# Résultats
## Semestriels
# 2010

# Annexes

CHANGER L'ENERGIE ENSEMBLE

# Avertissement

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux Etats-Unis ou tout autre pays.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à la pertinence, l'exhaustivité ou l'exactitude des informations ou opinions contenues dans cette présentation, et la responsabilité des dirigeants d'EDF ne saurait être engagée pour tout préjudice résultant de l'utilisation qui pourrait être faite de cette présentation ou de son contenu.

Le présent document peut contenir des objectifs ou des prévisions concernant la stratégie, la situation financière ou les résultats du groupe EDF. EDF estime que ces prévisions ou objectifs reposent sur des hypothèses raisonnables mais qui peuvent s'avérer inexactes et qui sont en tout état de cause soumises à des facteurs de risques et incertitudes. Il n'y a aucune certitude que les évènements prévus auront lieu ou que les résultats attendus seront effectivement obtenus. Les facteurs importants susceptibles d'entraîner des différences entre les résultats envisagés et ceux effectivement obtenus comprennent notamment la réussite des initiatives stratégiques, financières et opérationnelles d'EDF fondées sur le modèle d'opérateur intégré, l'évolution de l'environnement concurrentiel et du cadre réglementaire des marchés de l'énergie, et les risques et incertitudes concernant l'activité du Groupe, l'environnement climatique, les fluctuations des prix des matières premières et des taux de change, les évolutions technologiques, l'évolution de l'activité économique et les opérations internationales.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document de Référence d'EDF déposé par l'Autorité des marchés financiers sous le numéro D. 10-0227 le 8 avril 2010 (consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.com).

Les informations de nature prévisionnelle contenues dans ce document ne valent qu'à la date de ce document et EDF ne s'engage pas à les mettre à jour ultérieurement pour refléter les faits et circonstances postérieurs ou la survenance d'événements non anticipés.

# Evolution des normes comptables 1/2

- IFRIC 18 - Transferts d'actifs provenant des clients
  - Une interprétation applicable de façon obligatoire à partir du 1er janvier 2010.
    Elle concerne les raccordements aux réseaux (transport et distribution)
  - Des effets pour EDF (SEI),ERDF, Electricité de Strasbourg , EDF Demasz et EDF Energy, les transferts d'actifs sont désormais enregistrés en revenus de l'année
  - Pas de changement pour RTE et EnBW
  - Les effets positifs sur le chiffre d'affaires sont complètement neutralisés par l'annulation de l'étalement des produits constatés d'avance sauf chez EDF Energy. Pour cette dernière société , par ailleurs la structure tarifaire implique une dépréciation immédiate des actifs concernés.
  - Impact positif sur les capitaux propres de 1,9 Md€ (dû à l'application rétrospective de l'interprétation) mais négligeable sur le résultat net
  - Ce changement de méthode fait l'objet d'une information comparative

# Evolution des normes comptables 2/2

- IFRIC 12 - accords de concession de services
  - Une interprétation applicable de façon obligatoire à partir du 1er janvier 2010
  - Pour le Groupe EDF, effet pour les seules entités Dalkia et Edison : les actifs corporels dont le concessionnaire n'a pas le contrôle sont désormais enregistrés comme actifs incorporels (le transfert est de 124 M€) et les actifs corporels nets sont minorés d'autant
  - Impact négligeable sur les capitaux propres

# Changement de présentation

- IAS 39 « Changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading »
  - Le Groupe a décidé en 2010 d'isoler la volatilité des dérivés non éligibles à la comptabilité de couverture selon la norme IAS 39, utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières au niveau d'une ligne dédiée intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation
  - L'impact est nul au niveau du résultat net consolidé et des capitaux propres consolidés du Groupe. Pour l'excédent brut d'exploitation du 1er semestre 2009 l'impact est de - 309 millions d'euros dont -174 millions d'euros sur le chiffre d'affaires et -135 millions d'euros sur les achats de combustibles et d'énergie
  - Cette nouvelle présentation fait l'objet d'une information comparative et permet de fournir une meilleure lisibilité du résultat opérationnel en cohérence notamment avec les objectifs financiers du Groupe

# Compte de résultat simplifié retraité du S1 2009

| *En millions d'€* | S1 2009 publié | IFRIC18 | IFRIC12 | IAS 39 | S1 2009 retraité |
|---|---|---|---|---|---|
| **Chiffre d'affaires** | **34 897** | **103** | **1** | **(174)** | **34 827** |
| Achats de combustibles et d'énergie | (13 860) | | | (135) | **(13 995)** |
| Autres consommations externes | (5 138) | | | | **(5 138)** |
| Charge de personnel | (5 758) | | | | **(5 758)** |
| Impôts et taxes | (1 650) | | | | **(1 650)** |
| Autres produits et charges opérationnels | 1 650 | | | | **1 650** |
| **EBITDA** | **10 141** | **103** | **1** | **(309)** | **9 936** |
| Volatilité IAS 39 | | | | 309 | **309** |
| Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement | (3 679) | (95) | | | **(3 774)** |
| Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation | 313 | | | | **313** |
| **EBIT** | **6 775** | **8** | **1** | **-** | **6 784** |
| **Résultat financier** | **(2 202)** | | | | **(2 202)** |
| **Résultat avant impôts des sociétés intégrées** | **4 573** | **8** | **1** | | **4 582** |
| **Résultat net part du Groupe** | **3 117** | **5** | **1** | **-** | **3 123** |
| **Résultat net courant*** | **2 926** | **5** | **1** | **-** | **2 932** |

**Hors éléments non récurrents*

# Cash Flow Statement retraité S1 2009

| *En millions d'€* | S1 2009 | IFRIC 18 | IFRIC 12 | IAS 39 | S1 2009 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Excédent Brut d'exploitation (EBITDA)** | **10 141** | **103** | **1** | **(309)** | **9 936** |
| Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA | (2 527) | | (1) | 309 | (2 219) |
| Frais financiers nets | (813) | | | | (813) |
| Impôts sur le résultat | (85) | | | | (85) |
| Autres éléments | 146 | | | | 146 |
| **Cash Flow Opérationnel (FFO)** | **6 862** | **103** | | | **6 965** |
| Variation du Besoin en Fonds de Roulement net | 335 | (103) | | | 232 |
| CAPEX Bruts | (5 565) | | | | (5 565) |
| Cessions d'immobilisations | 84 | | | | 84 |
| **Free Cash Flow** | **1 716** | | | | **1 716** |
| Actifs dédiés | 0 | | | | 0 |
| Investissements financiers de croissance externe | (12 246) | | | | (12 246) |
| Autres investissements financiers | (47) | | | | (47) |
| Dividendes versés | (1 225) | | | | (1 225) |
| Autres monétaires | 33 | | | | 33 |
| **Variation monétaire de l'endettement financier net** | **(11 769)** | | | | **(11 769)** |
| Effets de la variation du périmètre | 710 | | | | 710 |
| Effets de la variation de change | (1 283) | | | | (1 283) |
| Autres variations non monétaires | 27 | | | | 27 |
| **Variation de l'endettement financier net** | **(12 315)** | | | | **(12 315)** |
| **Endettement financier net ouverture** | **24 476** | | | | **24 476** |
| **Endettement financier net clôture** | **36 791** | | | | **36 791** |

# Bilan consolidé retraité 31.12.2009

| *En millions d'€* | Publié 2009 | IFRIC 18 | IFRIC 12 | Retraité 2009 |
|---|---|---|---|---|
| Goodwill et actifs incorporels | 18 981 | | 124 | 19 105 |
| Immobilisations en concessions | 70 702 | (1 270) | (124) | 69 308 |
| Immobilisations de production et autres immobilisations | 58 734 | | | 58 734 |
| Titres en équivalence et autres actifs financiers non courants | 28 919 | | | 28 919 |
| Impôts différés | 3 099 | (609) | | 2 490 |
| **Actif non courant** | **180 435** | **(1 879)** | | **178 556** |
| **Actif courant** | **60 214** | | | **60 214** |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente | 1 265 | | | 1 265 |
| **Total de l'actif** | **241 914** | **(1 879)** | **0** | **240 035** |
| | | | | |
| **Capitaux Propres – Part du Groupe** | **27 952** | **1 934** | **5** | **29 891** |
| Intérêts minoritaires | 4 773 | 3 | | 4 776 |
| **Total des capitaux propres** | **32 725** | **1 937** | **5** | **34 667** |
| **Provisions non courantes** | **52 134** | | | **52 134** |
| Droits des concédants sur les concessions de DPE France | 39 884 | | (7) | 39 877 |
| Passifs financiers non courants | 44 755 | | | 44 755 |
| Autres créditeurs | 5 725 | (2 365) | | 3 360 |
| Impôts différés | 7 652 | | 2 | 7 654 |
| **Passif non courant** | **150 150** | **(2 365)** | **(5)** | **147 780** |
| **Passif Courant** | **58 628** | **(1 451)** | | **57 177** |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente | 411 | | | 411 |
| **Total du passif** | **241 914** | **(1 879)** | **0** | **240 035** |

# Comptes de résultat simplifiés

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 |
|---|---|---|
| **Chiffre d'affaires** | **34 827** | **37 513** |
| Achats de combustibles et d'énergie | (13 995) | (15 743) |
| Autres consommations externes | (5 138) | (5 170) |
| Charge de personnel | (5 758) | (6 082) |
| Impôts et taxes | (1 650) | (1 708) |
| Autres produits et charges opérationnels et prolongation TaRTAM (Loi du 7 juin 2010) | 1 650 | 1 563 |
| **EBITDA** | **9 936** | **10 373** |
| Volatilité IAS 39 | 309 | 58 |
| Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement | (3 774) | (4 075) |
| Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation | 313 | (1 067) |
| **EBIT** | **6 784** | **5 289** |
| **Résultat financier** | **(2 202)** | **(2 369)** |
| **Résultat avant impôts des sociétés intégrées** | **4 582** | **2 920** |
| **Résultat net part du Groupe** | **3 123** | **1 659** |
| **Résultat net courant*** | **2 932** | **2 977** |

** Hors éléments non récurrents*

# Evolution du résultat net

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 | Δ % |
|---|---|---|---|
| **Résultat avant impôts des sociétés intégrées** | **4 582** | **2 920** | (36,3%) |
| Impôts sur les résultats | (1 523) | (1 241) | (18,5%) |
| Quote-part de résultat net des entreprises associées | 138 | 147 | 6,5% |
| Résultat net part des intérêts minoritaires | (74) | (167) | 125,7% |
| **Résultat net part du Groupe** | **3 123** | **1 659** | (46,9%) |
| Neutralisation des éléments non récurrents | (191) | 1 318 | n.s. |
| **Résultat net courant*** | **2 932** | **2 977** | 1,5% |

** Hors éléments non récurrents*

# Evolution comparée France / International

| | France | | | Hors France | | | TOTAL | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | S1 2009 | S1 2010 | Δ% | S1 2009 | S1 2010 | Δ% | S1 2009 | S1 2010 | Δ% |
| Chiffre d'affaires | 18 323 | 18 915 | 3,2% | 16 504 | 18 598 | 12,7% | 34 827 | 37 513 | 7,7% |
| EBITDA | 5 957 | 6 031 | 1,2% | 3 979 | 4 342 | 9,1% | 9 936 | 10 373 | 4,4% |
| EBIT | 4 004 | 3 672 | (8,3%) | 2 780 | 1 617 | (41,8%) | 6 784 | 5 289 | (22,0%) |

| | Répartition des résultats S1 2010 | |
|---|---|---|
| | France | Hors France |
| Chiffre d'affaires | 50,4% | 49,6% |
| EBITDA | 58,1% | 41,9% |
| EBIT | 69,4% | 30,6% |

# Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation du S1 2010 par segment

| *En millions d'€* | **TOTAL GROUPE** | France | RU | Allemagne | Italie | Autres internat. | Autres activités |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Chiffre d'affaires** | **37 513** | **18 915** | **5 640** | **4 111** | **2 753** | **3 457** | **2 637** |
| Achats de combustibles et d'énergie | (15 743) | (5 367) | (2 982) | (2 608) | (2 108) | (2 154) | (524) |
| Autres consommations externes | (5 170) | (2 861) | (647) | (432) | (205) | (319) | (706) |
| Charge de personnel | (6 082) | (4 203) | (667) | (375) | (105) | (248) | (484) |
| Impôts et taxes | (1 708) | (1 564) | (42) | (6) | (4) | (45) | (47) |
| Autres produits et charges opérationnels[1] | 1 563 | 1 111 | 299 | 126 | 34 | (89) | 82 |
| **EBITDA** | **10 373** | **6 031** | **1 601** | **816** | **365** | **602** | **958** |
| IAS 39 | 58 | (20) | (23) | (3) | 15 | 119 | (30) |
| Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement | (4 075) | (2 339) | (776) | (203) | (231) | (294) | (232) |
| Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation | (1 067) | - | - | (6) | (2) | (1 060) | 1 |
| **EBIT (Résultat d'exploitation)** | **5 289** | **3 672** | **802** | **604** | **147** | **(633)** | **697** |

*(1) Y compris TaRTAM (Loi du 07/06/2010)*

# Analyse des éléments non récurrents nets d'impôts

| *En millions d'€* | **S1 2009** | **S1 2010** |
|---|---|---|
| **Résultat net hors éléments non récurrents** | 2 932 | **2 977** |
| **Total éléments non récurrents nets d'impôts** | 191 | **(1 318)** |
| Provision pour risques liée aux activités du Groupe aux Etats-Unis | | (1 060) |
| Plus-values de cession | 209 | |
| Provisions TaRTAM et diverses dépréciations | (18) | (258) |
| **Résultat net part du Groupe** | 3 123 | **1 659** |

# Charge d'impôt du Groupe

| *En millions d'€* | **S1 2009** | **S1 2010** |
|---|---|---|
| Résultat avant impôt | 4 582 | 2 920 |
| Charge réelle d'impôt | 1 523 | 1 241 |
| Taux effectif d'impôt | 33,2% | 42,5% |

**Hors provision liée aux activités du Groupe aux Etats-Unis, le taux effectif d'imposition ressort à 31,2%**

# Analyse de l'évolution du résultat financier

| *En millions d'€* | **S1 2009** | **S1 2010** |
|---|---|---|
| Coût de l'endettement financier brut | (1 271) | (1 379) |
| *Dont charges d'intérêts sur opérations de financement* | *(1 301)* | *(1 420)* |
| *Dont résultat net de change sur endettement et autres* | *30* | *41* |
| Charges d'actualisation | (1 592) | (1 690) |
| Autres produits et charges financiers | 661 | 700 |
| **Résultat financier** | **(2 202)** | **(2 369)** |

# Quote part de résultat net des entreprises associées

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 | Variation |
|---|---|---|---|
| **TOTAL** | **138** | **147** | **9** |
| ALPIQ (ex ATEL) | 46 | 47 | 1 |
| San Men Xia | - | (1) | (1) |
| Autres Groupe EnBW | 22 | 20 | (2) |
| EVN | 27 | 34 | 7 |
| Dalkia Holding | 18 | 15 | (3) |
| NTPC (Laos) | - | 16 | 16 |
| Estag* | 18 | 2 | (16) |
| Autres | 7 | 14 | (7) |

