



Centrale London Olympic, Royaume-Uni



Tarfaya, Maroc

# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2014

31 juillet 2014

**GDF SUEZ**

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

# Messages clés

- **Des résultats semestriels solides malgré une série d'éléments exceptionnels:** hydrologie très défavorable en Amérique latine, climat doux en France, arrêt de D3/T2
- **Forte génération de cash,** flexibilité financière renforcée
- **Objectifs financiers 2014 confirmés**
- **Nombreux leviers pour mettre en œuvre la stratégie de croissance**
  - Nouvelle série de **succès dans le développement commercial**
  - Vers le leadership dans la **transition énergétique** en Europe
  - **Réalisation** de grands projets alimentant **la croissance future** dans les marchés à forte croissance
  - **Approche très sélective** combinant croissance organique et opérations de M&A ciblées
  - Portefeuille d'activités **solide** combinant contracté / régulé et *merchant*



# Des résultats semestriels solides malgré des éléments exceptionnels

## Confirmation des objectifs 2014

### S1 2014

<i>en Mds€</i>	S1 2014	$\Delta$ 14/13 <sup>(1)</sup> <i>hors impacts climat et tarif du gaz</i>
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>39,4</b>	- 0,6 %
<b>EBITDA</b>	<b>6,6</b>	- 0,3 %
<b>ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>4,3</b>	+ 5,8 %
<b>RESULTAT NET RECURRENT part du Groupe (RNRpg)<sup>(2)</sup></b>	<b>2,1</b>	+ 6,7 %
<b>RESULTAT NET part du Groupe</b>	<b>2,6</b>	+ 51 % vs S1 2013
<b>CASH FLOW FROM OPERATIONS (CFFO)<sup>(3)</sup></b>	<b>5,6</b>	+ 12 % vs S1 2013
<b>INVESTISSEMENTS</b>	<b>3,1 (brut) / 2,1 (net)</b>	
<b>ACOMPTE SUR DIVIDENDE<sup>(4)</sup></b>	<b>0,50 €/action</b>	
<b>DETTE NETTE</b>	<b>2,18 x EBITDA 26,0</b>	- 3,2 vs fin 2013
<b>NOTATION DE CRÉDIT<sup>(5)</sup></b>	<b>A stable / A1 stable</b>	

### OBJECTIFS FINANCIERS 2014<sup>(6)</sup>

- **Résultat Net Récurrent, part du Groupe<sup>(2)</sup>: 3,3-3,7 Mds€**  
ajusté de -40 M€ par mois de non fonctionnement effectif des deux centrales qui serait constaté sur le 2<sup>ème</sup> semestre
- **CAPEX nets: 6-8 Mds€**
- **Dettes nette/EBITDA ≤ 2,5 x 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) basée sur des données 2013 pro forma avec mise en équivalence de Suez Environnement, nouvelles définitions Ebitda et ROC et retraitées IFRS 10-11

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

(3) Free Cash Flow avant Capex de maintenance

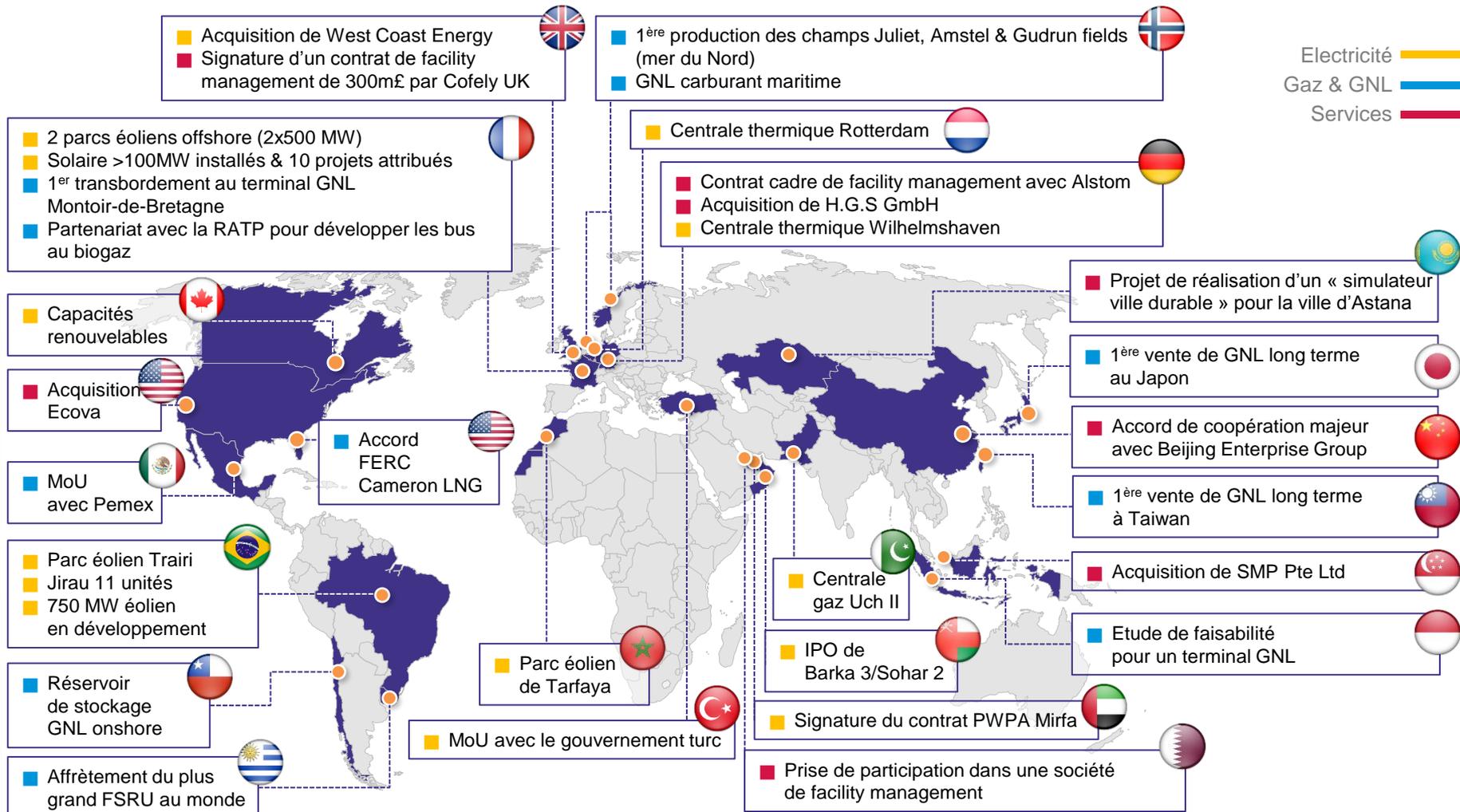
(4) Date de paiement le 15 octobre 2014, date de détachement 13 octobre 2014

