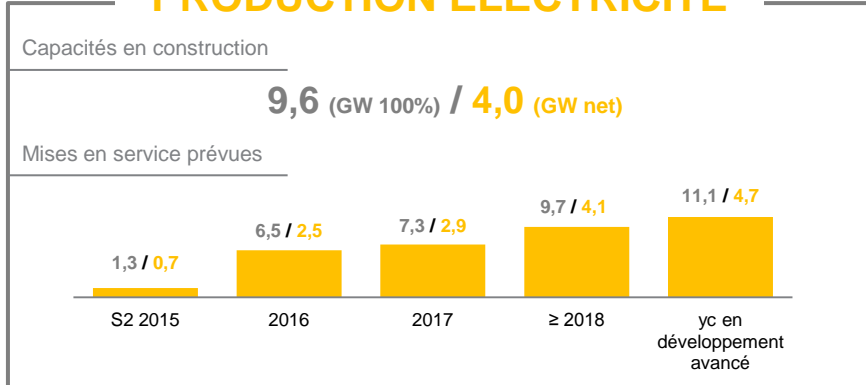
- Un marché qui devrait rester en surcapacité sur le moyen terme, offrant de moindres opportunités *spot*
- Des résultats pour les activités d'infrastructures résilients, attendus en croissance à partir de 2018 avec Cameron LNG
- Une demande de GNL soutenue en Asie (TCAM ~+4.5%<sup>(1)</sup>)
- Une ambition de continuer à développer notre portefeuille
- Plus de 50% des volumes déjà contractés à long terme pour Cameron LNG

(1) En Asie Pacifique entre 2025 et 2013, source Wood Mackenzie (T2 2015)

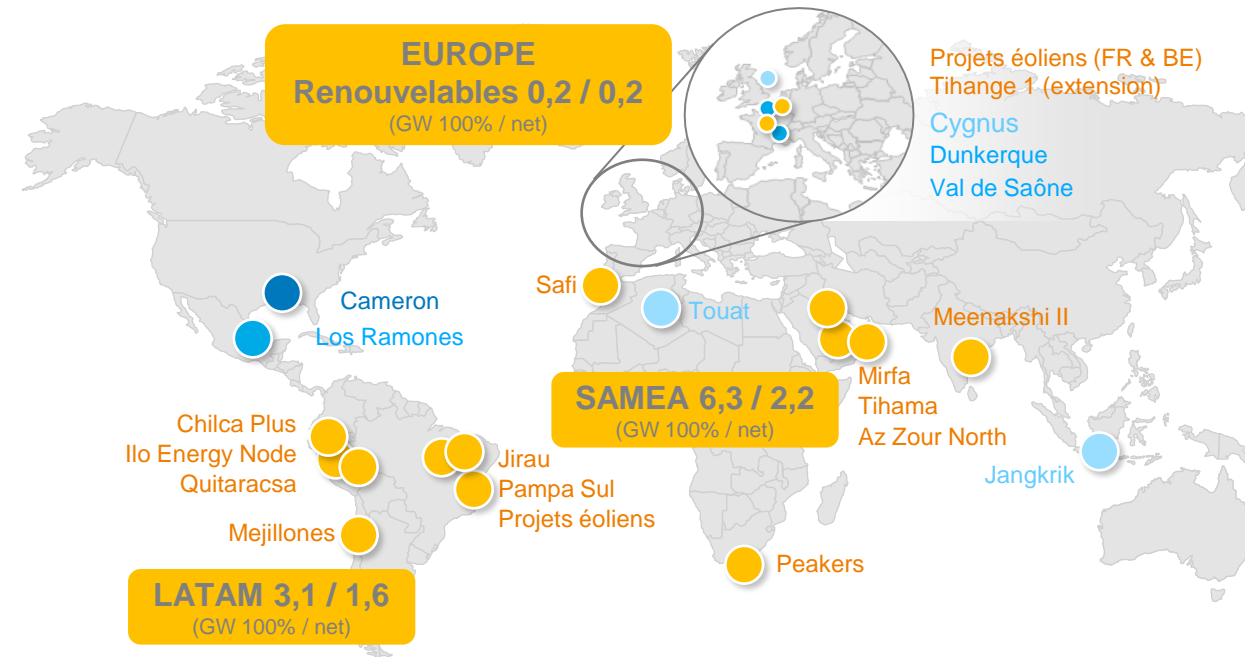
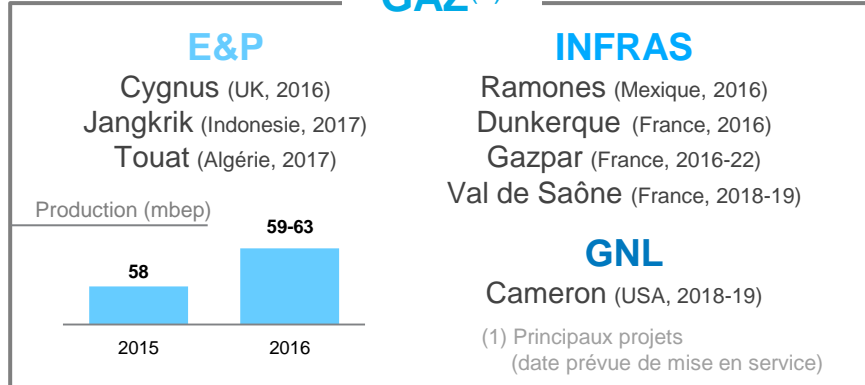
# MISE EN ŒUVRE DE NOTRE STRATÉGIE