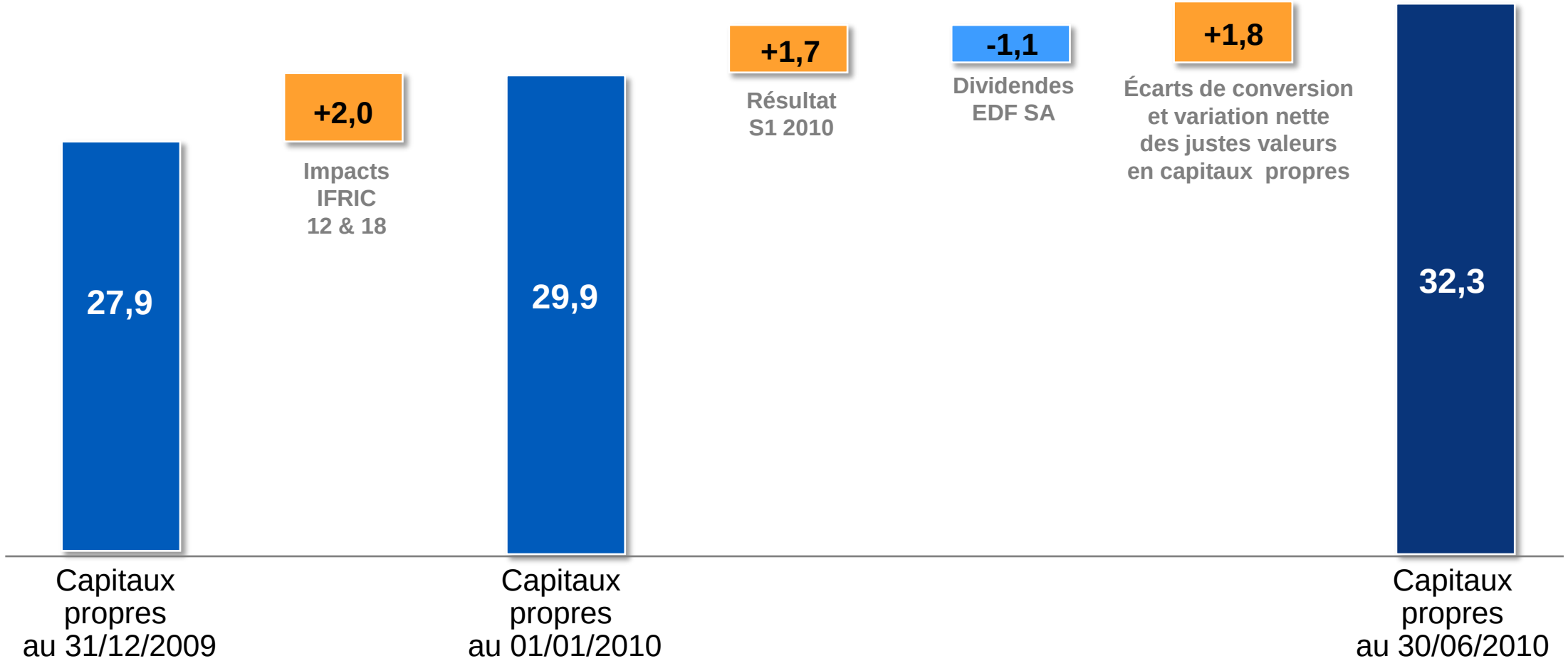
** Changement de mode de consolidation*

# Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 | Variation |
|---|---|---|---|
| **TOTAL** | **74** | **167** | **93** |
| EnBW | 13 | 19 | 6 |
| EDF Energies nouvelles | 13 | 13 | - |
| ERSA | 7 | 8 | 1 |
| Kogeneracja | 8 | 7 | (1) |
| Zielona Gora | 1 | 7 | 6 |
| Edison | 3 | 2 | (1) |
| Dalkia international | 10 | 23 | 13 |
| SPE | - | 53 | 53 |
| EDF Energy | - | 15 | 15 |
| Autres | 19 | 20 | 1 |

# Eléments de variation des Capitaux Propres – Part du Groupe depuis le 31 décembre 2009

*En milliards d'€*



# Etat du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 |
|---|---|---|
| **Résultat net consolidé** | **3 197** | **1 826** |
| | | |
| **Réserves recyclables ("Other Comprehensive Income") et écarts de conversion enregistrés en capitaux propres** | | |
| Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente | 404 | 31 |
| Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat | 47 | (75) |
| Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture | (1 766) | (478) |
| Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat | 869 | 20 |
| Différences de conversion | 954 | 2 716 |
| Impôts | 188 | (150) |
| **Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres** | **696** | **2 064** |
| | | |
| **Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres** | **3 893** | **3 890** |
| *Dont part du Groupe* | *3 825* | *3 484* |
| *Dont intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle* | *68* | *406* |

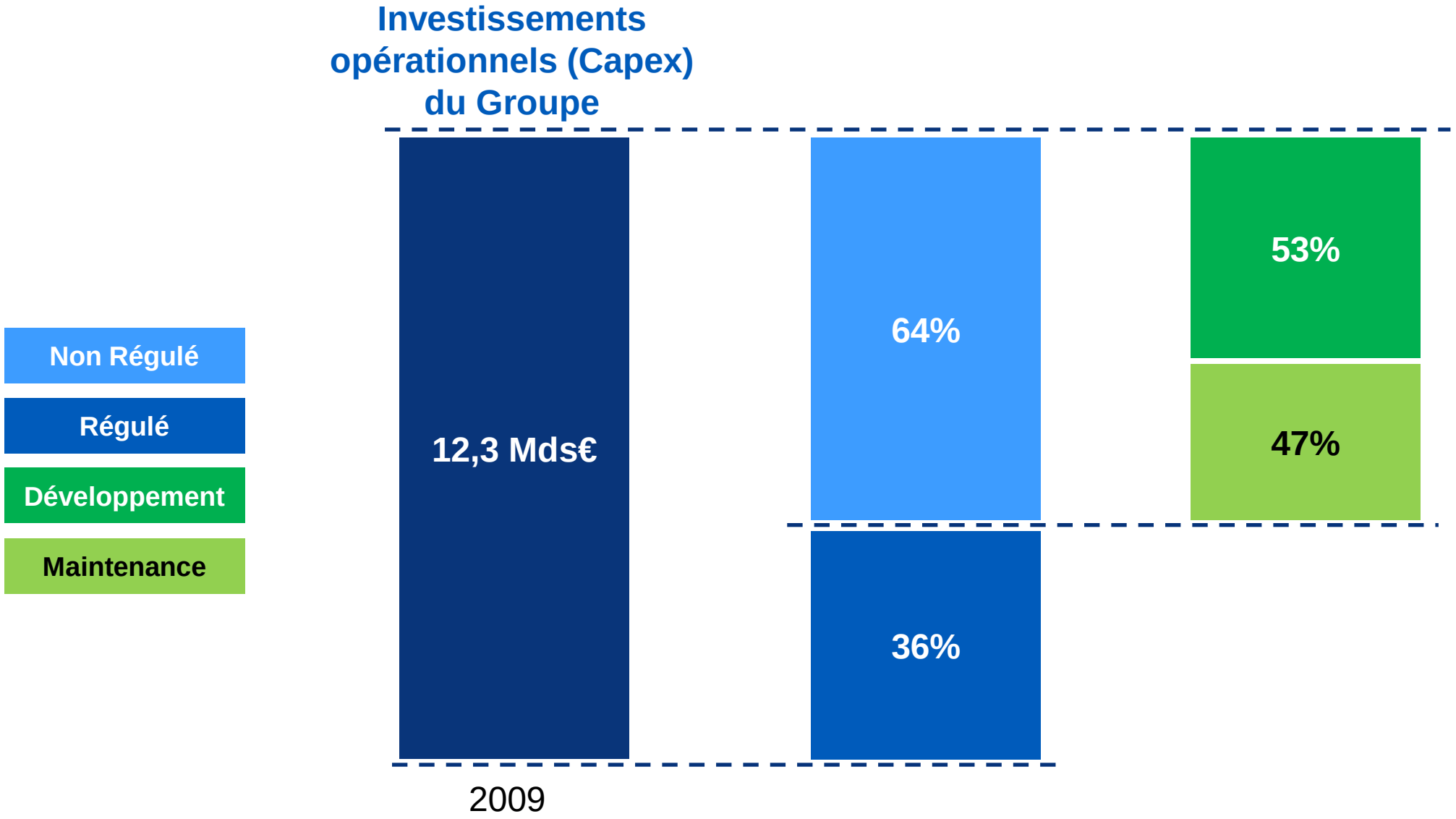
# Cash Flow Statement

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 |
|---|---|---|
| **Excédent Brut d'exploitation (EBITDA)** | **9 936** | **10 373** |
| Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA | (2 219) | (1 145) |
| Frais financiers nets | (813) | (1 129) |
| Impôts sur le résultat | (85) | (1 177) |
| Autres éléments | 146 | 94 |
| **Cash Flow Opérationnel (FFO)** | **6 965** | **7 016** |
| Variation du Besoin en Fonds de Roulement net | 232 | 783 |
| CAPEX Bruts | (5 565) | (5 993) |
| Cessions d'immobilisations | 84 | 90 |
| **Free Cash Flow** | **1 716** | **1 896** |
| Actifs dédiés | 0 | (881) |
| Investissements financiers de croissance externe nets | (12 246) | 111 |
| Autres investissements financiers | (47) | (133) |
| Dividendes versés | (1 225) | (1 205) |
| Autres monétaires | 33 | 195 |
| **Variation monétaire de l'endettement financier net** | **(11 769)** | **(17)** |
| Effets de la variation du périmètre | 710 | (34) |
| Effets de la variation de change | (1 283) | (1 359) |
| Autres variations non monétaires | 27 | (194) |
| **Variation de l'endettement financier net** | **(12 315)** | **( 1 604)** |
| **Endettement financier net ouverture** | **24 476** | **42 496** |
| **Endettement financier net clôture** | **36 791** | **44 100** |

# Des charges d'intérêt sur endettement aux frais financiers nets décaissés

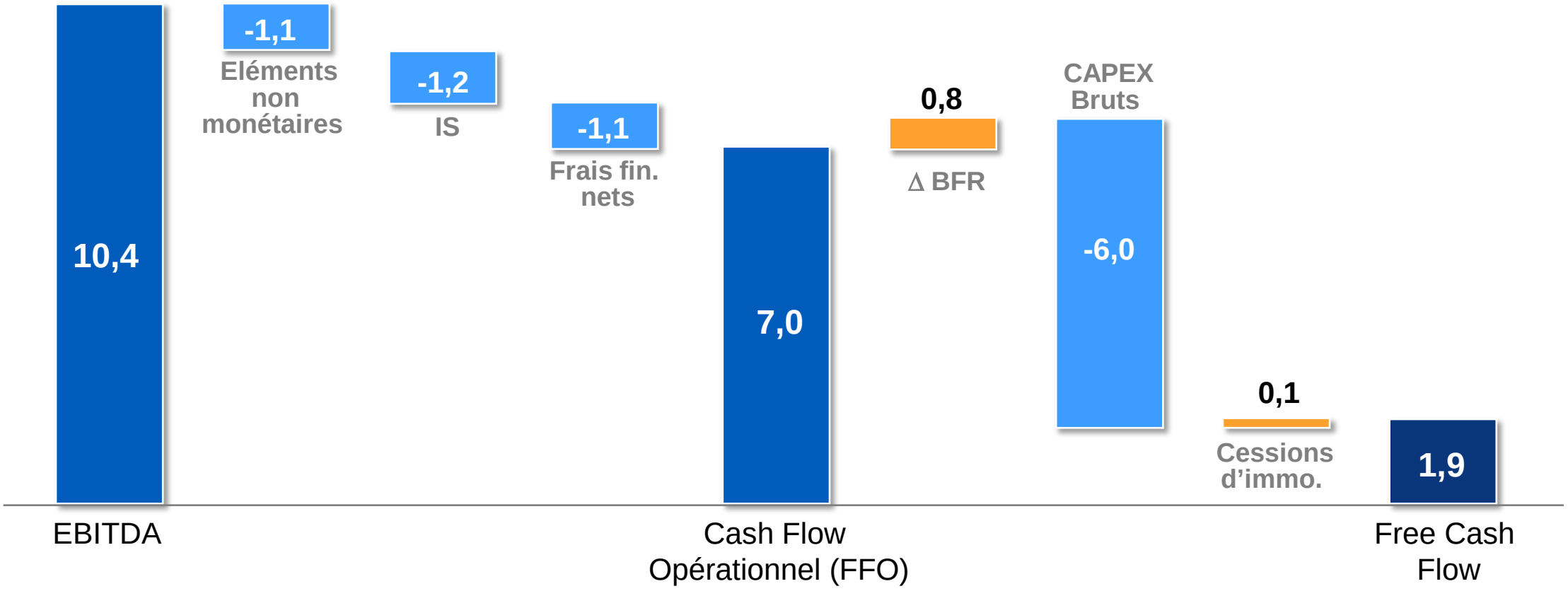
| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 |
|---|---|---|
| **Charges d'intérêt sur opérations de financement** | **(1 301)** | **(1 420)** |
| Intérêts courus non échus | +249 | +58 |
| Dividendes reçus | +11 | +51 |
| Autres produits & charges financiers | +228 | +182 |
| **Frais financiers nets décaissés** | **(813)** | **(1 129)** |