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

(6) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, 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 2013 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2014 : 1,38 €/€, 3,38 €/BRL

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

# Nouvelle série de succès alimentant la croissance



**+ 2,8 GW<sup>(1)</sup> de nouvelles capacités au S1 2014**  
**~ 12 GW<sup>(1)</sup> en construction / développement avancé**

(1) À 100%

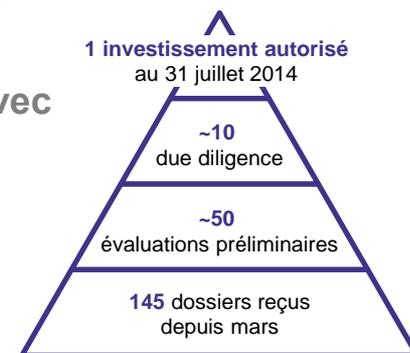
# Devenir leader dans la transition énergétique en Europe

## DÉVELOPPER LES RENOUEVABLES AU TRAVERS DE PARTENARIATS

- Objectif de mises en service  $\geq 2$  GW sur la période 2011-17: ~60 % déjà atteints
- Succès dans l'appel d'offres offshore en France: 2 x 500 MW<sup>(1)</sup>
- Développement de l'injection de biométhane sur le réseau français de distribution

## PRÉPARER LE NOUVEAU MONDE DE L'ÉNERGIE

- Nouveaux contrats signés dans les services à l'énergie
- Elargissement du potentiel dans la gestion de données: acquisition d'Ecova
- Promouvoir l'innovation avec GDF SUEZ New Ventures, fonds d'investissement de 100 M€