## Pipeline des projets en construction (au 30 juin 2015)

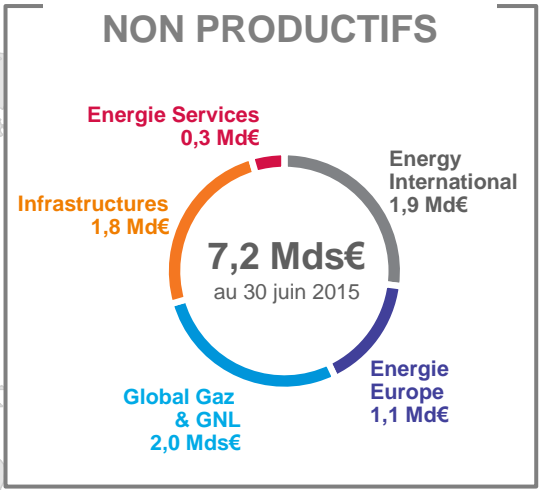
### PRODUCTION ÉLECTRICITÉ



### GAZ<sup>(1)</sup>



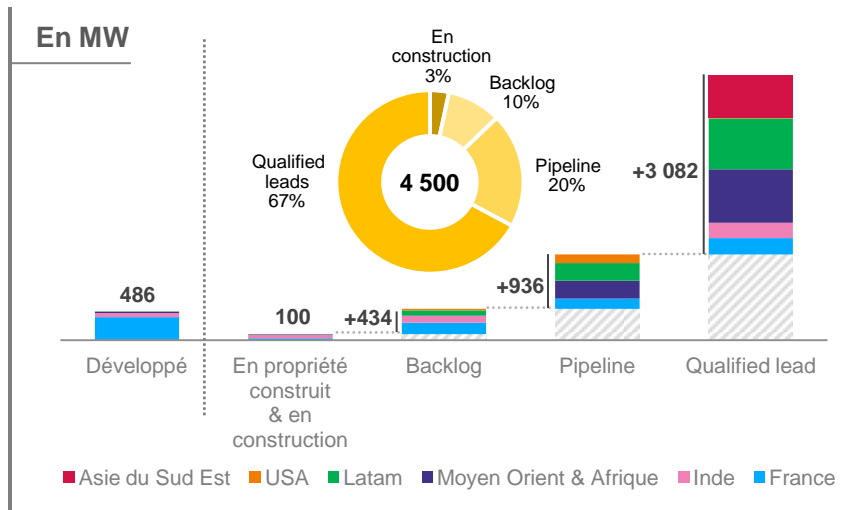
### CAPITAUX EMPLOYÉS NON PRODUCTIFS



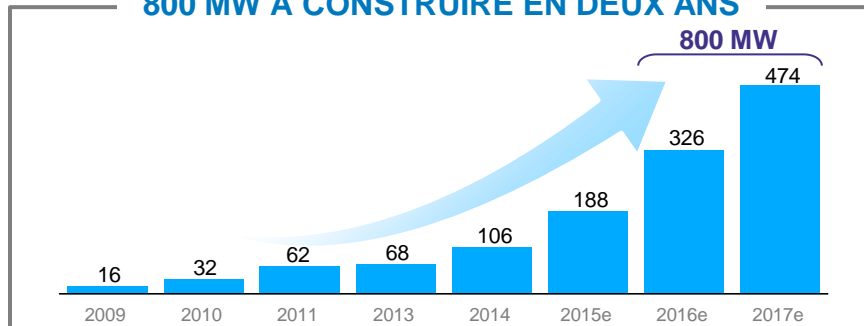
# MISE EN ŒUVRE DE NOTRE STRATÉGIE

## Acquisition de Solairedirect<sup>(1)</sup>

### PORTEFEUILLE DE 4,5 GW AVEC UN DÉPLACEMENT PROGRESSIF VERS LES PAYS À FORTE CROISSANCE<sup>(2)</sup>



### 800 MW À CONSTRUIRE EN DEUX ANS



(1) A finaliser au S2 2015

(2) "Backlog": contrat d'achat et financement; "Pipeline": (soit) site contrôlé et permis octroyés, connexion réseau ou pré-qualification / offre soumise; "Qualified leads": dépenses de développement validées et ressources internes allouées pour construire une relation client