# Capex 2009 Groupe: Régulé/Non régulé, Maintenance/Développement



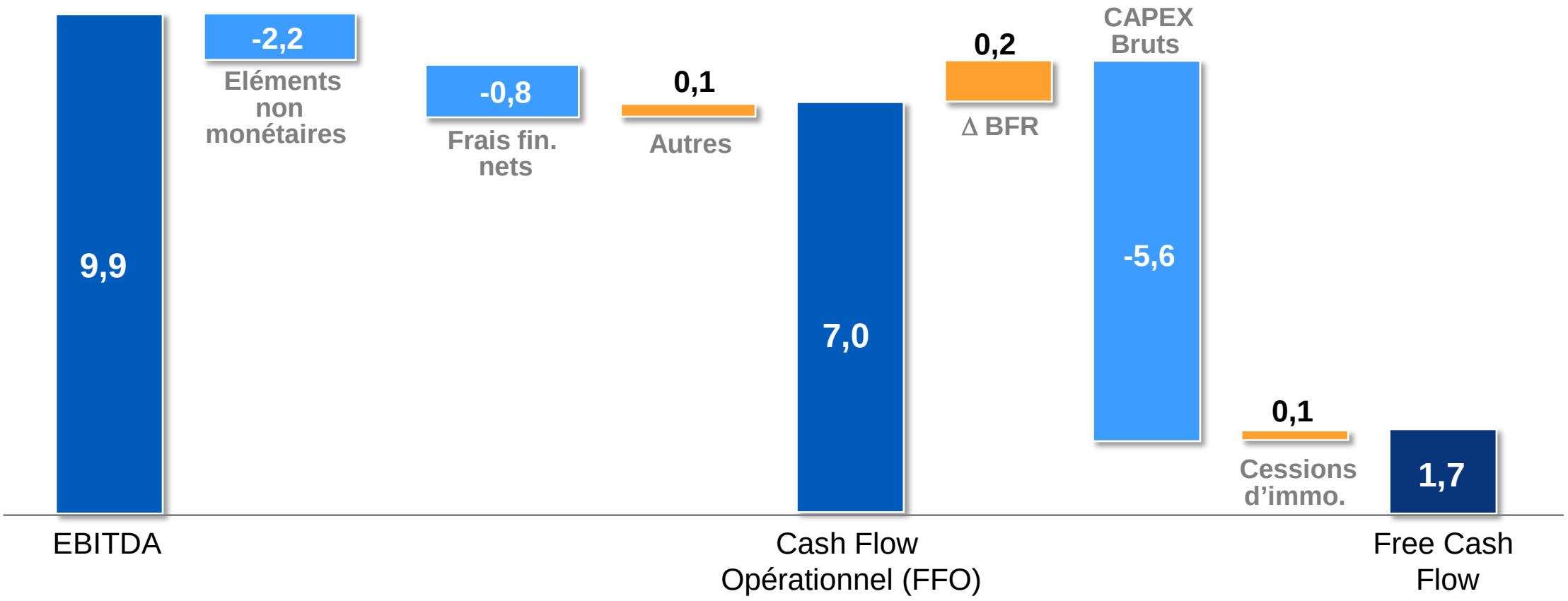
# Free Cash Flow - juin 2010

*En milliards d'€*



# Free Cash Flow - juin 2009

*En milliards d'€*



# Bilans simplifiés du groupe EDF

*En millions d'€*

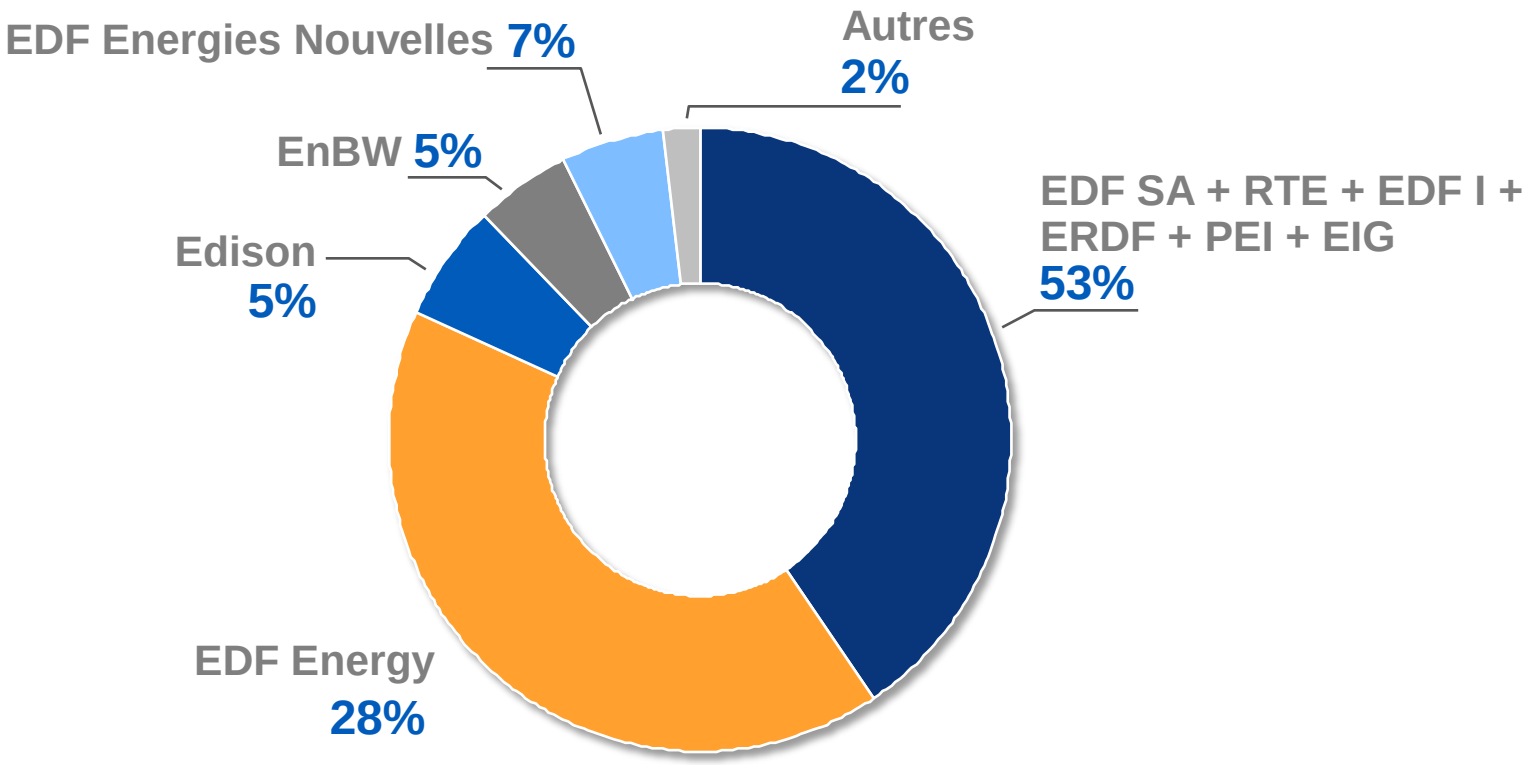
| | 31 décembre 2009[1] | 30 juin 2010 |
|---|---|---|
| Actif immobilisé | 178 556 | 185 091 |
| *Dont Goodwill* | *13 526* | *14 293* |
| Stocks et Clients | 32 295 | 31 877 |
| Autres actifs | 17 467 | 17 798 |
| Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides | 11 717 | 13 234 |
| **Total Actif** | 240 035 | 248 000 |

| | 31 décembre 2009[1] | 30 juin 2010 |
|---|---|---|
| Capitaux propres part du groupe | 29 891 | 32 278 |
| Intérêts minoritaires | 4 776 | 5 574 |
| Passifs spécifiques des concessions | 39 877 | 40 547 |
| Provisions | 57 992 | 60 358 |
| Passifs financiers | 61 315 | 63 478 |
| Autres passifs | 46 184 | 45 765 |
| **Total Passif** | 240 035 | 248 000 |

(1) *Retraité des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12*

# Répartition de l'endettement financier net au 30 juin 2010 par entité

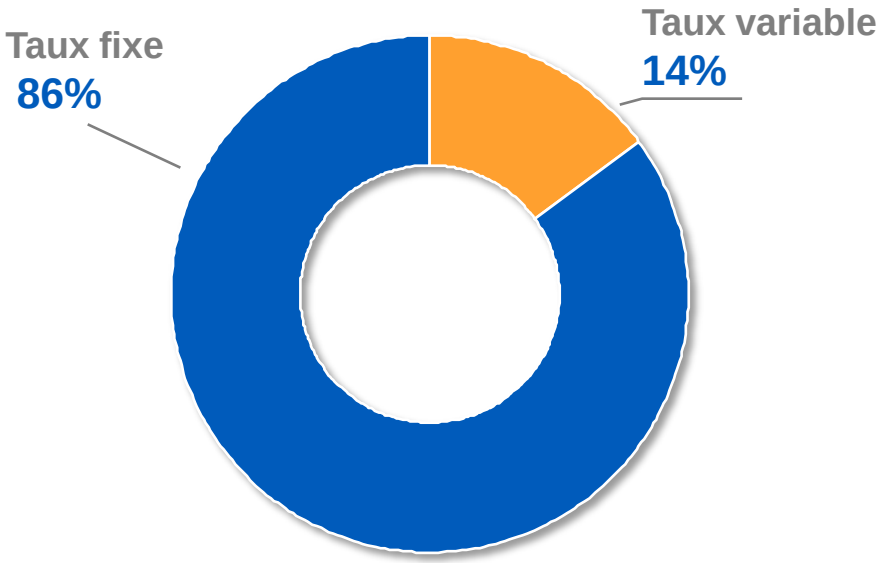
## Endettement financier net*
## 44,1 Mds€



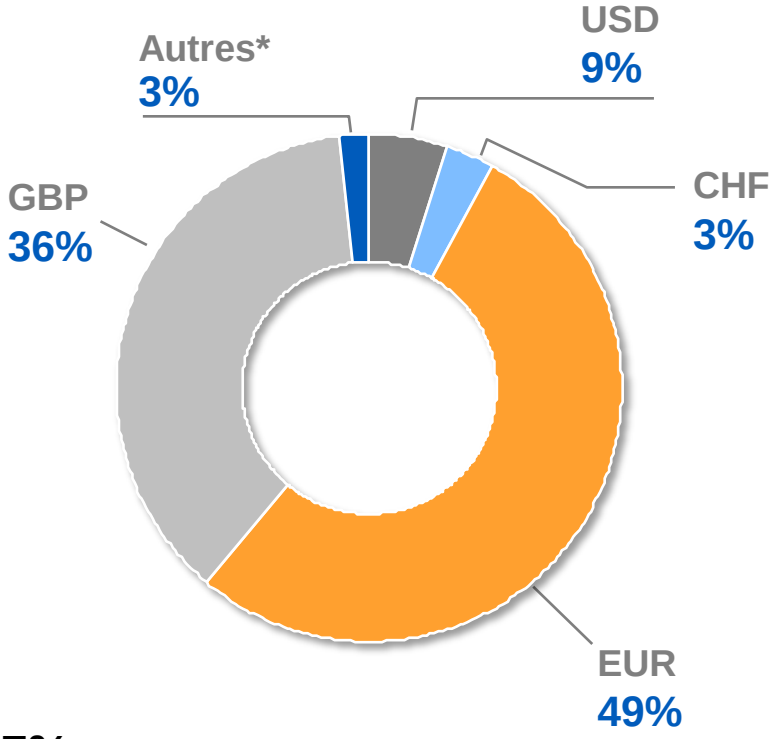

** Après swaps*

# Dettes financières Groupe après swaps au 30 juin 2010

## Ventilation par type de taux




## Ventilation par devise




**Coupon moyen : 4,7%**
**Maturité moyenne : 8,2 années**

** HUF et PLN*

# Calcul de l'endettement financier net

| *En millions d'€* | 30 juin 2009 | 30 juin 2010 | 31 décembre 2009 |
|---|---|---|---|
| Dettes financières (courantes & non courantes) | 49 939 | 57 657 | 53 868 |
| Dérivés de couverture de dettes | 347 | (322) | 373 |
| Dettes financières totales (hors dérivés couvrant l'exploitation) | 50 286 | 57 335 | 54 241 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | (6 209) | (6 375) | (6 982) |
| Actifs financiers liquides (hors dérivés couvrant l'exploitation) | (7 286) | (6 859) | (4 735) |
| Dette financière des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente | | (1) | (28) |
| **Endettement financier net** | 36 791 | 44 100 | 42 496 |

# Taux d’actualisation des provisions en France

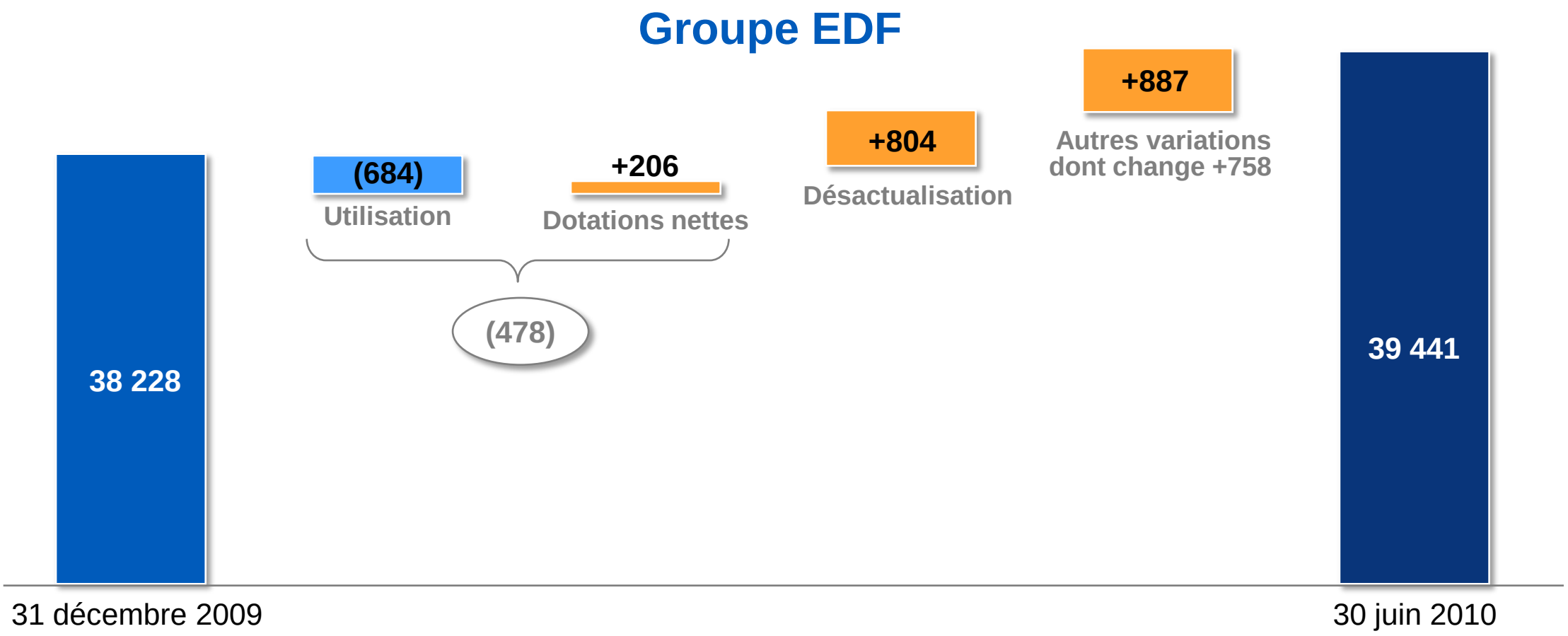
- Maintien des taux au 30 juin 2010
- Provisions nucléaires : 5%
- Provisions pour avantages du personnel : 5,25%

# Provisions pour risques et charges

| *En millions d'€* | 31 décembre 2009 | | | 30 juin 2010 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Courant | Non Courant | **Total** | Courant | Non Courant | **Total** |
| Provisions aval du cycle nucléaire | 1 042 | 17 531 | **18 573** | 917 | 17 841 | **18 758** |
| Provisions pour déconstruction et derniers coeurs | 350 | 20 003 | **20 353** | 513 | 20 949 | **21 462** |
| Provisions pour avantages du personnel | 837 | 13 412 | **14 249** | 858 | 13 591 | **14 449** |
| Autres provisions pour risques et charges | 3 629 | 1 188 | **4 817** | 3 130 | 2 559 | **5 689** |
| **Total des provisions** | **5 858** | **52 134** | **57 992** | **5 418** | **54 940** | **60 358** |

# Variation des provisions nucléaires au bilan

*En millions d'€*




**Provisions nucléaires du Groupe EDF : 39,4 Mds€**

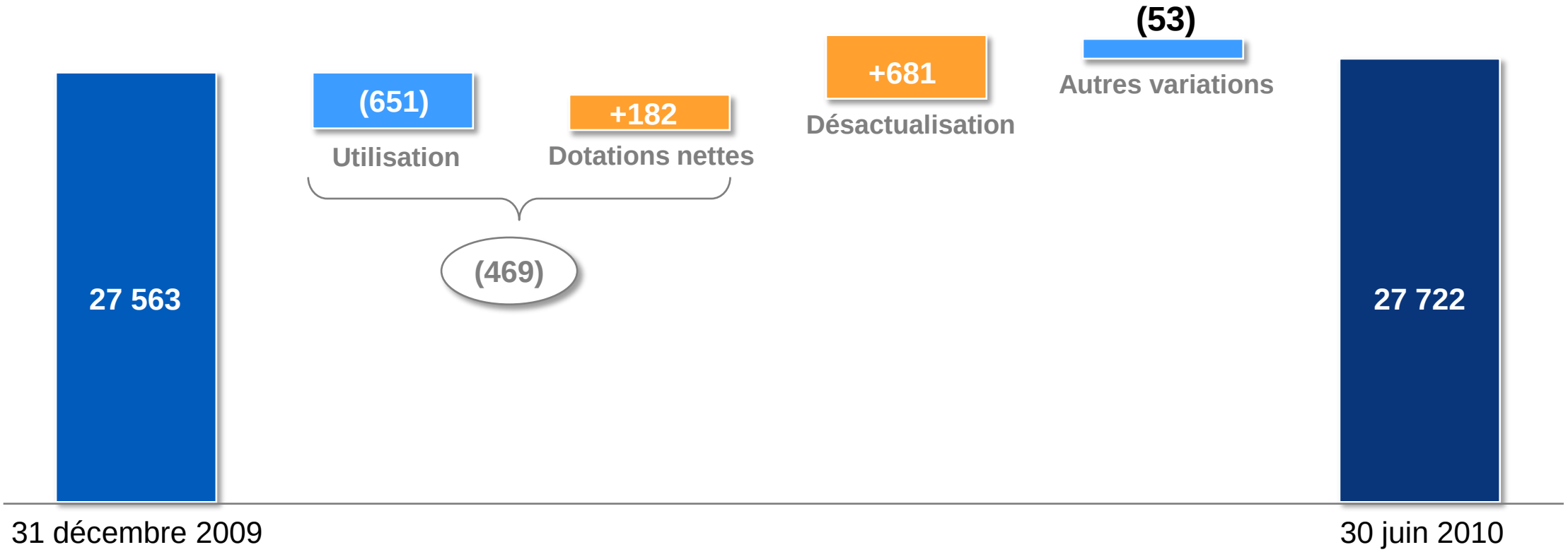
# Provisions nucléaires : 39,4 milliards d'€

| *En millions d'€* | 31 déc. 2009 | Utilisations | Dotations nettes | Désactua-lisation | Autres Variations | 30 juin 2010 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Provisions pour aval du cycle nucléaire** | | | | | | |
| **Total** | **18 573** | **(563)** | **204** | **392** | **152** | **18 758** |
| Provisions pour gestion du combustible usé | 11 147 | (414) | 174 | 218 | 100 | 11 225 |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 7 426 | (149) | 30 | 174 | 52 | 7 533 |
| **Provisions pour aval du cycle nucléaire** | | | | | | |
| **Total** | **19 655** | **(121)** | **2** | **412** | **735** | **20 683** |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires | 16 622 | (121) | 0 | 336 | 627 | 17 464 |
| Provisions pour derniers cœurs | 3 033 | | 2 | 76 | 108 | 3 219 |
| **TOTAL NUCLEAIRE** | **38 228** | **(684)** | **206** | **804** | **887** | **39 441** |