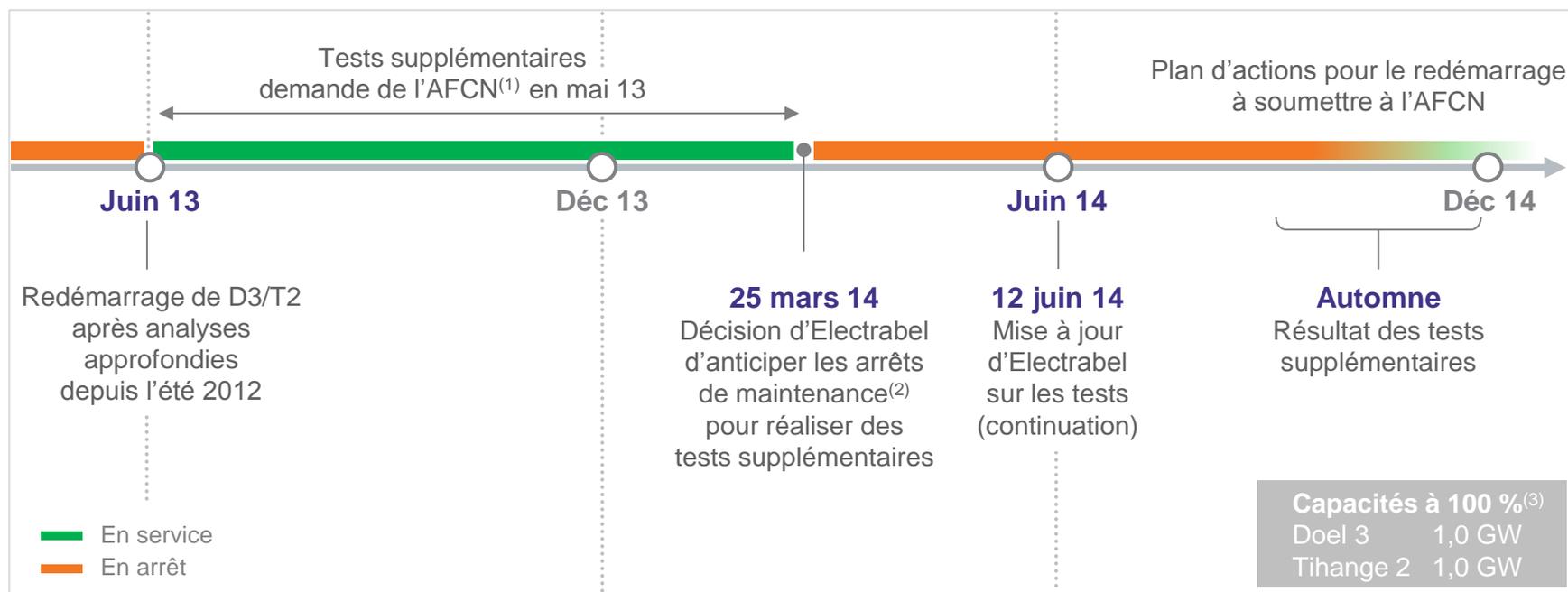
## LOBBYING ACTIF AMÉLIORANT LA DYNAMIQUE DES MARCHÉS *MERCHANT*

- Production d'électricité: premiers impacts de l'initiative Magritte cadre réglementaire CO<sub>2</sub>, initiatives de rémunération de capacités, évolution des tarifs de rachat pour les renouvelables
- Stockage de gaz en France : premiers pas vers une amélioration nouveau décret, amélioration du *spread* été/hiver

(1) Objectif Décision finale d'investissement en 2018

# Développements récents sur Doel 3 et Tihange 2

- Analyse approfondie des tests en cours
- Aucune conclusion définitive attendue avant l'automne 2014
- Impact de l'arrêt des 2 unités
  - Résultat Net Récurrent, part du Groupe: environ -40 M€/mois
  - Impact sur la génération de cash bien moindre compte tenu du paiement de la contribution nucléaire belge en période de fonctionnement de ces unités



(1) Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire

(2) Arrêts de maintenance initialement prévus le 26 avril 2014 pour D3 et le 31 mai 2014 pour T2. La durée de ces arrêts de maintenance était de 6 semaines

(3) GDF SUEZ détient 89,81% de chacune de ces deux unités

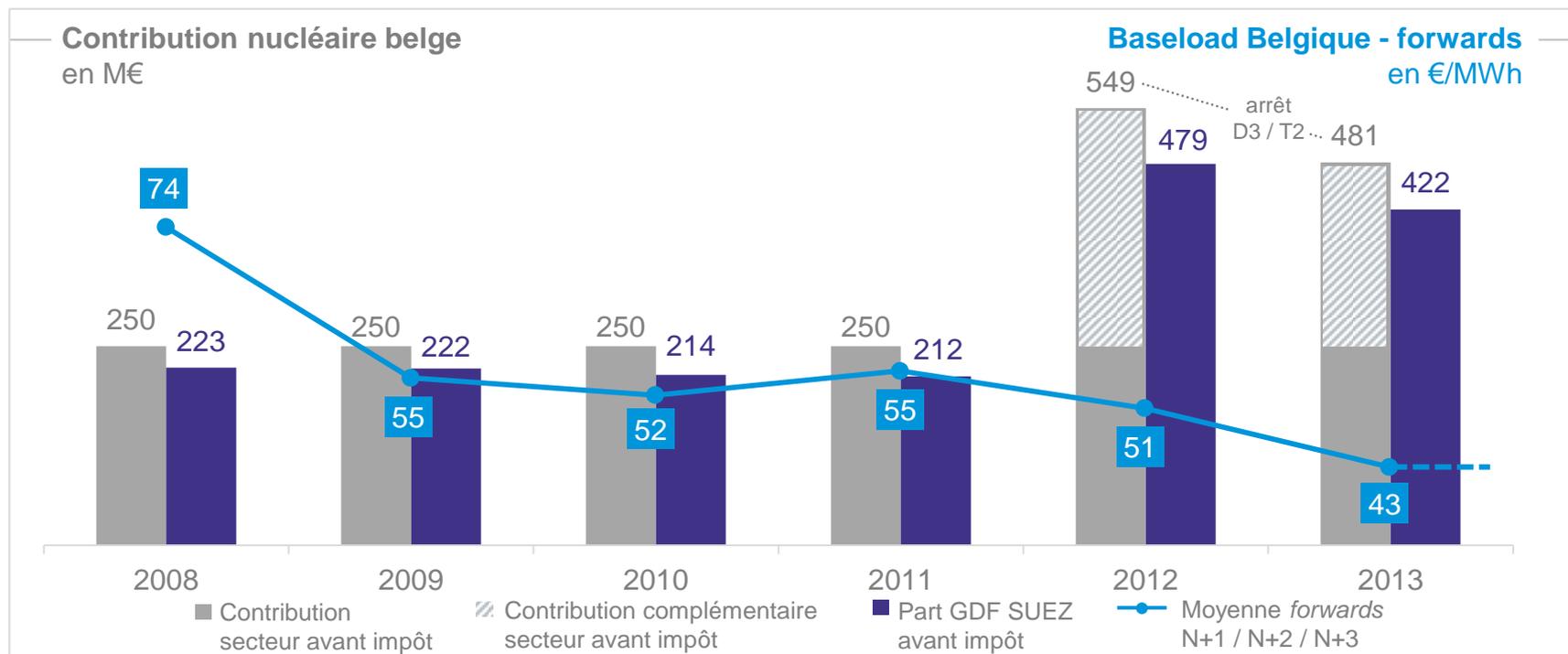
# Point sur la contribution nucléaire en Belgique

- **Décision de la cour constitutionnelle belge le 17 juillet 2014**

- Rejet de la demande d'annulation de GDF SUEZ
- GDF SUEZ considère la contribution nucléaire comme confiscatoire