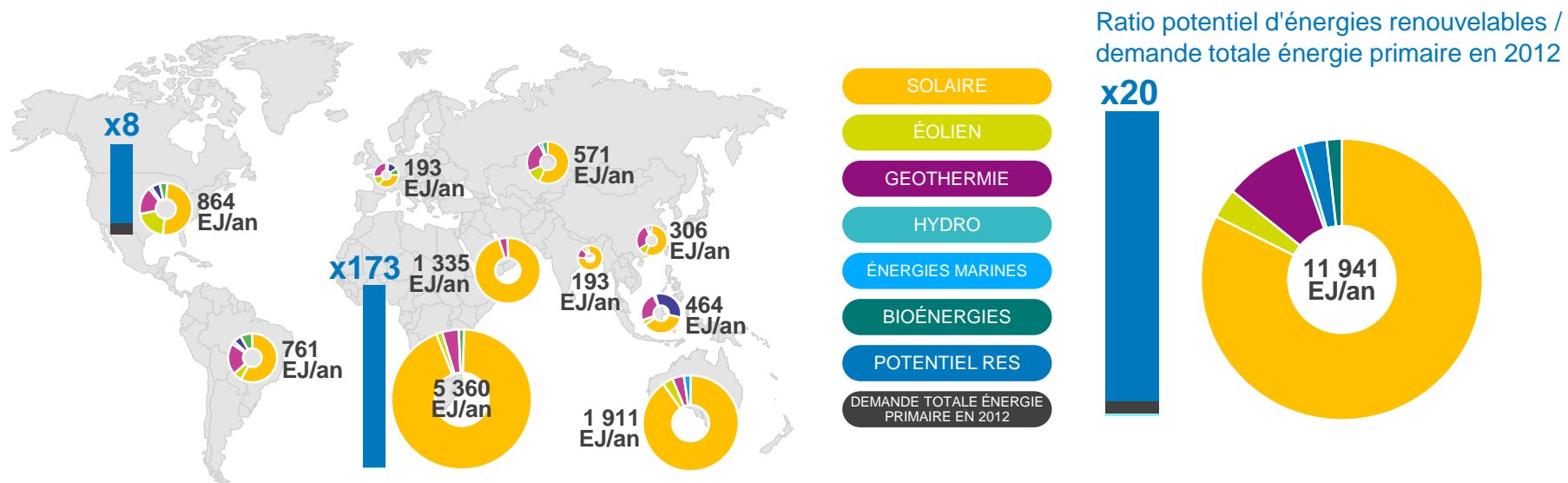
### UNE SOCIÉTÉ BÉNÉFICIAIRE DE NOMBREUSES FORCES AVEC DE GRANDES AMBITIONS MONDIALES

- **Modèle intégré pour la fourniture de solutions énergétiques solaires compétitives**
  - Développement et construction
  - Services O&M récurrents sur 20-25 ans (aujourd'hui 429 MW sous contrats O&M)
  - Gestion de portefeuille (détenir les actifs plus longtemps pour optimiser la sortie)
- **Plateforme internationale de taille et établie**
  - ca. 130 employés sur 4 continents
  - Processus et organisation efficaces
- **Potentiel de croissance assuré par un pipeline significatif**
  - 4,5 GW à différents niveaux de maturité, dans des géographies attractives telles que France, Inde, Chili, Afrique du Sud...
- **Equipe de management expérimentée**
  - Expérience des fondateurs dans le secteur énergétique > 20 ans

# LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EST UN PHÉNOMÈNE MONDIAL

## Un potentiel de croissance significatif pour les renouvelables

Potentiel technique énergies renouvelables d'ici 2050 par source d'énergie  
et au regard de la demande d'énergie régionale (EJ/an)



**Le potentiel des énergies renouvelables dans le monde représente 20x la consommation énergétique actuelle**

EJ : Exajoules  
Source : IPCC Special Report; "Renewable Energy and Climate Change Mitigation", mai 2011

# PROJET D'ENTREPRISE

## OBJECTIFS

Être plus proche des  
clients et des territoires

Simplification  
de la structure

Réactivité et  
autonomie des BUs

Développer des  
solutions innovantes

## CHANGEMENTS

- Nouvelle organisation avec **moins de niveaux**
- Nouvelle configuration par géographie pour répondre aux **spécificités locales des marchés**
- Des lignes “Métiers” pour **accompagner la performance opérationnelle et le développement**, et **contrôler l'allocation de capital**

## CALENDRIER

- **S2 2015**
  - Interaction avec les instances représentatives du personnel
  - Nomination des équipes projets des BU
- **Début 2016**
  - Mise en place de la nouvelle organisation
  - Présentation du nouveau reporting financier

# CONCLUSION

## OBJECTIFS FINANCIERS 2015<sup>(1)</sup> CONFIRMÉS

- Résultat Net Récurrent part du Groupe<sup>(2)</sup> :  
2,85 - 3,15 Mds€
  - Estimations d'EBITDA de 11,55 - 12,15 Mds€  
et ROC<sup>(3)</sup> de 6,65 - 7,25 Mds€
- Ratio dette nette/EBITDA  $\leq 2,5x$   
et rating de catégorie "A"
- Dividende : taux de distribution<sup>(4)</sup> de 65-75 %  
avec un minimum de 1 € par action  
(dont 0,5 € d'acompte sur dividende  
qui sera payé le 15 octobre 2015)

## LE GROUPE AGIT SUR DE NOMBREUX LEVIERS POUR BÉNÉFICIER DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

- Continuer le développement des renouvelables avec une étape décisive dans le solaire (acquisition de Solairedirect)
- Poursuivre le développement dans les marchés à forte croissance et les services à l'énergie
- Continuer à plaider pour l'augmentation du prix du CO<sub>2</sub> à travers le Groupe Magritte
- Préparer la nouvelle organisation du Groupe (Projet d'Entreprise)

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés en France, d'un redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 au 1<sup>er</sup> novembre 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : 1,22 €/€, 3,23 €/BRL.

(2) Excluant coûts de restructuration, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique

(3) Après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(4) Sur la base du Résultat Net Récurrent, part du Groupe



---

# Avertissement

---

## Déclarations prospectives

La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction de ENGIE estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres ENGIE sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle de ENGIE qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par ENGIE auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence de ENGIE (ex GDF SUEZ) enregistré auprès de l'AMF le 23 mars 2015 (sous le numéro D.15-0186). L'attention des investisseurs et des porteurs de titres ENGIE est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur ENGIE.

# POUR PLUS D'INFORMATIONS SUR ENGIE

Nouveau mnémonique à partir du 31 juillet 2015 : ENGI



+33 1 44 22 66 29



ir@engie.com

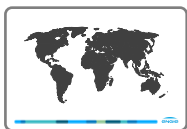


<http://www.gdfsuez.com/espace-investisseurs>

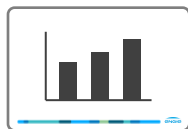


Télécharger la nouvelle app  
Relations Investisseurs d'ENGIE !

## PLUS D'INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS SEMESTRIELS 2015 SUR <http://www.gdfsuez.com/investisseurs/resultats-3/resultats-2015>



Présentation



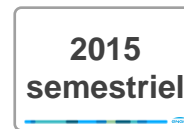
Annexes



Communiqué  
de presse



Enregistrement  
audiocast de  
la conférence



Rapport  
financier



Analyst  
pack<sup>(1)</sup>

(1) Incluant les actifs de production électrique au 30 juin 2015