# Variation des provisions nucléaires au bilan

*En millions d'€*

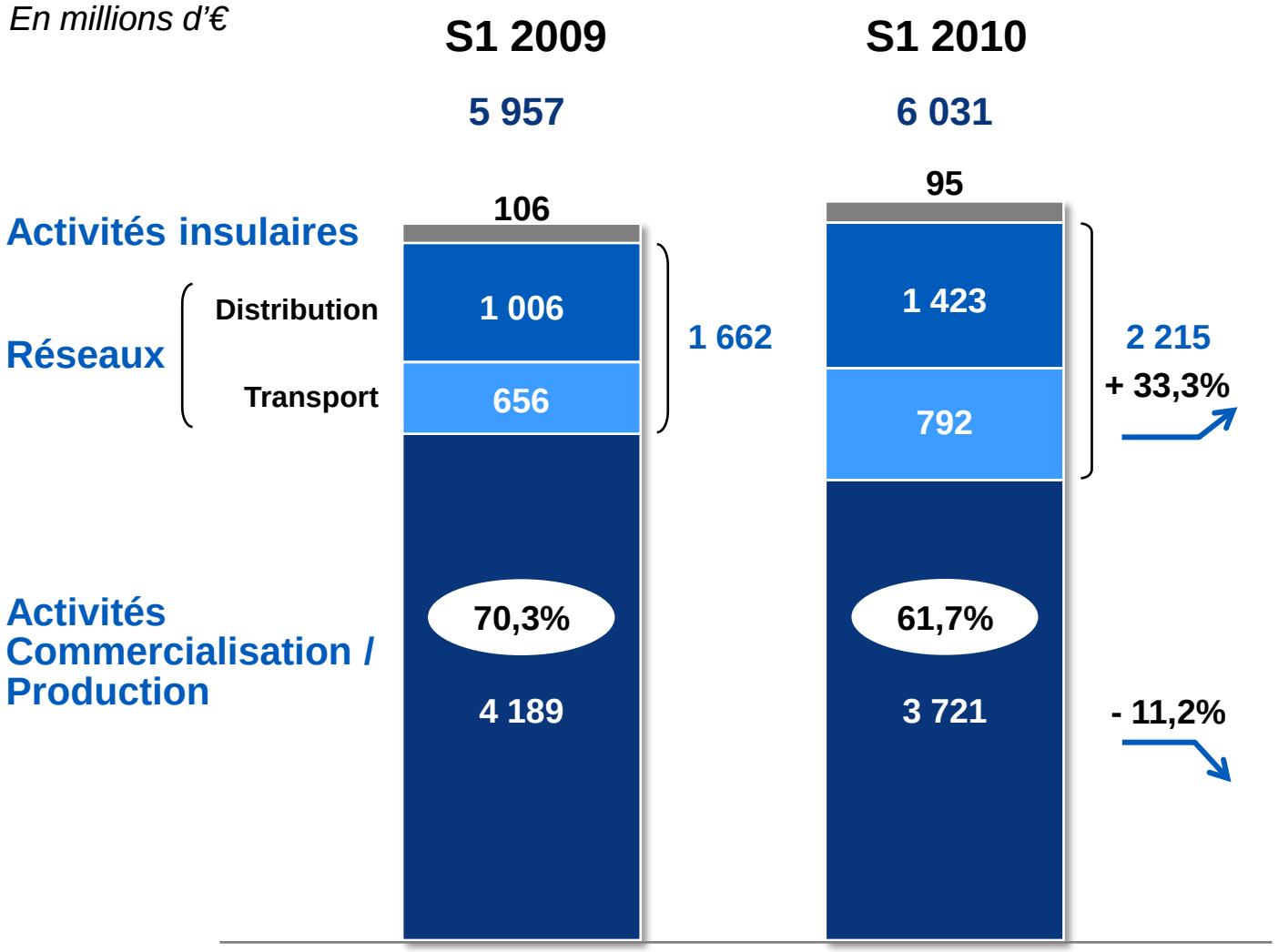
## Périmètre EDF SA




**Provisions nucléaires d'EDF SA : 27,7 Mds€**

# Répartition en S1 2010 de l'EBITDA France

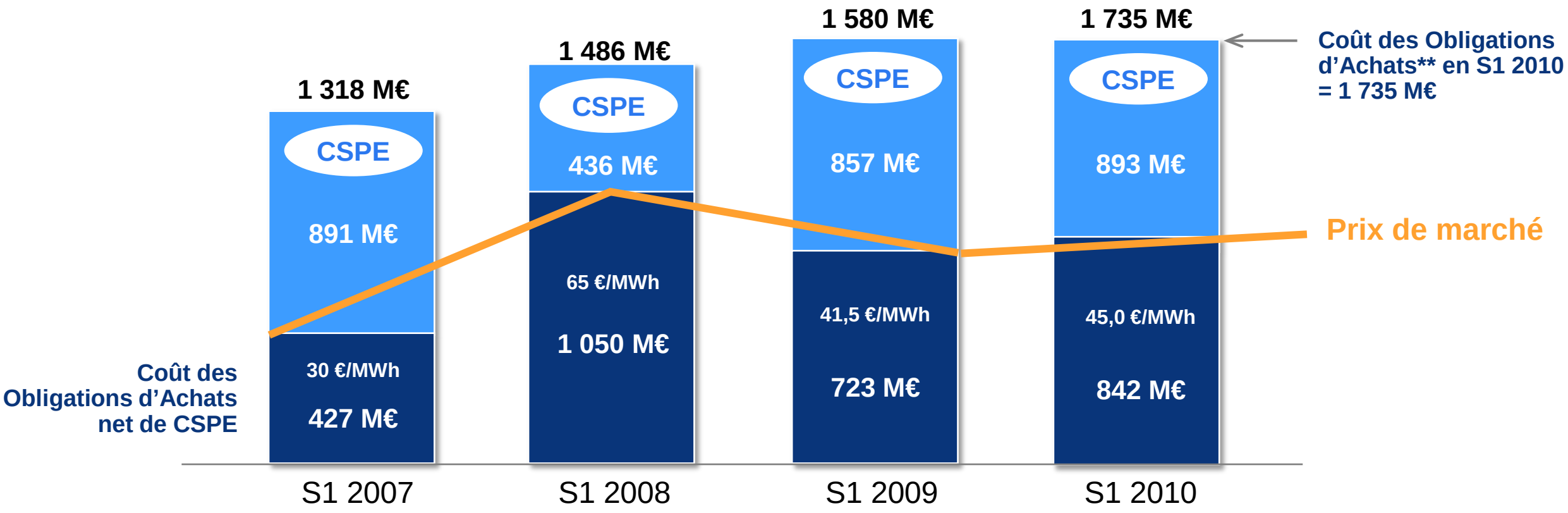
*En millions d'€*




- Activités Réseaux :
  - Hausse des tarifs de réseaux d'août 2009 (+170 M€)
  - Impact favorable du climat et des effets volume hors climat (+220 M€)
  - Impact sur les OPEX de la tempête Xynthia de début 2010 inférieur à celui des tempêtes Klaus/Quinten 2009 (+120 M€)
- Activités Production / Commercialisation :
  - Provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM (-265 M€)
  - Impact favorable de la hausse des tarifs intégrés du 15 août 2009, net de l'impact négatif de la hausse des tarifs réseaux d'août 2009 (+170 M€ en part énergie)
  - Evolution défavorable des prix combustibles & électricité ainsi que de la production (-180 M€)
  - Hausse des opex et des impôts & taxes (-190 M€)

# Evolution des obligations d'achats et de la Contribution aux Charges de Service Public de l'Electricité (CSPE)

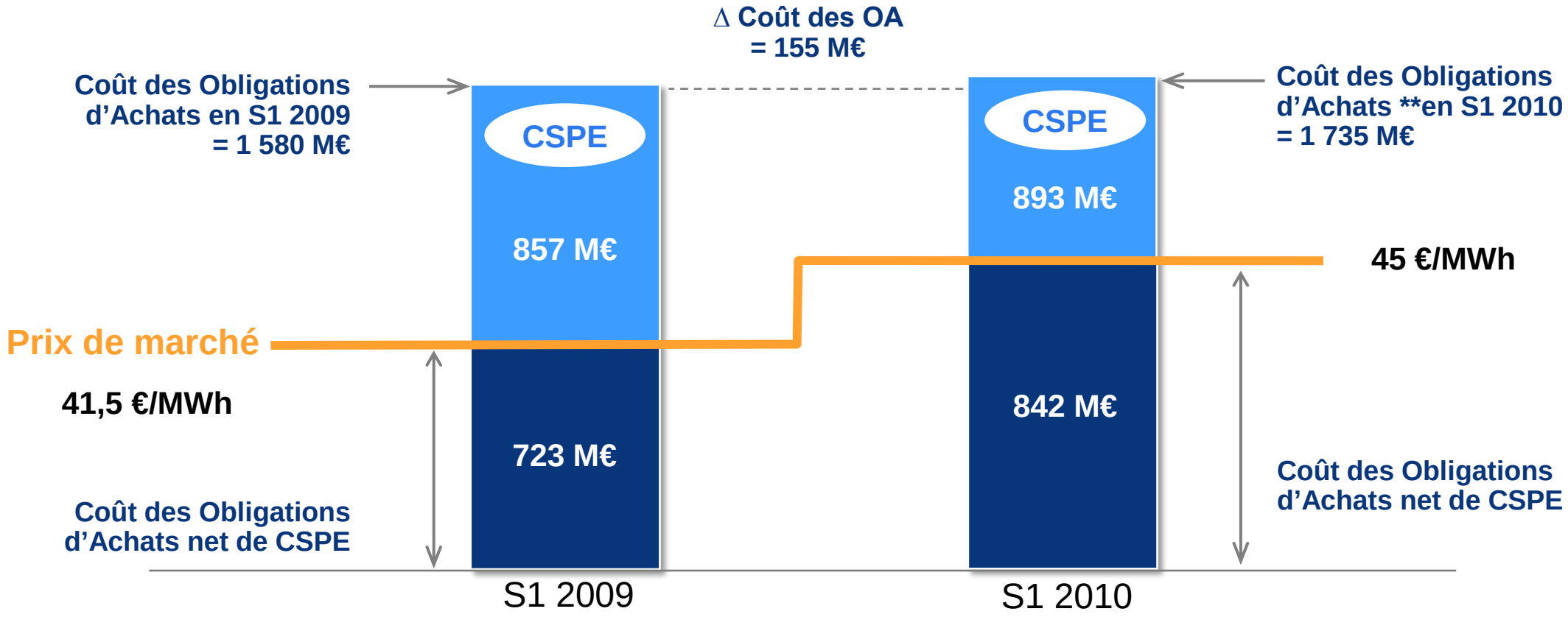
**Principe :** La CSPE* compense l'écart entre coût des obligations d'achats et prix de marché




** La CSPE compense également les coûts de production en Corse et DOM et le tarif de première nécessité (variation S1 10 / 09 de -14 M€)*
*** Périmètre EDF SA hors SEI*

# Evolution des obligations d'achats et de la Contribution aux Charges de Service Public de l'Electricité (CSPE)

**Principe :** La CSPE* compense l'écart entre coût des obligations d'achats et prix de marché

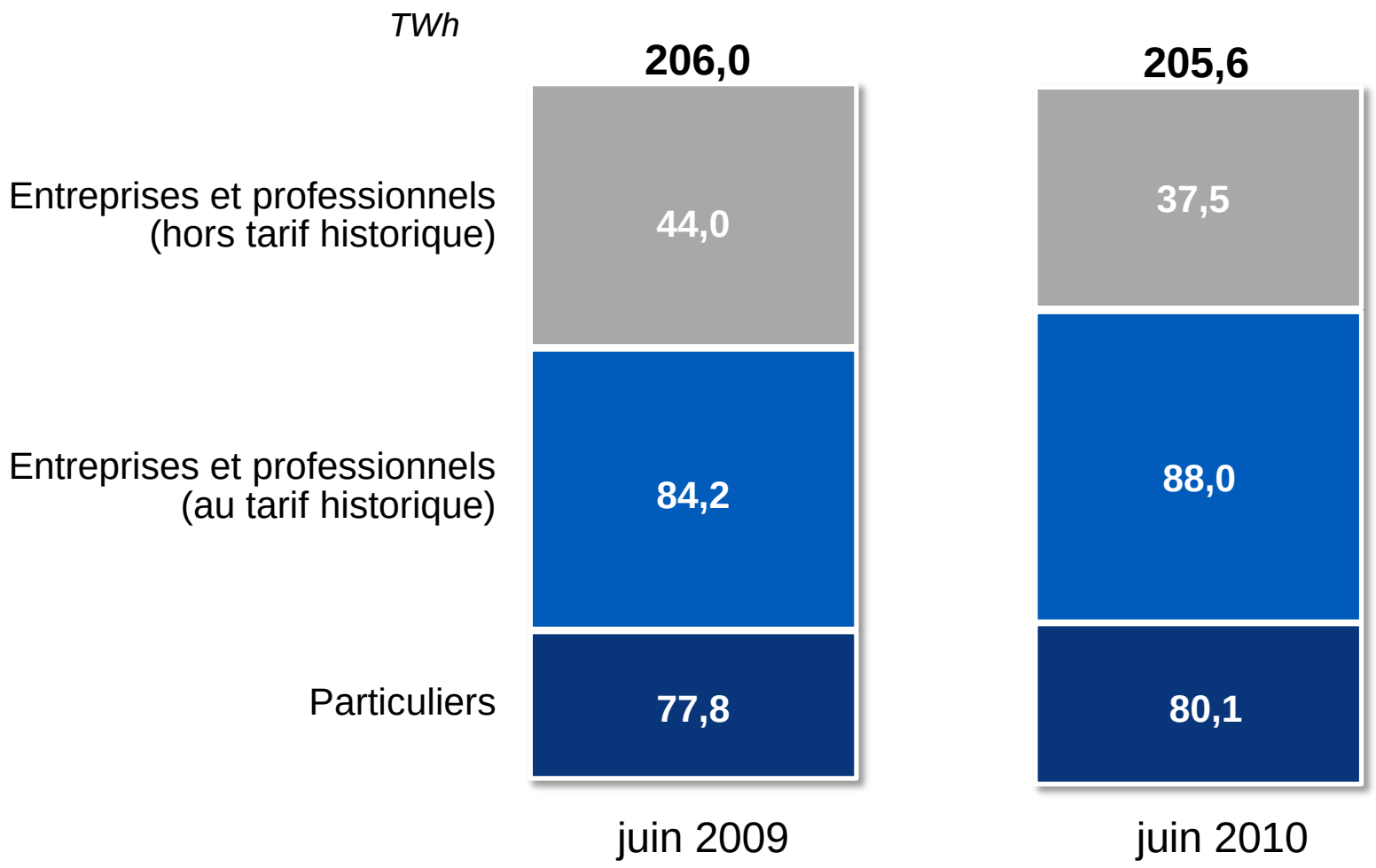



**Une CSPE* liée aux Obligations d'achats en hausse de 36 M€ dont +171 M€ d'effet volume et -135 M€ d'effet prix (prix spot de l'électricité)**

** La CSPE compense également les coûts de production en Corse et DOM et le tarif de première nécessité (variation S1 10 / 09 de -14 M€)*
*** Périmètre EDF SA hors SEI*