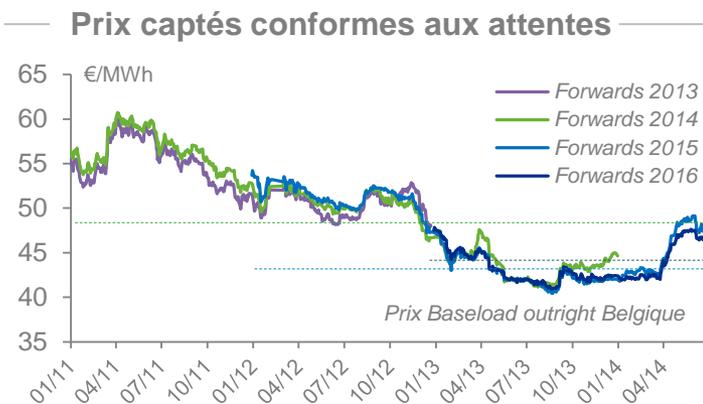
- **Prochaines étapes, GDF SUEZ va**

- **évaluer tous les recours juridiques possibles** y compris un arbitrage international et la piste européenne
- **examiner toutes les options** concernant l'avenir de ses activités nucléaires en Belgique



# Confirmation de l'atterrissage des activités *merchant* dans l'énergie en Europe en 2015-2016

## PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



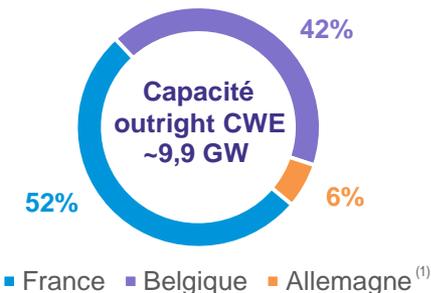
## Volumes et prix outright CWE couverts

2014: ~100% couvert  
@ ~48€/MWh

2015: ~70% couvert  
@ ~43€/MWh

2016: ~40% couvert  
@ ~44€/MWh

## Exposition aux prix allemands limitée



- Poursuite de l'adaptation active de la performance de la flotte thermique
  - Fermeture: Drogenbos, Awirs 4
  - Mise sous cocon: Eems 6-7
  - Performance opérationnelle: 50 M€ de réduction des Opex (S1 2014)

## GAS SUPPLY

- Renégociation continue des principaux contrats gaz : accord Sonatrach au S1 2014
- Indexation marché proche de 60% dans la formule tarifaire en France reflétant le mix du portefeuille (à compter de juillet 2014)

## MARKETING & VENTES

- Tarifs règlementés du gaz en France
  - pleine application du dispositif mis en place en janvier 2013
  - baisse d'environ -6% depuis janvier 2014
- **Churn** stabilisé en Belgique
- Croissance dans l'électricité en France: 2 millions de clients (mai 2014), x2 depuis 2010
- Pression sur les ventes de gaz au tarif règlementé en France atténuée par les **nouvelles offres de marché**

(1) Droits de tirage nucléaires se terminant en 2015

# S1 2014: performance opérationnelle vs S1 2013

## ENERGIE EUROPE

⬇️ Climat chaud

↻ Arrêt D3/T2 (3 vs 5 mois)

⬇️ Prix électricité & load factors

↻ Load factor éolien  
⬇️ Hydrologie

## ENERGY INTERNATIONAL

Brésil

⬇️ Sécheresse & exposition prix spot

↻ Capacités thermiques non contractées  
↻ MSI d'actifs éoliens

Pérou

↻ MSI Peaky Ilo

Chili

↻ Meilleures marges

Etats-Unis

↻ Prix et volumes  
⬇️ Arbitrages GNL

Thaïlande

↻ Meilleure disponibilité de Gheco 1

Australie

⬇️ Maintenance programmée  
⬇️ Prix

Royaume-Uni

↻ Meilleurs CDS captés

SAMEA

↻ Nouveaux actifs

## GLOBAL GAZ & GNL

⬇️ Production E&P

⬇️ Volumes GNL en provenance d'Egypte

↻ Arbitrages GNL Asie & Europe

## INFRASTRUCTURES

⬇️ Climat chaud

↻ Hausse des tarifs

⬇️ Stockage gaz

## ENERGIE SERVICES

↻ Acquisition de Balfour Beatty

↻ Nouveaux contrats

⬇️ Fin des contrats de cogénération

PERFORM 2015 ↻

# Brésil: perspectives attractives malgré l'impact court terme de conditions hydrologiques extrêmes

## S1 2014

- Performance pénalisée par une **sécheresse sévère** et des **prix spots exceptionnellement élevés**
- Disponibilité des **capacités thermiques non contractées** permettant de compenser en partie la performance négative
- Impact supplémentaire de **différentiels de prix inter-régionaux** significatifs fin S1 suite à des précipitations importantes au Sud vs Sud-Est

Tractebel Energia évolution de l'Ebitda au S1 Mds de BRL

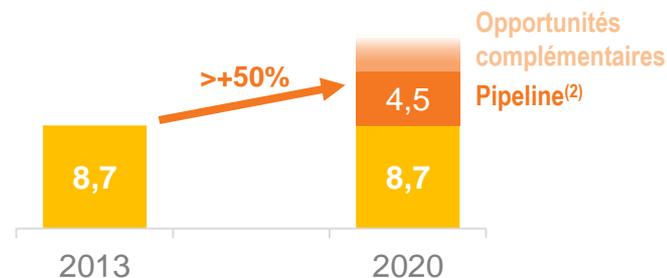


- Impact du **retard** de l'*assured energy* de Jirau

## LONG TERME

- Perspectives attractives pour la demande d'électricité: **~+ 4,5 %<sup>(1)</sup> par an**
- **Besoin de nouvelles capacités** amplifié par la nécessité de **diversifier** le mix de production électrique du pays
- **Mises en service de nouveaux actifs**: Jirau, projets éoliens, pipeline de nouveaux projets (thermique et renouvelables)

GDF SUEZ au Brésil: perspectives d'ajout de capacités GW à 100%



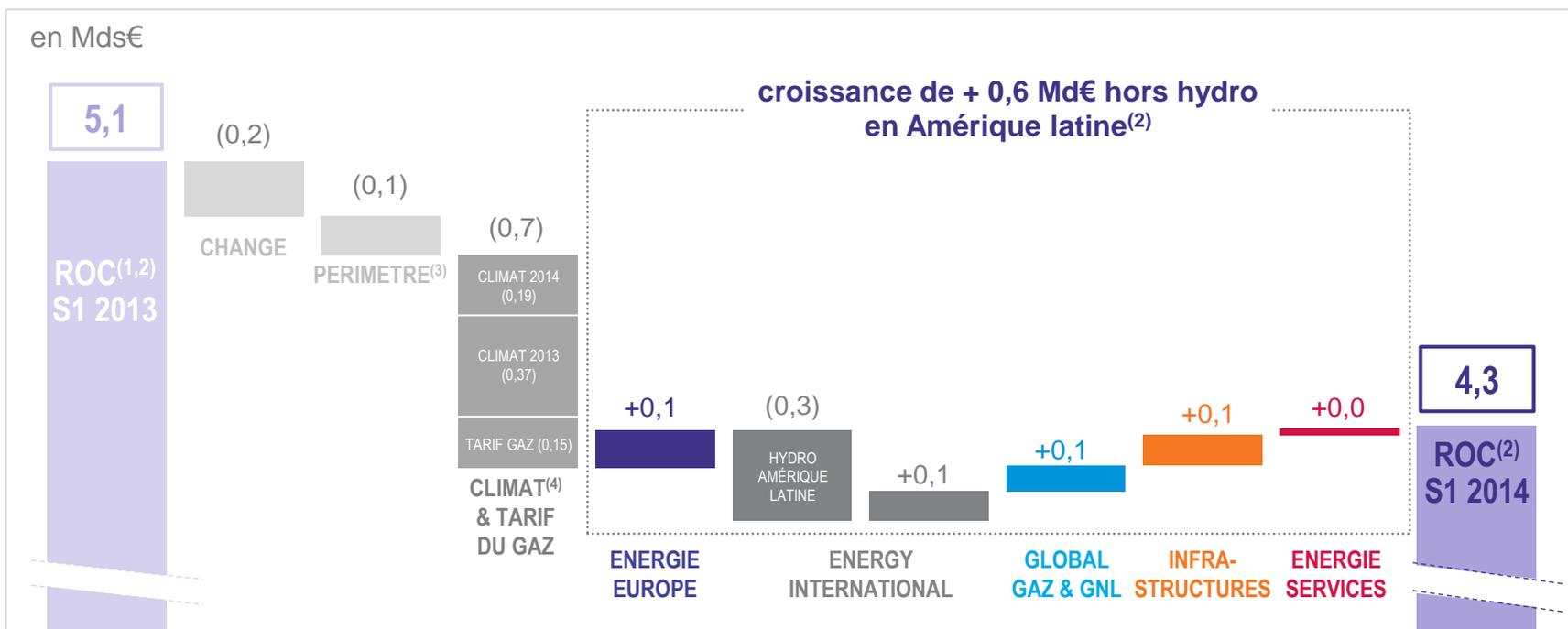
- **Portefeuille attractif**: contrats *PPA* indexés sur l'inflation

(1) Source: PDEE (Plano Decenal de Expansão de Energia) 2022, taux de croissance 2013-2022

(2) Capacités en construction à fin juin 2014, à 100% et y compris Campo Largo

# ROC et EBITDA sont impactés par des éléments exceptionnels

en Mds€	S1 2013 <sup>(1)</sup>	S1 2014	<i>Δ 14/13 organique hors impacts climat et tarif du gaz</i>	<b>Moindres D&amp;A</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,7</b>	<b>6,6</b>	- 0,3 %	<ul style="list-style-type: none"> <li>↘ dépréciations d'actifs</li> <li>↘ changement E&amp;P</li> <li>↘ cessions</li> <li>↗ acquisitions/MSI</li> </ul>
<b>ROC après quote-part du résultat net des entreprises en équivalence</b>	<b>5,1</b>	<b>4,3</b>	+ 5,8 %	