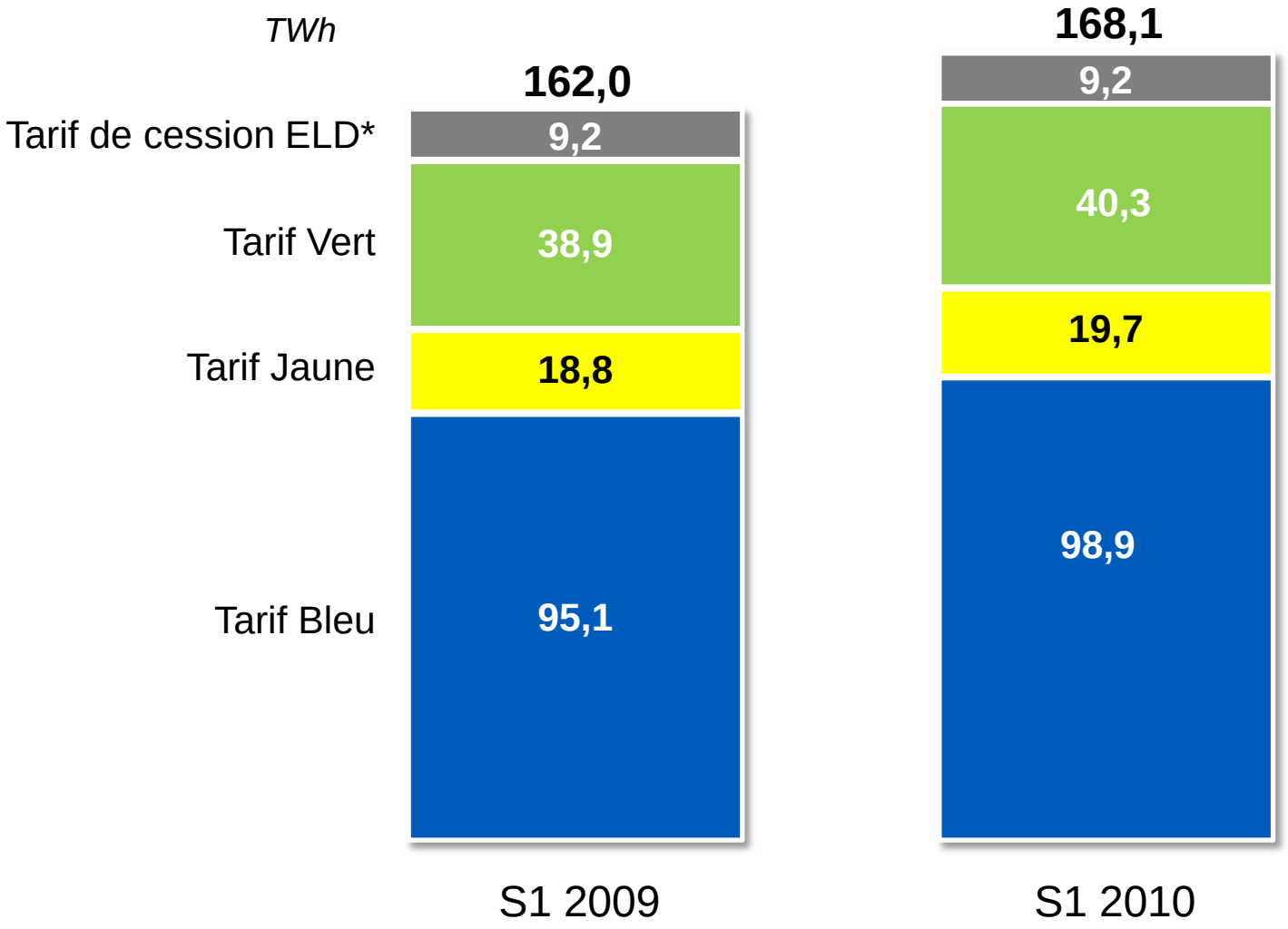
# L’activité électricité d’EDF en France

## Ventes aux clients finaux



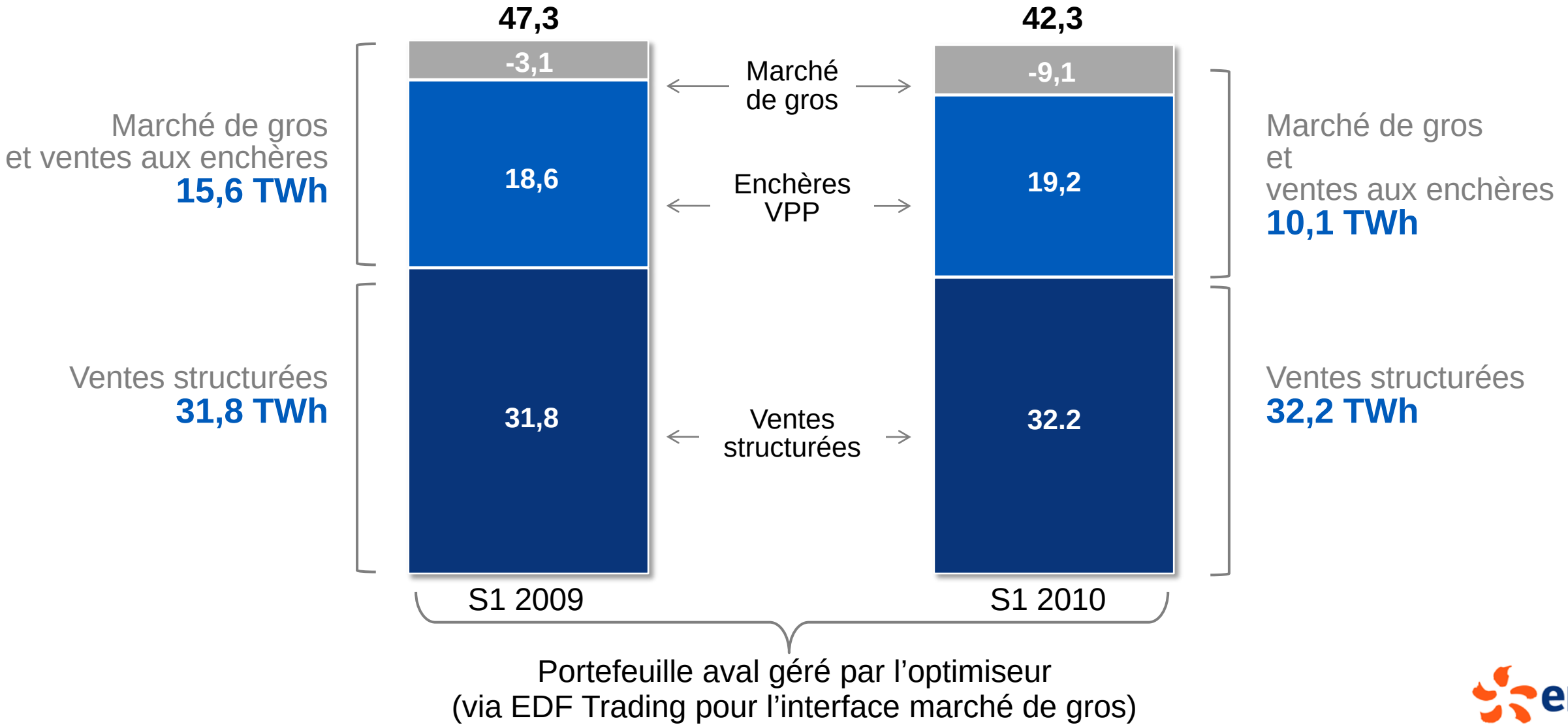
# L'activité électricité d'EDF en France

## Ventes aux tarifs historiques



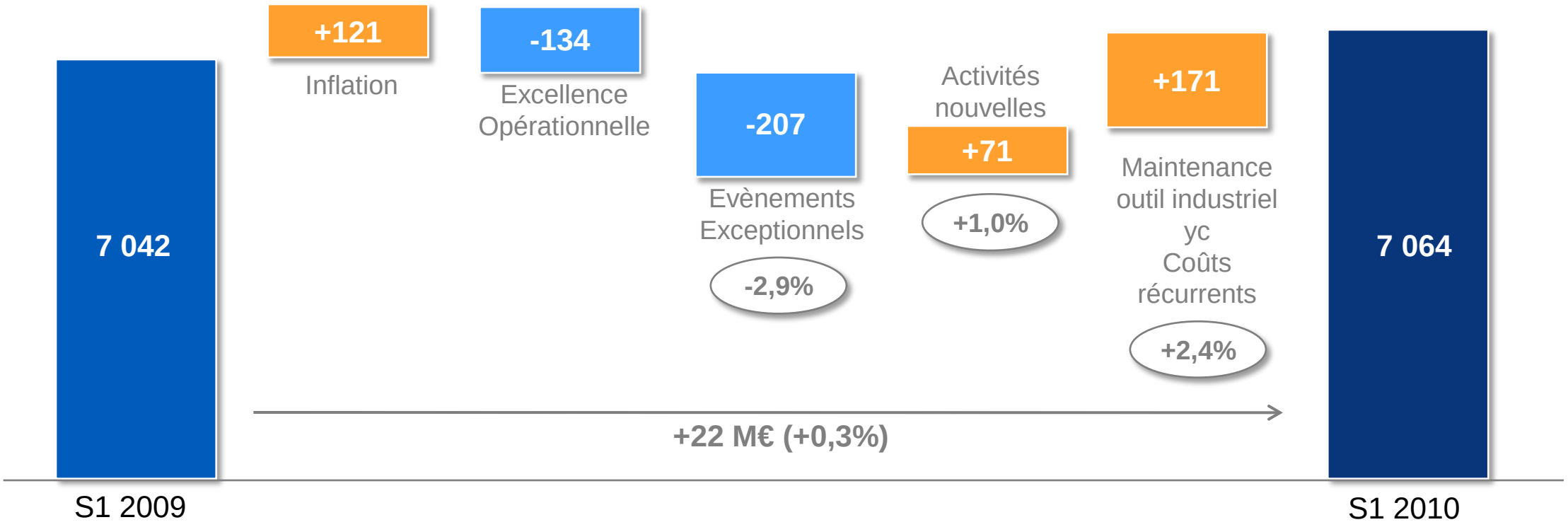

** ELD : Entreprises Locales de Distribution*

# Le portefeuille aval d'EDF



# Analyse de l'évolution des Opex France S1 2010 vs S1 2009

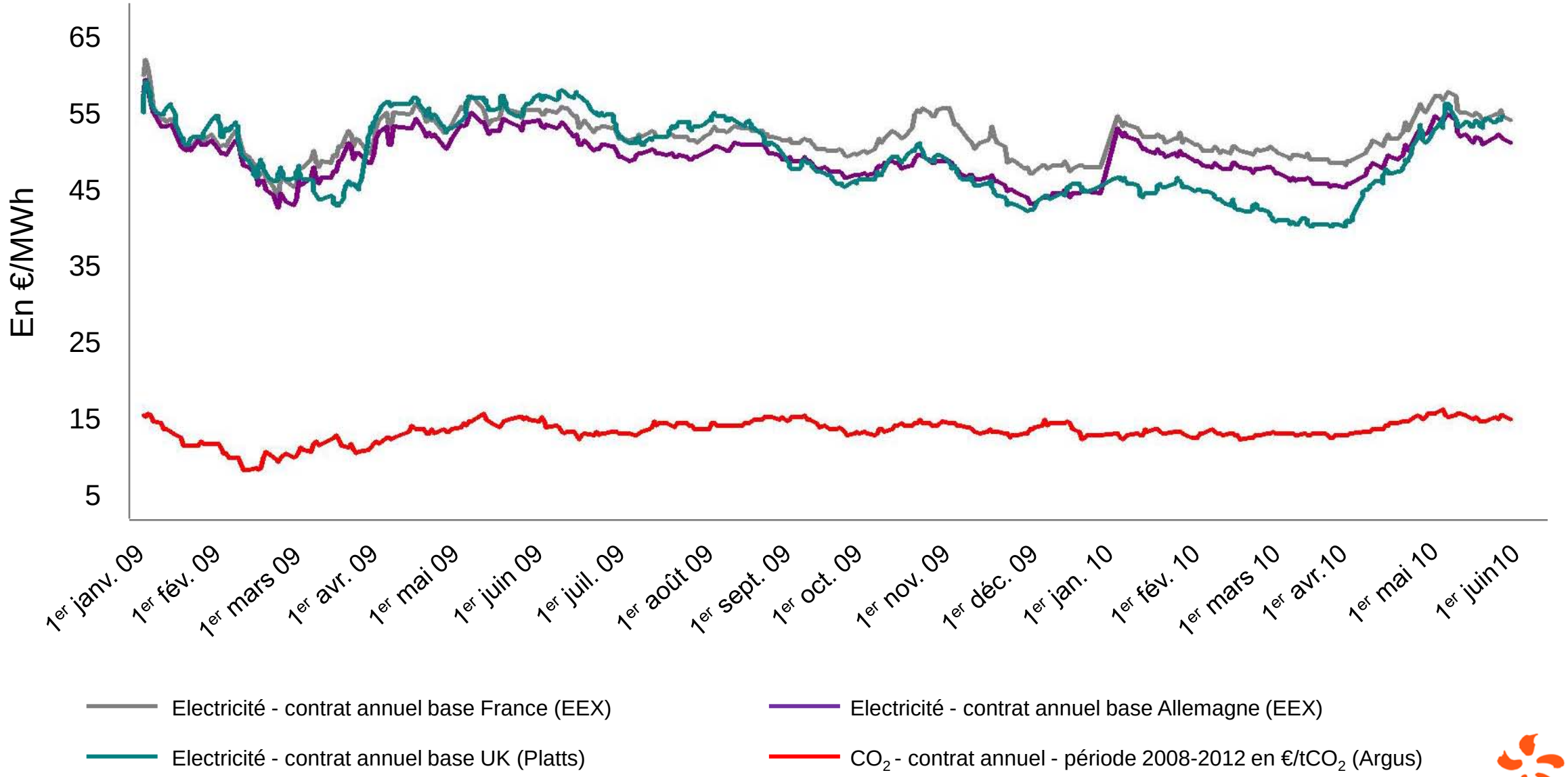
*En millions d'€*



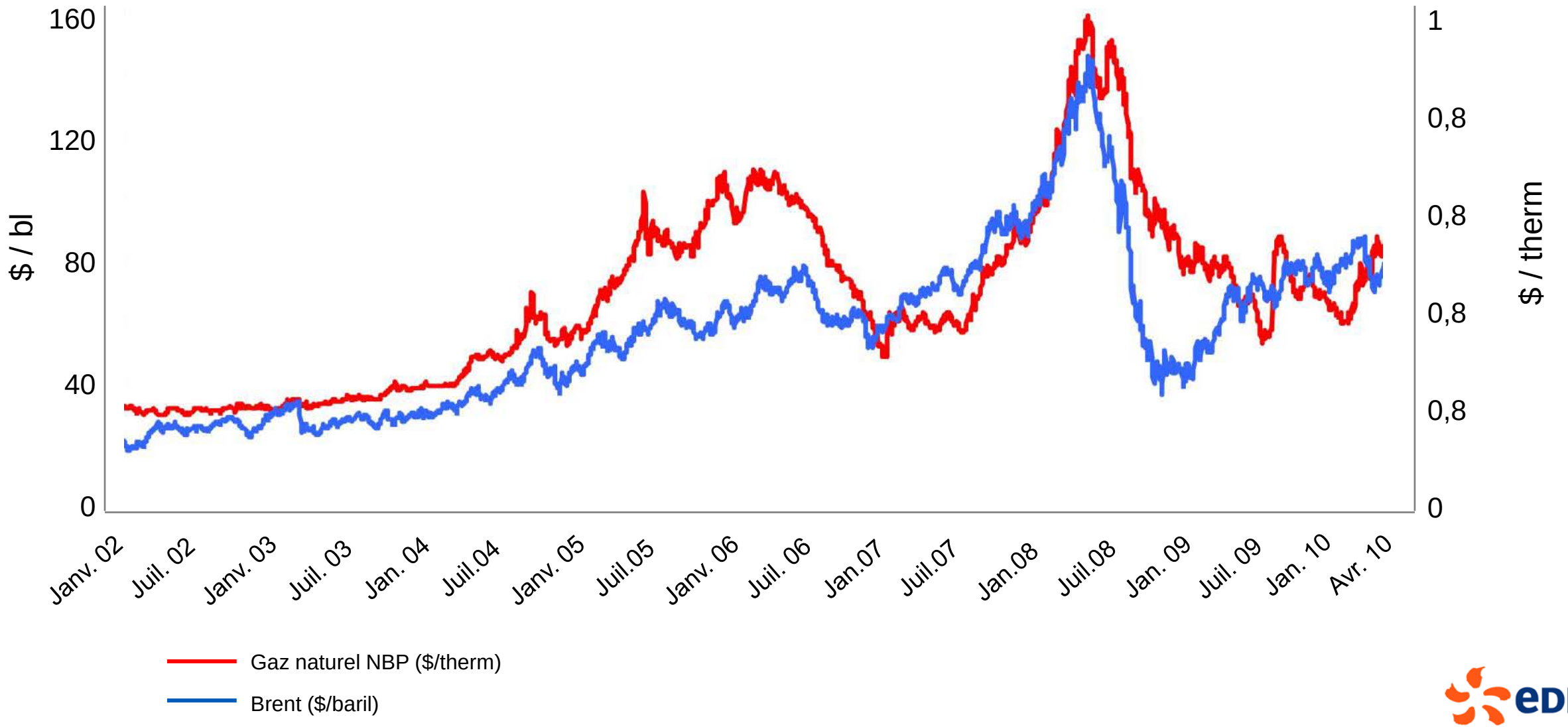
# Evolution des OPEX France au S1 2010

- Economies OPEX générées par Excellence Opérationnelle permettant d'absorber l'inflation achats & salariale (~ +2%)
- Coûts exceptionnels sociaux et environnementaux significatifs au S1 2009 (~ +3%)
- Activités nouvelles génératrices d'EBITDA ( ~ -1%)
- Augmentation des coûts récurrents intégrant la maintenance de l'outil industriel entre -2 et -3%

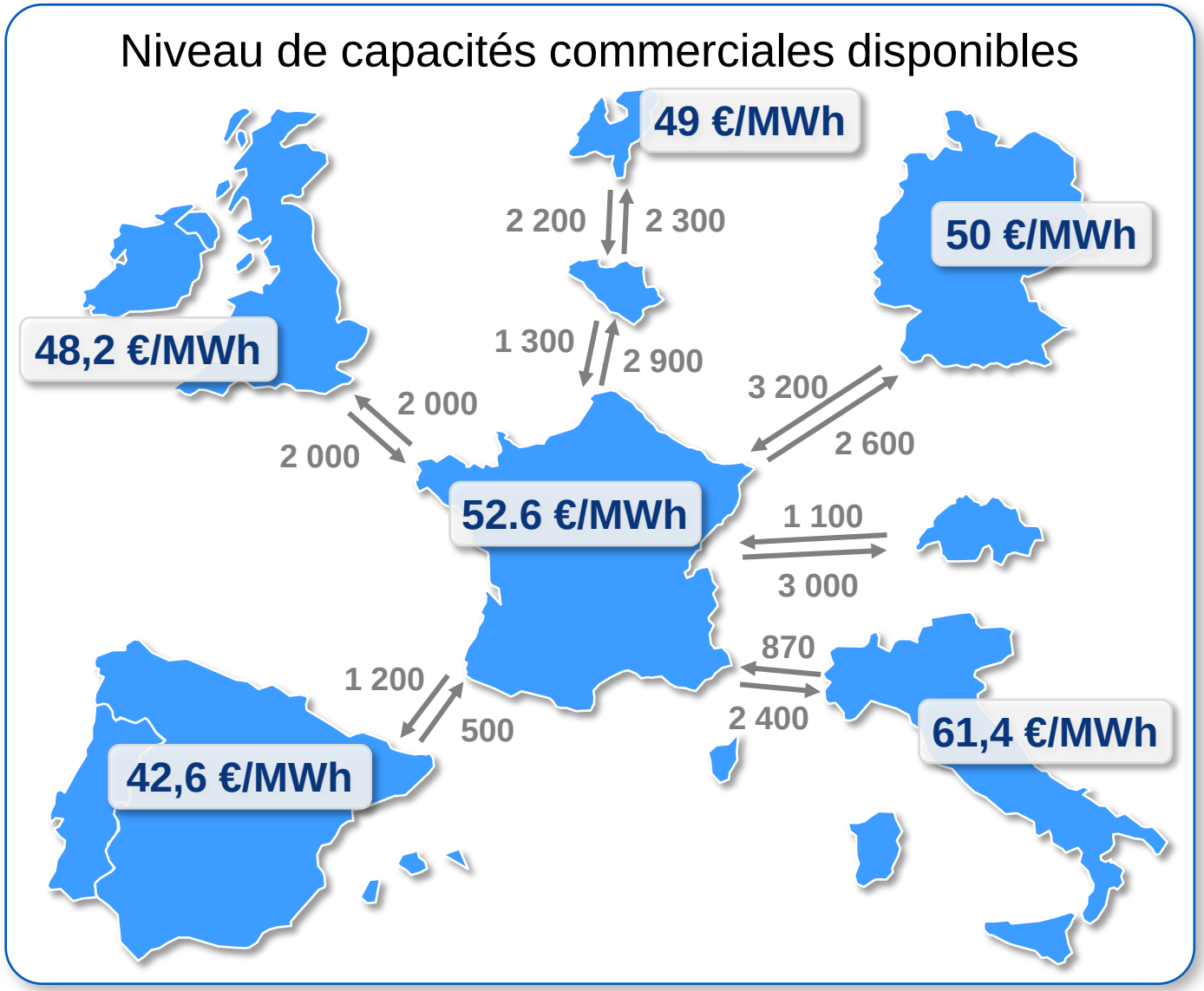
# Prix à terme de l'électricité et du $CO_2$



# Prix à terme du pétrole et du gaz naturel



# Un marché européen de l'énergie encore fragmenté en « plaques électriques » - *moyenne des prix sur S1 2010* -




- Des zones de marché interconnectées mais distinctes

Interconnexions : Capacités Commerciales (MW ; Eté 2010) (Source : ETSO)

Prix : **moyenne au 30/06/2010** forward base 2011 (Platts) pour la France, RU, Allemagne, Espagne et Pays-Bas et **moyenne des prix spot base 2010** pour l'Italie

# TURPE3

- Tarifs pluriannuels prédéfinis sur 4 ans
- Pas de changement global dans le taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés (7,25% pour T & D)
- Applicable à compter du 1er août 2009
- Incitations des gestionnaires de réseaux à la maîtrise des coûts (notamment des coûts liés à la compensation des pertes réseaux) et l'amélioration de la qualité
- TURPE3 procure une garantie de revenu tarifaire pour la part volume via le CRCP (Compte de Régulation des Charges et des Produits)

**Sur 2009, toutes choses égales par ailleurs, l'application de TURPE 3 s'est traduite par une augmentation du tarif intégré de 1-1,5%**

# TURPE3 vs TURPE2

- Tarification sur une durée plus longue : plus de visibilité
- Principe d'évolution tarifaire prédéfinie sur la période avec contribution annuelle de l'apurement du solde du CRCP
- Taux de rémunération de la B.A.R. 7,25% avec diminution du profil de risques
- Mode de détermination de la B.A.R. inchangé, à l'exception des immobilisations en cours et du BFR
  - Montant de la B.A.R. déterminé à l'avance pour chaque année de 2009 à 2012
- Garantie de revenu tarifaire pour la part volume notamment via le CRCP infra période tarifaire
- Régulation incitative à la maîtrise des coûts : 50% de gains vs assiette de référence
- Régulation incitative du coût lié à la compensation des pertes : bonus ou malus égal à 50% de la performance par rapport à l'objectif avec un plancher pour le malus
- Régulation incitant à la qualité : bonus/malus vs objectifs de référence
- Constitution d'un « nouveau CRCP » avec imputation sur celui-ci des 3 derniers points ci-dessus en fin de période tarifaire

# TURPE3 - Détails

- Réseaux de Transport
  - +2,5 % d'augmentation au 1er août 2010
  - Inflation de N-1 + facteur d'évolution des coûts (0,4%) + facteur d'apurement du « CRCP » plafonné à 2% (en valeur absolue)
  - B.A.R. au 01/01/10 : 10,6 Mds€
  - CRCP en début de période tarifaire : 0,9 Md€*
- Réseaux de Distribution** :
  - + 3,4% d'augmentation au 1er août 2010
  - Inflation de N-1 + facteur d'évolution des coûts (1,3%) + facteur d'apurement du « CRCP » plafonné à 2% (en valeur absolue)
  - BAR au 01/01/10 : 30,0 Mds€**
  - CRCP en début de période tarifaire : 0,9 Md€***

**Sur 2009, toutes choses égales par ailleurs, l'application de TURPE 3 s'est traduite par une augmentation du tarif intégré de 1 à 1,5%**

* *Trop-perçu par RTE-EDF Transport sur la période tarifaire précédente*
** *Hors SEI*
*** *Trop-perçu par ERDF sur la période tarifaire précédente*

# Régulation Transport

**+ Capex**
**- Amort.**

***Chaque année***

Actif immobilisé (hors immobilisations en cours* et besoin en fonds de roulement (BFR)) =
Base d'actifs régulés (B.A.R.)
**10,6 Md€ au 1er janvier 2010**

Taux de rémunération de la B.A.R
7,25%

Rémunération de la B.A.R.

**+**

Amortissement industriel

**+**

Charges opérationnelles

**-**

Amortissement du CRCP issu de TURPE2

**Recettes tarifaires régulées**

**Tarifs**

** Rémunérées au taux annuel de 4,8%*

# Régulation Distribution*

**+ Capex**
**- Amort.**

***Chaque année***

Base d'actifs régulés (B.A.R.)
= **30,0 Mds€ au 1er janvier 2010**

Taux de rémunération de la B.A.R
7,25%

Rémunération de la B.A.R.

**+**

Amortissement industriel

**+**

Charges opérationnelles

**-**

Financements externes**

**-**

Amortissement du CRCP issu de TURPE2

**Recettes tarifaires régulées**

**Tarifs**

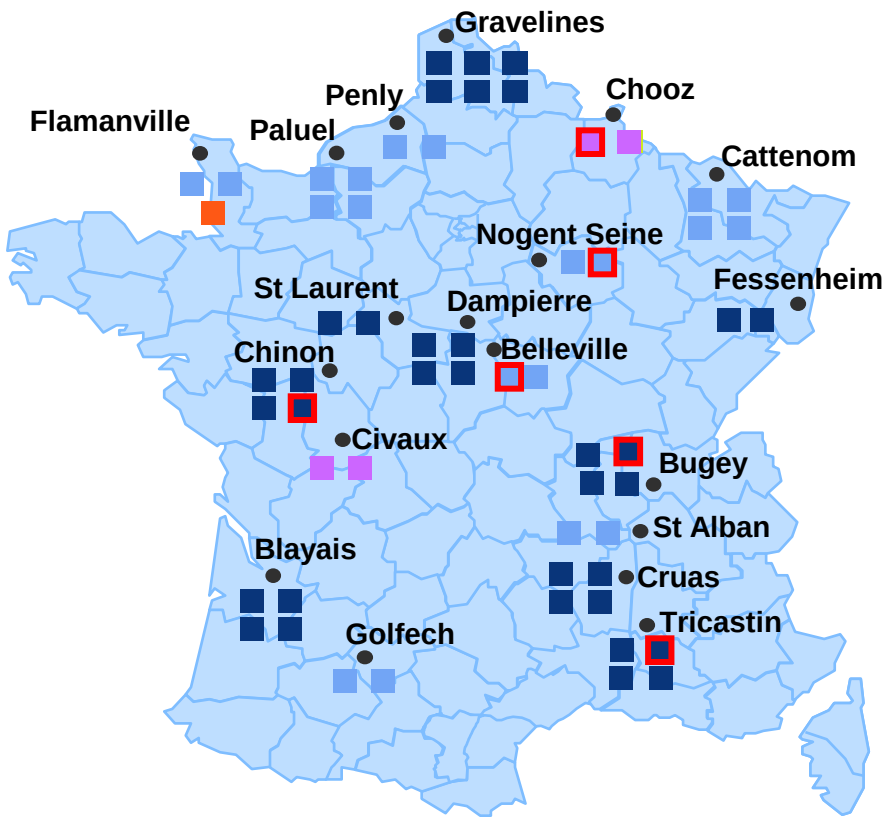
* *Hors SEI*
** *Intégrés à la base d'actifs l'année suivante*

# Performances semestrielles d'exploitation du parc nucléaire en 2009 et 2010

| | Kd | x | Ku | = | Kp |
|---|---|---|---|---|---|
| 2009 | 81,8% | x | 91,1% | = | 74,5% |
| | Energie produite S 1 2009 = 203,7 TWh | | | | |
| 2010 | 77,6% | x | 95,4% | = | 74,0% |
| | Energie produite S1 2010 = 202,9 TWh | | | | |

- Un Ku très fortement impacté par l'absence de mouvements sociaux au S1 2010
- Un Kd marqué par un planning d'arrêts plus chargé, le maintien à l'arrêt de Bugey 3, un volume d'avaries exceptionnelles en hausse, des prolongations d'arrêts liées aux perturbations de 2009

# Parc de production nucléaire EDF en France

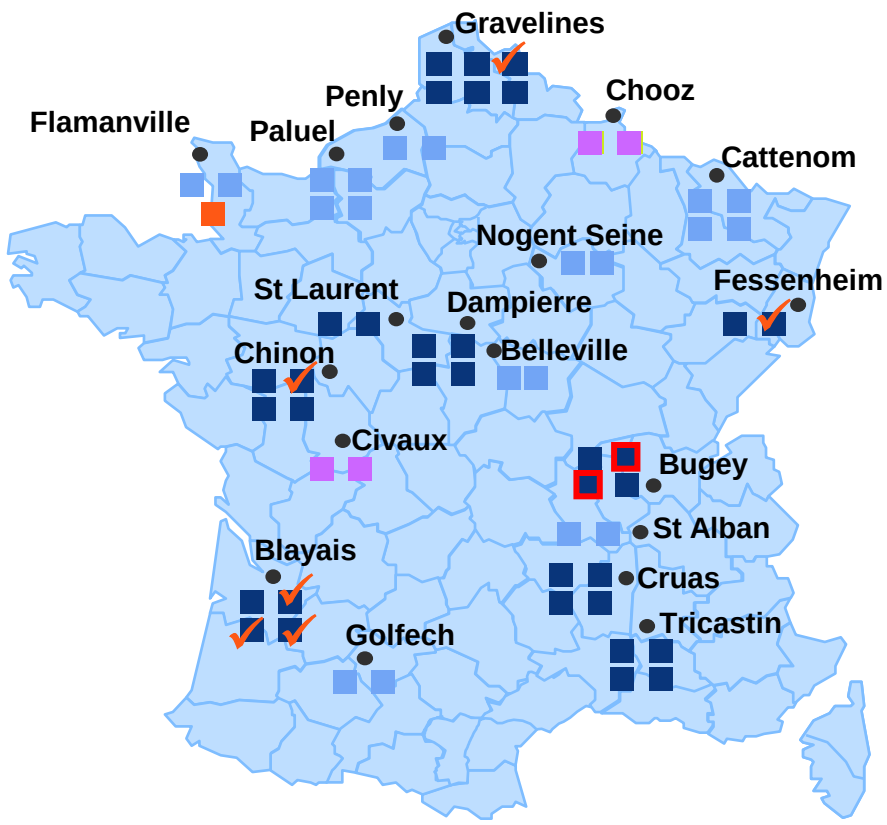



900 MW | 1 300 MW | 1 500 MW | EPR | VD

- 6 visites décennales en 2010
  - 3 réacteurs 900 MW :
    - Chinon 4 VD 2
    - Bugey 2 VD 3
    - Tricastin 2 VD 3
  - 2 réacteurs 1300 MW :
    - Belleville 1 VD 2
    - Nogent 2 VD 2
  - 1 réacteur 1500 MW :
    - Chooz 1 VD1

# Parc de production nucléaire EDF en France

Point sur le remplacement des générateurs de vapeur les plus sensibles
( 26 tranches concernées)

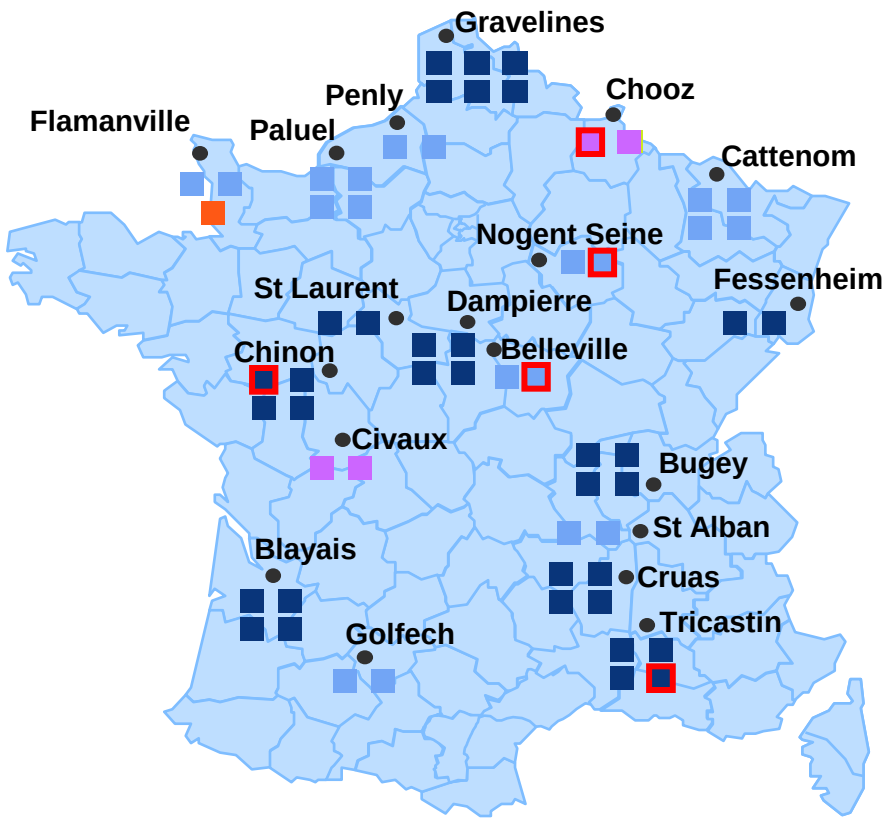



900 MW | 1 300 MW | 1 500 MW | EPR | Programmé 2010 | ✓ à remplacer

- 18 tranches déjà remplacées
- 2 remplacements en 2010 :
  - Bugey 2
  - Bugey 3
- 6 tranches à remplacer (2011-2014) :
  - Chinon B2
  - Fessenheim 2
  - Gravelines 3
  - Blayais 2-3-4