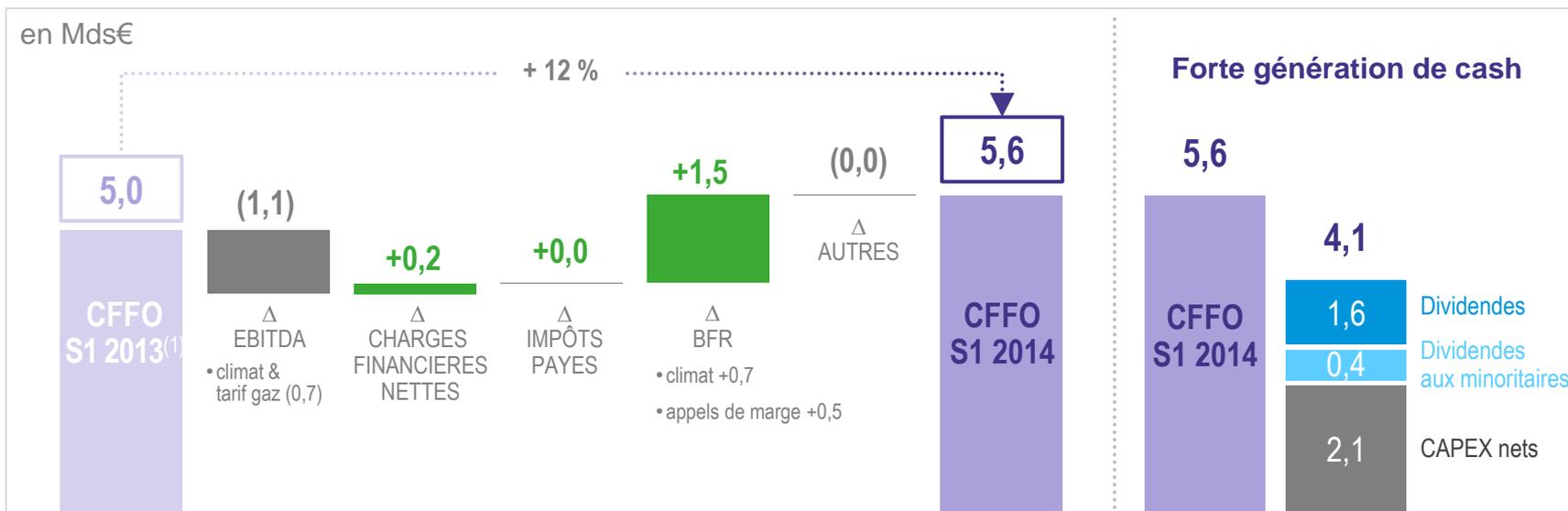
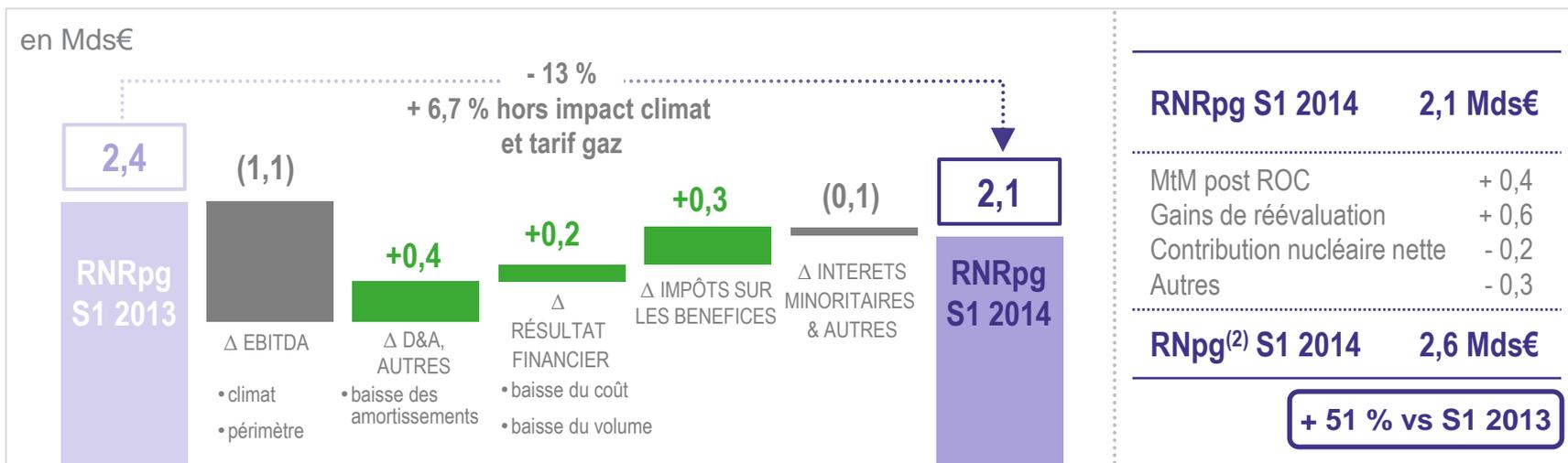
(1) Données 2013 pro forma mise en équivalence de Suez Environnement, nouvelles définitions Ebitda et ROC et retraitées IFRS 10-11

(2) Y compris Autres (88) M€ au S1 2014 et (242) M€ au S1 2013

(3) Effet périmètre des cessions

(4) Pour les branches Energie Europe et Infrastructures, l'impact du climat en France est respectivement de ~ -11/-15 TWh chaud pour S1 2014 et ~ +22/+30 TWh froid pour S1 2013

# Résultat net et cash flow



(1) Données 2013 pro forma mise en équivalence de Suez Environnement, nouvelles définitions Ebitda et ROC et retraitées IFRS 10-11