# Parc de production nucléaire EDF en France

Point sur le remplacement des stators d'alternateur




900 MW | 1 300 MW | 1 500 MW | EPR | Programmé 2010

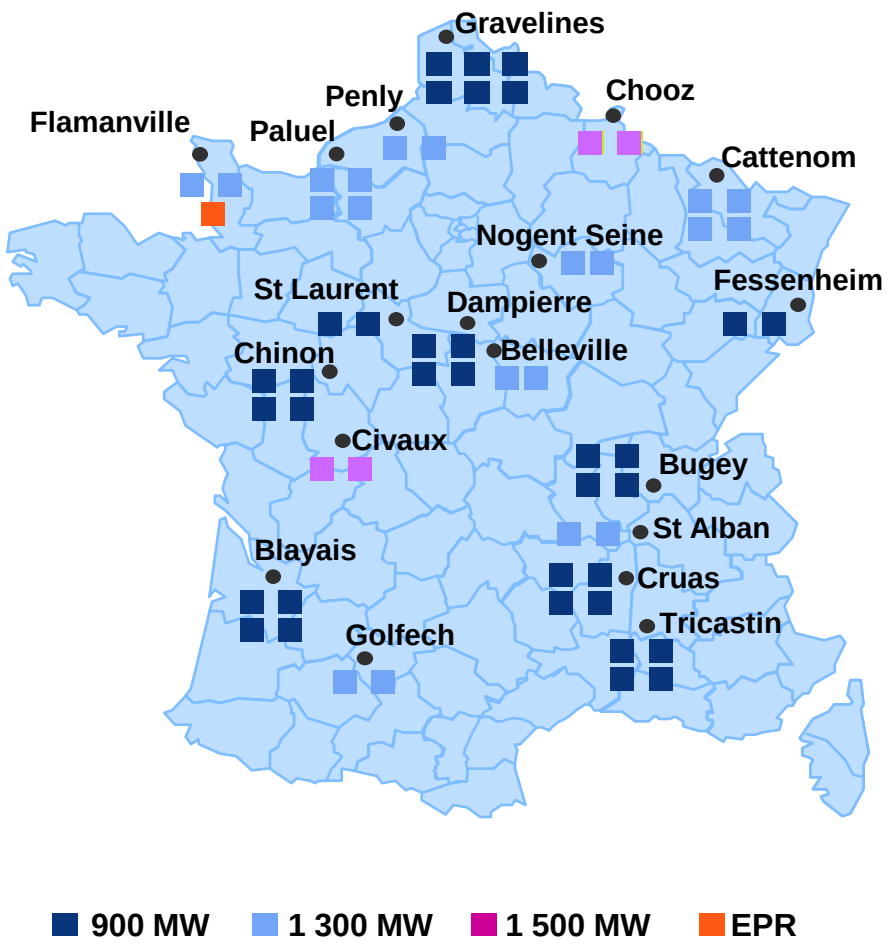
5 remplacements des stators en 2010

- 2 réacteurs 900 MW :
  - Tricastin 4
  - Chinon B1
- 2 réacteurs 1300 MW :
  - Nogent 2
  - Belleville 2
- 1 réacteur 1500 MW :
  - Chooz 1

| Nombre de Stators | Total | dont traités |
|---|---|---|
| | 58 | 20 |

# Parc de production nucléaire EDF en France

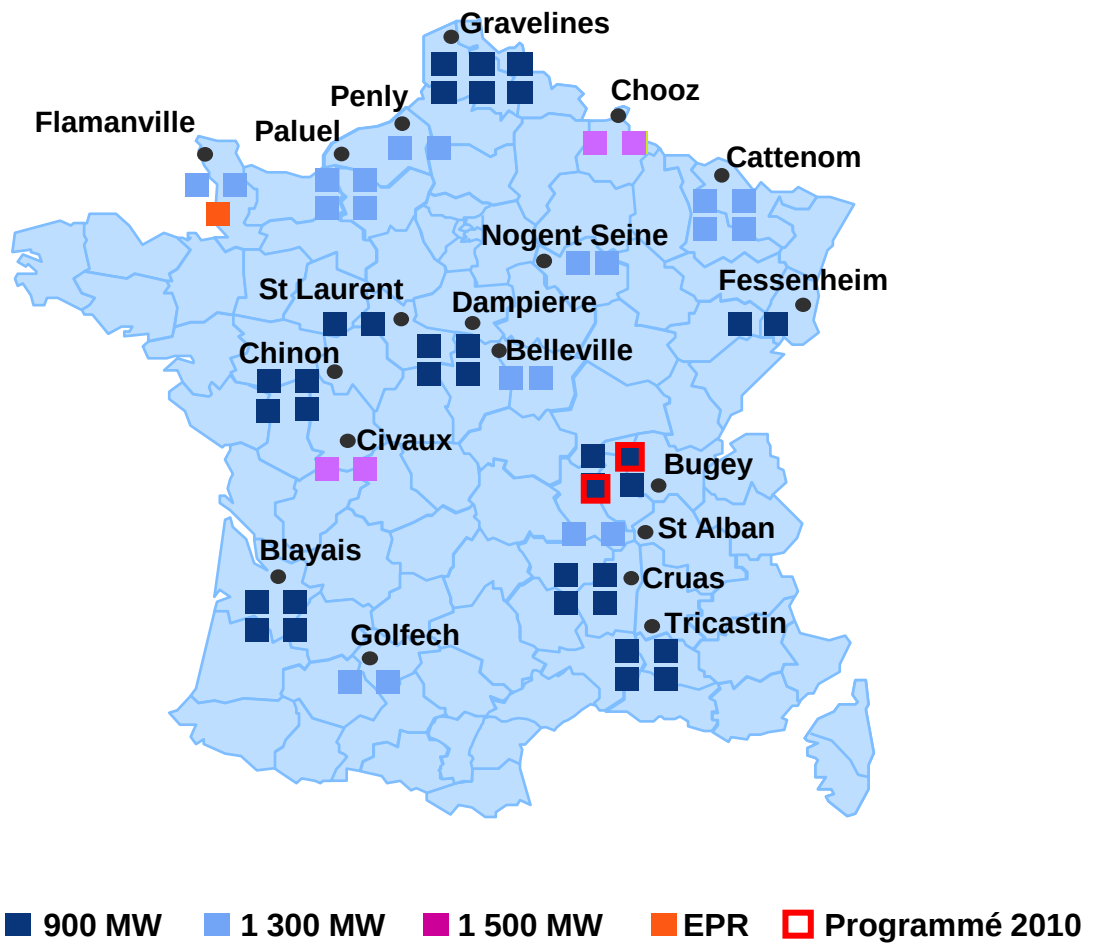
Point sur le remplacement des transformateurs principaux




- Technologie transformateurs cuirassés
  - 14 tranches (N4 et 1 300)
  - 6 tranches (Bugey- Fessenheim)
  - 18 tranches palier CPY
- Programme de rénovation
  (priorisation des transformateurs les plus sensibles)
  - Palier N4 totalement rénové fin 2013
  - Palier 1 300 tous les éléments en risque remplacés fin 2012
- Programmation en cours pour les autres tranches

# Parc de production nucléaire EDF en France

Point sur le remplacement des générateurs de vapeur




- 2 remplacements en 2010

| Nombre de Générateurs de vapeur | Total | dont traités |
|---|---|---|
| | 16 | 12 |

# Concessions hydrauliques

- Le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer a annoncé le 22 avril 2010 le périmètre et le calendrier du renouvellement des concessions hydroélectriques.
- Dix concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20% de la puissance du parc hydroélectrique français, sont ainsi concernées.
- Les concessions détenues par EDF et concernées par ces renouvellements représentent une puissance concédée d'environ 4300 MW et une production moyenne de 6,8 TWh par an, soit 15% de la production hydraulique d'EDF.
- Les concessions dont l'Etat a décidé d'anticiper le terme en représentent la moitié (2150 MW sur 4300 MW). Le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, résultant de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, sera indemnisé en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.
- Selon les concessions, les appels à candidatures devraient s'échelonner entre 2010 et 2013, pour des attributions entre 2013 et 2015.

# Le périmètre des mises en concurrence
## *(communiqué de presse du MEEDDM du 22 avril 2010)*

| Vallée | Date d'attribution | Titres arrivés à échéance | | Titres anticipés | |
|---|---|---|---|---|---|
| | (annonce avril 2010) | Puissance (PMB en MW) | Date de fin du Titre | PMB (MW) | Date de fin du Titre |
| **Lac Mort** | Fin 2013 | 10 | 2011 | | |
| **Ossau** (SHEM) | Fin 2013 | 303 | 2012 | | |
| **Têt** (SHEM) | Fin 2013 | 37 | 2012 | | |
| **Louron** (SHEM) | Fin 2013 | 56 | 2012 | | |
| **Drac** | Mi 2014 | 110 | 2011 | 108 | 2032 |
| **Truyère/ Lot amont** | Mi 2014 | 701 | 2012 | 1213 | 2021 à 2035 |
| **Bissorte-Super Bissorte** | Fin 2014 | 882 | 2014 | | |
| **Dordogne** (EDF/SHEM) **/ Maronne** | Fin 2015 | 286 (EDF) | 2012 | 832 (EDF) | 2020 à 2032 |
| | Fin 2015 | 200 (SHEM) | 2012 | 133 (SHEM) | 2062 |
| **Beaufortain** | Fin 2015 | 128 | 2015 | | |
| **Brillanne-Largue** | Fin 2015 | 45 | 2015 | | |
| **Total** | | **2 758 (2 162 MW EDF)** | | **2 286 (2 153 MW EDF)** | |

# Evolution par zones de la volatilité liée à IAS 39

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 | Δ |
|---|---|---|---|
| **France** | **6** | **(20)** | **(26)** |
| Royaume-Uni | 115 | (23) | (138) |
| Allemagne | 34 | (3) | (37) |
| Italie | 1 | 15 | 14 |
| Autre international | 0 | 119 | 119 |
| Autres activités | 153 | (30) | (183) |
| **Groupe** | **309** | **58** | **(251)** |

# Croissance du chiffre d'affaires portée par les acquisitions de CENG et SPE

| *En millions d'€* | **S1 2009** | **S1 2010** | **Δ%** | **Δ% org.** |
|---|---|---|---|---|
| France | 18 323 | 18 915 | 3,2% | 3,2% |
| Royaume-Uni | 5 851 | 5 640 | (3,6%) | (5,5%) |
| Allemagne | 3 764 | 4 111 | 9,2% | 10,1% |
| Italie | 2 524 | 2 753 | 9,1% | 8,8% |
| Autre international | 1 557 | 3 457 | 122,0% | (0,8%) |
| Autres activités | 2 808 | 2 637 | (6,1%) | (4,2%) |
| **Groupe** | **34 827** | **37 513** | **7,7%** | **2,1%** |

# Evolution de l'EBITDA du Groupe

| *En millions d'€* | S1 2009 | S1 2010 | Δ% | Δ% org. |
|---|---|---|---|---|
| France | 5 957 | 6 031 | 1,2% | 1,0% |
| Royaume-Uni | 1 589 | 1 601 | 0,8% | (2,1%) |
| Allemagne | 620 | 816 | 31,6% | 29,5% |
| Italie | 393 | 365 | (7,1%) | (7,4%) |
| Autre international | 295 | 602 | 104,1% | 19,0% |
| Autres activités | 1 082 | 958 | (11,5%) | (11,3%) |
| **Groupe** | **9 936** | **10 373** | **4,4%** | **1,1%** |

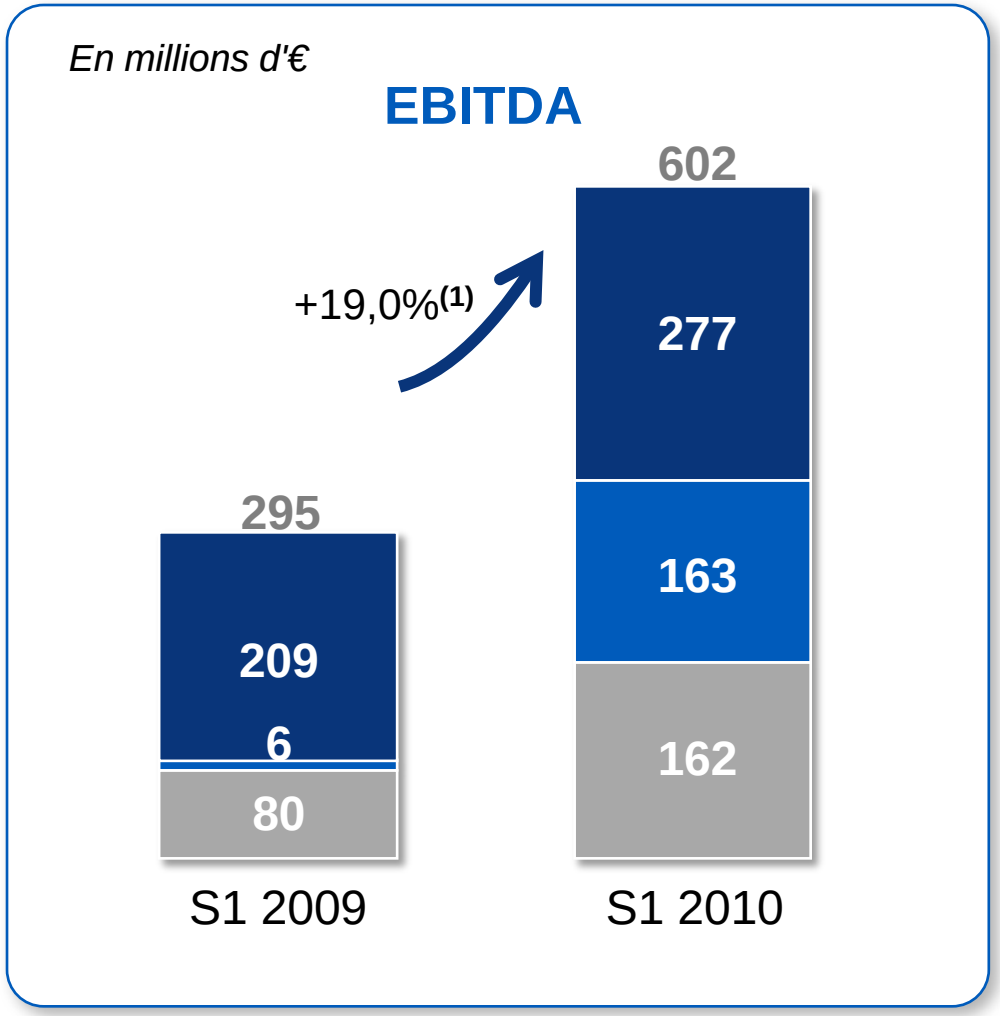
+5,4%(1)

+3,8%(1)

**Bonnes performances Allemagne et Autre International**
**Progression de la France malgré la prolongation du TaRTAM jusqu'au 31/12/2010**
**Baisse des marges d'EDF Trading**

*(1) Croissance organique hors effet de la prolongation TaRTAM (Loi du 07/06/2010)*

# Autre international : croissance de la plupart des zones




| | Δ% | Δ% Org. |
|---|---|---|
| Europe centrale et orientale | 32,5% | 23,0% |
| Benelux, Autriche… | x 26 | x 3 |
| Reste du monde | 102,5% | (16,0%) |
| Total Autre International | 104,1% | 19,0% |