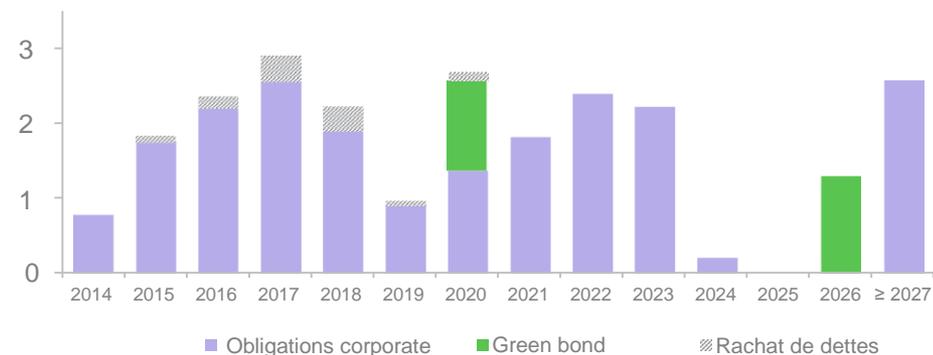
(2) Résultat net part du Groupe

# Optimisation du bilan avec succès

## GESTION ACTIVE DE LA DETTE

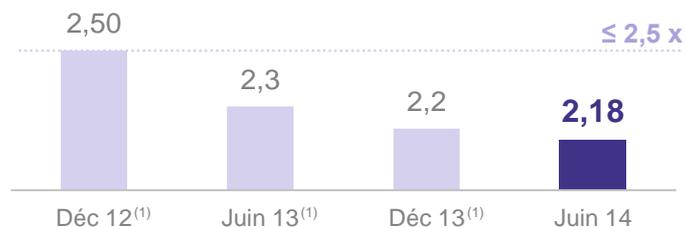
- **Émission *green bond* d'un montant record de 2,5 Mds€** à un coupon historiquement bas de 1,9 %
- **Nouvelle émission d'obligations hybrides pour 2 Mds€** renforçant le bilan à un coupon très bas de 3,4 %
- **Rachat de 1,1 Md€ de dettes** portant un coupon moyen de 3,7 %

Un profil de maturités bien réparti en Mds€

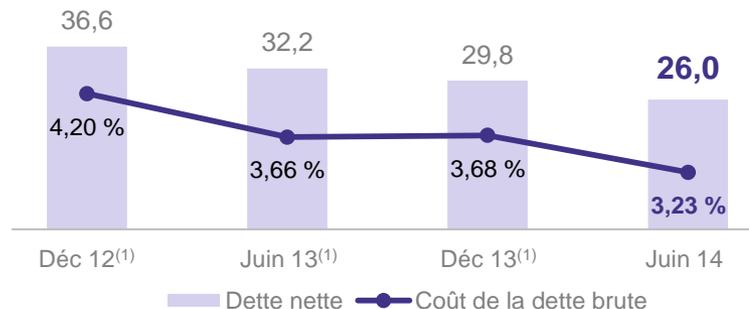


## POURSUITE DE LA BAISSÉ DU CÔÛT DE LA DETTE BRUTE

Dettes nettes / Ebitda  $\leq 2,5 \times$



Une structure de bilan solide en Mds€



(1) Pro forma mise en équivalence de Suez Environnement mais hors impact des normes IFRS 10/11 (- 0.6 Md€ au 31/12/2013)

# Déploiement de notre stratégie (1/3) Production électricité

Pays	Projet (% détention)	MSI prévue	Statut contractuel	% travaux réalisés
	<b>Jirau (40 %)</b> 3 750MW hydro, 50 unités	<i>full assured energy: fin 2015</i>	73 % contracté LT	93 % yc. génie civil 11 unités en opération
	<b>Quitaracsza (100 % EnerSur)</b> 112 MW hydro	S2 2015	100 % contracté LT	70 %
	<b>Ilo Energy Node (100 % EnerSur)</b> 500 MW dual fuel open cycle	S1 2017 soumis à permis	100 % contracté LT	contrats EPC & leasing signés
	<b>Laja (100 % E.CL)</b> 34,4 MW hydro	fin 2014	100 % contracté LT	92 %
	<b>Tihange 1 (50 %)</b> Extension 10 ans	fin 2015	mécanisme de répartition des bénéfices	20 %
	<b>Az Zour (17,5 %)</b> 1 500 MW centrale thermique et désalinisation	fin 2016	100 % contracté LT	20 %
	<b>Tihama (60 %)</b> 532 MW extension (thermique)	S1 2015	100 % contracté LT	70 %
	<b>Mirfa (20 %)</b> 1 600 MW & 240 000 m <sup>3</sup> /jour	2016-2017	100 % contracté LT	démarrage juillet 2014
	<b>Peakers (38 %)</b> 670 MW (Avon) & 335 MW (Dedisa) open cycle	2015-2016	100 % contracté LT	20 % Avon 35 % Dedisa
	<b>Tarfaya (50 %)</b> 300 MW éolien onshore	progressif jusqu'à fin 2014	100 % contracté LT	85 %
	<b>CHP 5 (30 %)</b> 415 MW thermique et 587 MW vapeur	soumis à FID	100 % contracté LT	0 %
	<b>Meenakshi (82 %)</b> 700 MW charbon	2017	partiellement contracté	15 %

## Sélection de grands projets



Capex<sup>(1)</sup>  
~6 Mds€

(1) Impact de cette sélection de projets sur le bilan de GDF SUEZ sur la base de la méthode de consolidation

# Déploiement de notre stratégie (2/3) Chaîne de valeur gaz

Pays	Projet (% détention)	MSI prévue	Statut contractuel	% travaux réalisés
	<b>Cameron</b> (16,6% capital, 1/3 capacités) Projet de liquéfaction <i>brownfield</i> 12mtpa	2018-2019	4 mtpa accord de <i>tolling</i> 26 % déjà contracté LT	FID prévue août 2014
	<b>Los Ramones (50%)</b> pipeline gaz naturel 1 400 mcf/jour 291 km	2016	contrat de services transport 25 ans	Financial close prévu S2 2014
	<b>Mayakan (67,5%)</b> pipeline gaz naturel extension 75 km	fin 2014	100 % contracté	80 %
	<b>GNL del Plata (50%)</b> FSRU: stockage 300 000 m <sup>3</sup> regaz 10 Mm <sup>3</sup> /jour (fin 2016)	S2 2015 (solution bridge) fin 2016 (final)	contrat BOOT <sup>(1)</sup> 15 ans	20 %
	<b>Jangkrik (45% EPI)</b> ~24 mbep/an <sup>(3)</sup>	2017	-	15 %
	<b>Touat (65% EPI)</b> ~30 mbep/an <sup>(3)</sup>	2017	-	20 % Phase 1
	<b>Cygnus (38,75% EPI)</b> ~14 mbep/an <sup>(3)</sup>	fin 2015	-	52 %
	<b>Dunkerque (100% GRTgaz)</b> Pipeline gaz 430 km	fin 2016	inclus dans la RAB	53 %
	<b>Gazpar (100% GrDF)</b> Compteurs intelligents, 11 m clients	2016-2022	inclus dans la RAB 200 bps prime pendant 20 ans	40 % construction

## Sélection de grands projets



Capex<sup>(2)</sup>  
~5,5 Mds€

(1) Build Own Operate Transfer (2) Impact de cette sélection de projets sur le bilan de GDF SUEZ sur la base de la méthode de consolidation

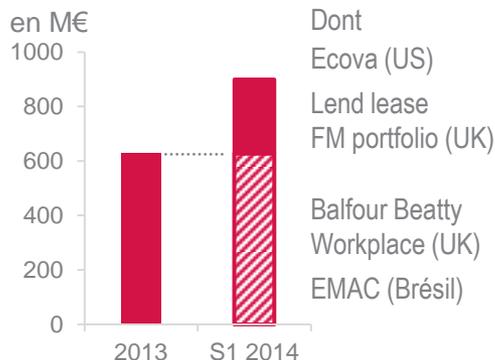
(3) Production moyenne à 100%, durant la phase plateau prévisionnelle

# Déploiement de notre stratégie (3/3) Energie Services

Renforcement du leadership en Europe et création de positions locales fortes à l'international

## ACQUISITIONS SÉLECTIVES / CROISSANCE LE LONG DE LA CHAÎNE DE VALEUR

~ 0,9 Md€ de chiffre d'affaires supplémentaire<sup>(1)</sup>, 12 transactions



Dont  
 Ecova (US)  
 Lend lease  
 FM portfolio (UK)  
 Balfour Beatty  
 Workplace (UK)  
 EMAC (Brésil)

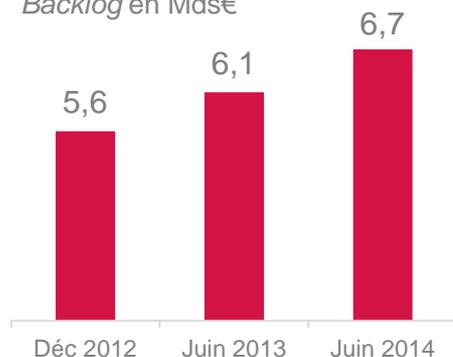
- Services**
- Facility management
  - Maintenance technique (y compris data centres)
  - Réseaux de chaleur et de froid
  - Nouveaux business (smart data management)

- Installations**
- Installations électriques
  - Automatisation des bâtiments
  - HVAC



## CROISSANCE ORGANIQUE SOUTENUE

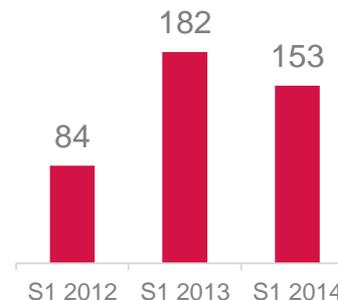
**Installations & Ingénierie**  
 Backlog en Mds€



**Exemples de contrats**  
 signés au S1 2014

- Efficacité énergétique : France (Rouen, Amiens...)
- Facility management: UK, Allemagne, Italie, Dubaï
- Production décentralisée & renouvelables (Allemagne, France, Mer du Nord)
- Mobilité: France, Algérie

**Services**  
 Développement commercial net  
 en M€/an



(1) Données à 100% année de l'acquisition (contribution annuelle moyenne)

# Conclusion

## Confirmation des objectifs financiers 2014

---

### Le Groupe est concentré sur l'exécution de sa stratégie

- Continuer à transformer le business européen vers la transition énergétique
  - Mener à bien tous les projets
  - Nouvelle série de succès pour alimenter la croissance
- 

### Un portefeuille d'actifs tourné vers la croissance

- Un portefeuille d'activités solide combinant activités contractées/régulées et *merchant*
  - Un pipeline important de projets
  - Acquisitions sélectives financées par des cessions
-

# 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 GDF SUEZ estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence de GDF SUEZ enregistré auprès de l'AMF le 20 mars 2014 (sous le numéro D.14-0176). L'attention des investisseurs et des porteurs de titres GDF SUEZ est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur GDF SUEZ.

# Pour plus d'informations sur GDF SUEZ



+33 1 44 22 66 29



ir@gdfsuez.com

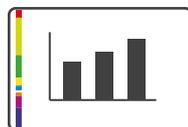


<http://www.gdfsuez.com/espace-investisseurs/>

## POUR PLUS D'INFORMATIONS SUR LES RESULTATS S1 2014 <http://www.gdfsuez.com/investisseurs/resultats-3/resultats-2014/>



Présentation



Annexes



Communiqué  
de presse



Retransmission  
audio de  
la conférence



Transcript de  
la conférence  
téléphonique



Rapport  
financier  
semestriel



Pack  
analyste<sup>(1)</sup>

(1) Y compris la liste des centrales de production à fin juin 2014 et les principaux indicateurs financiers