(1) *Croissance organique*

# RTE en bref (1/2)

- Responsable du système de transport public d'électricité en France
- 100 000 km de lignes à haute (HT) et très haute tension (THT) et de 45 interconnections transnationales
- Société Anonyme à directoire et conseil de surveillance, filiale d'EDF depuis 2005
- Assure un accès sans discrimination aux utilsateurs du réseau EDF
- Exerce une activité régulée par la législation en particulier TURPE 3 (2009-2012)

# RTE en bref (2/2)

## Données clés 2009

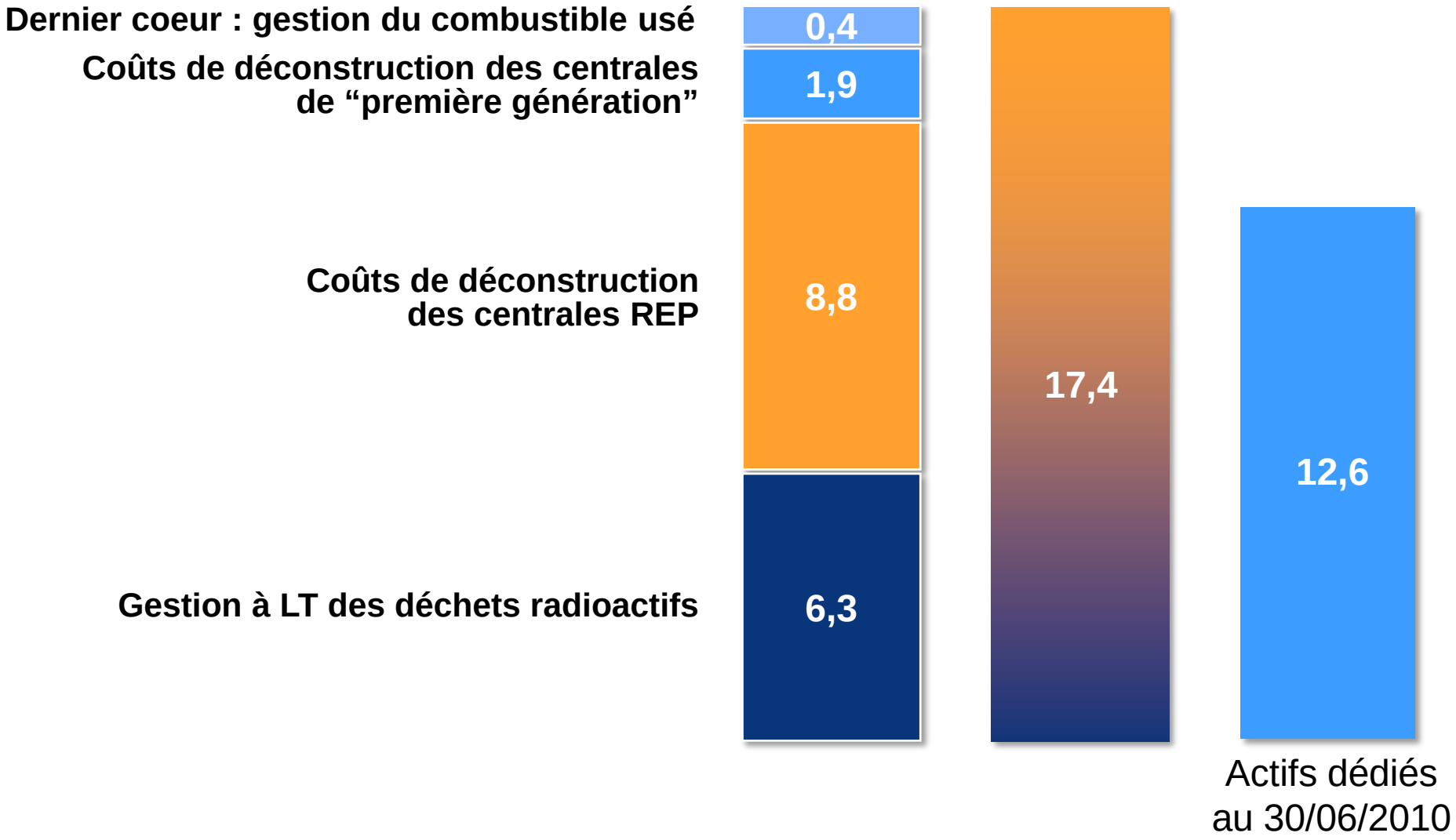
| | | |
|---|---|---|
| Chiffre d'affaires : | 4 130 | M€ |
| EBITDA : | 1 212 | M€ |
| Résultat Net – Part du Groupe : | 500 | M€* |
| Dividendes 2009 versés en 2010 : | 340 | M€ |
| Base d'actif régulée (au 1/1/2010) : | 10,6 | Mds€ |
| Endettement financier net (au 31/12/09) : | 6 355 | M€** |
| Effectifs : | 8 900 | employés |

* *Y compris la quote-part de RTE dans le remboursement intervenu à la suite de la décision de la Cour Européenne de Justice*

** *Y compris endettement financier net vis-a-vis d'EDF SA (2,9 Mds€ à fin 2009 et 1,9 Mds€ à fin 2010)*

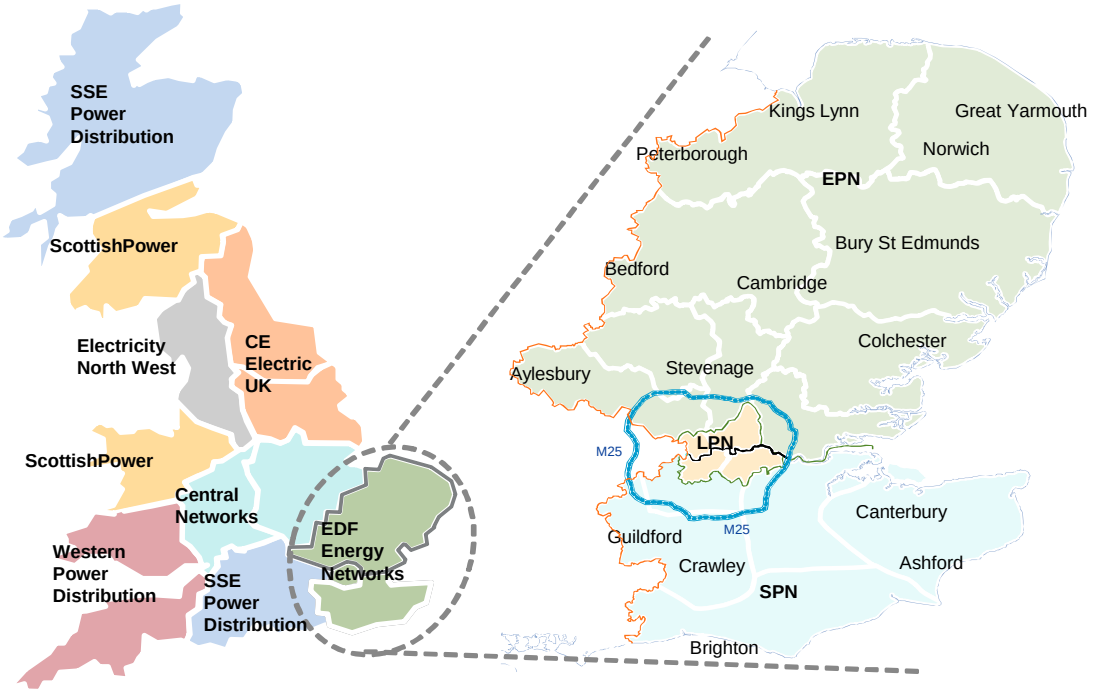
# Base de Calcul pour les actifs dédiés

Provision au 31/12/2009 : 17 407 M€



# Les réseaux d'EDF Energy

## Zone desservie




## Données financières

| | |
|---|---|
| **Ratio Endettement financier net / base actifs régulés selon l'Ofgem** | 70% |
| Investissements obligatoires selon DPCR 5 (2010/2015) | Environ 4 Mds de £ |

## Données opérationnelles clés

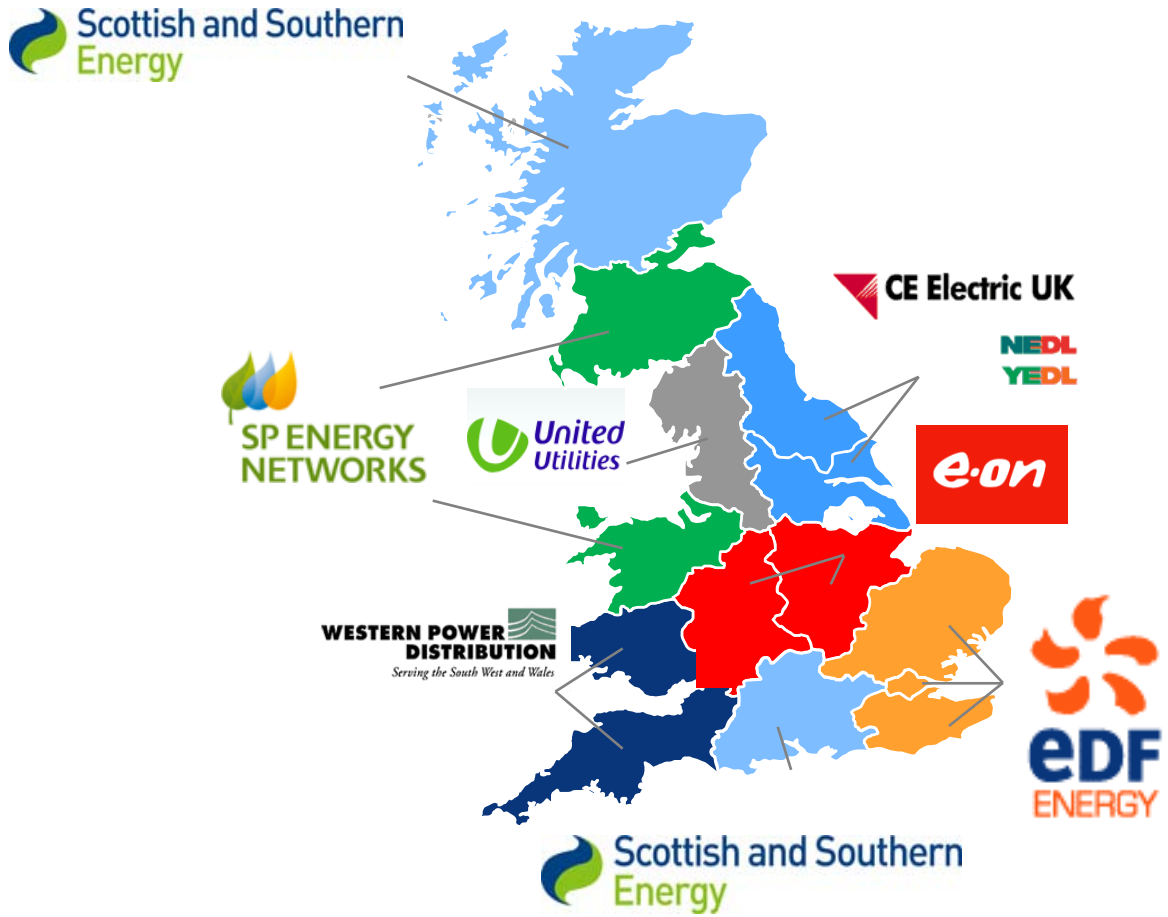
| | LPN | EPN | SPN | Total |
|---|---|---|---|---|
| Volumes transportés | 30 TWh | 36 TWh | 23 TWh | 89 TWh |
| Clients finals | 2,2 M | 3,4 M | 2,2 M | 7,8 M |
| Zone desservie | 665km² | 20 300Km² | 8 200km² | 29 165km² |
| Réseau enterré | 35 874km | 59 853km | 39 040km | 134 767km |
| Réseau aérien | 45km | 34 583km | 12 763km | 47 391km |
| Part de marché au R-U (2008/9 points de livraison) | 28% | | | |

| | |
|---|---|
| **Endettement financier net à fin juin 2010** | 2,3 Mds de £ |
| Investissements opérationnels obligatoires selon DPCR 5 (de mars 2010 à mars 2015) | 1,7 Mds de £ |
| Investissements opérationnels de la période 2009/2010 | Environ 830 M£ |

*Source: Ofgem 2007/08 Electricity Distribution Quality of Service Report (19 December 2008), Company information*

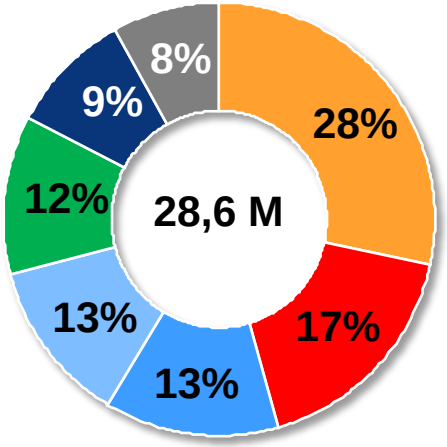
# EDF Energy: leader de la distribution au Royaume Uni

## Distribution électrique au R-U




- N°1 en Distribution Réseaux
  - (28% de part de marché)
  - Base actifs régulée d'environ 4,2 Mds de £ (à fin Juin 2010)
  - 3 réseaux de proximité dans les zones les plus développées et à forte croissance du R-U
  - 7,8 millions de raccordements
  - 85 TWh distribués

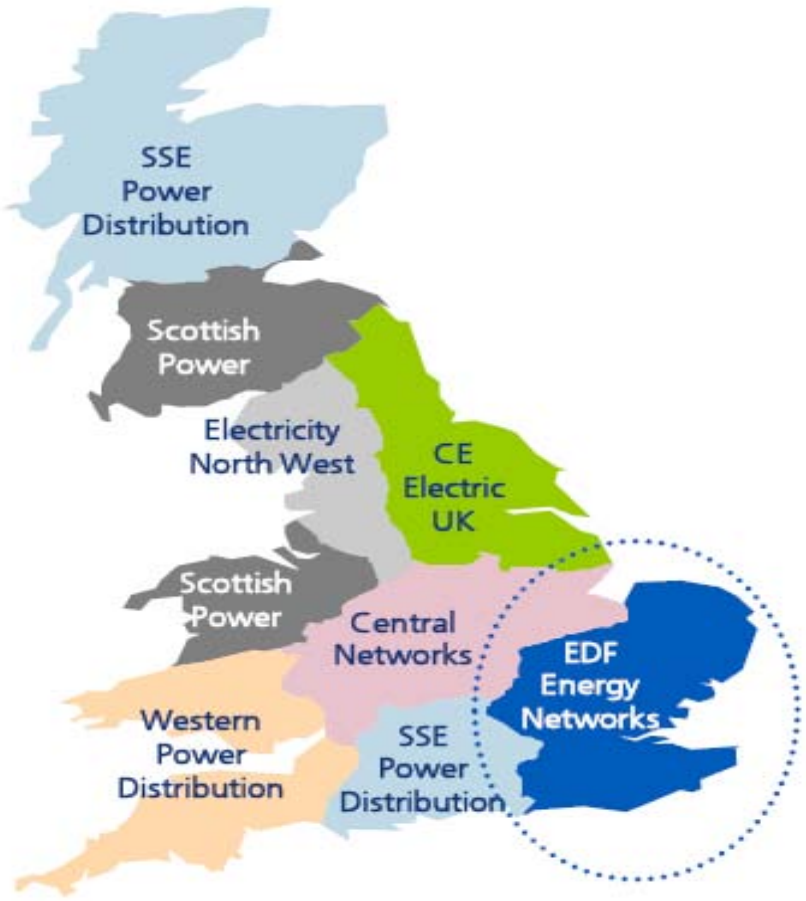
**Part de marché R-U (en nombres de clients)**




*Sources: National Grid and Ofgem data, EDF Energy Networks*

# Réseaux desservant 8 millions de clients dans une zone clé du Royaume Uni

## Vue d'ensemble du réseau 2007/08




| | Total | % of Industry |
|---|---|---|
| Clients finals<br>*en millions* | 7,8 | 28% |
| Zone desservie<br>*en km²* | 29 165 | 12% |
| Réseau enterré<br>*en km* | 134 767 | 29% |
| Réseau aérien<br>*en km* | 47 391 | 15% |
| Volumes transportés<br>*en TWh* | 89,4 | 28% |
| Demande en période de pointe<br>*en MW* | 16 229 | N/A |
| Nouveaux raccordements | 130 768 | ~ 35% |

# Résultats
## Semestriels
# 2010

CHANGER L'ENERGIE ENSEMBLE