



15 février 2011

Annexes





15 février 2011

Annexes

Données financières



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 Energy, EDF (SEI), ERDF, Electricité de Strasbourg et EDF Demasz.
 - Les transferts d'actifs sont désormais enregistrés en revenus de l'année
 - Pas de changement pour RTE
 - Les effets positifs sur le chiffre d'affaires sont neutralisés par l'annulation de l'étalement des produits constatés d'avance sauf chez EDF Energy.
Pour cette dernière société, 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 de 2009, l'impact est de - 539 millions d'euros dont -332 millions d'euros sur le chiffre d'affaires et -207 millions d'euros sur les achats de combustible 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
 - Le résultat net courant correspond au RNPG hors éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts
- IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées »
 - En raison de la cession en cours, les éléments du compte de résultat et les flux de trésorerie d'EnBW ont été reclassés dans les comptes du Groupe

Compte de résultat simplifié retraité 2009

En millions d'€

	2009 publié	IFRIC18	IFRIC12	IAS 39	IFRS 5	2009 retraité
Chiffre d'affaires	66 336	195	5	(332)	(7 064)	59 140
Achats de combustible et d'énergie	(26 558)			(207)	4 175	(22 590)
Autres consommations externes	(11 231)				1 018	(10 213)
Charge de personnel	(11 452)				744	(10 708)
Impôts et taxes	(2 917)				15	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	3 288		(5)		(81)	3 202
EBITDA	17 466	195	-	(539)	(1 193)	15 929
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading				539	-	539
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(7 466)	(201)	1		380	(7 286)
Pertes de valeur	(66)				17	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	173				-	173
Résultat financier	(4 525)				321	(4 204)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 582	(6)	1		(475)	5 102
Résultat net des activités poursuivies	3 905	(4)	1		(286)	3 616
Résultat net des activités en cours de cession					286	286
Résultat net part du Groupe	3 905	(4)	1	-	-	3 902
Résultat net courant*	3 923	(4)	1	(362)	-	3 558

*Hors éléments non récurrents & volatilité IAS 39

Cash flow statement retraité 2009

En millions d'€

	2009 publié	IFRIC 18	IFRIC 12	IAS 39	IFRS 5	2009 retraité
Excédent Brut d'exploitation (EBITDA)	17 466	195	-	(539)	(1 193)	15 929
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(3 105)			539	246	(2 320)
Frais financiers nets décaissés	(1 408)				41	(1 367)
Impôts sur le résultat net payés	(963)				94	(869)
Autres éléments	143				(59)	84
Cash Flow Opérationnel (FFO)	12 133	195			(871)	11 457
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(378)	(195)			(290)	(863)
CAPEX nets des cessions	(12 118)				542	(11 576)
Eléments non récurrents	1 224					1 224
Free Cash Flow	861				(619)	242
Investissements financiers de croissance externe	(16 238)				1 404	(14 834)
Dividendes versés	(1 311)				22	(1 289)
Autres variations monétaires	(699)				3	(696)
Variation monétaire de l'endettement financier net	(17 387)				810	(16 577)
Effets de la variation du périmètre	453				124	577
Effets de la variation de change	(760)				2	(758)
Autres variations non monétaires	(326)				7	(319)
Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies	(18 020)				943	(17 077)
Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession	-				(943)	(943)
Endettement financier net ouverture	24 476					24 476
Endettement financier net clôture	42 496					42 496

Bilan consolidé retraité 31.12.2009

En millions d'€

	2009 Publié	IFRIC 18	IFRIC 12	2009 Retraité
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 mis 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
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'€

	2009 retraité	2010
Chiffre d'affaires	59 140	65 165
Achats de combustibles et d'énergie	(22 590)	(26 021)
Autres consommations externes	(10 213)	(10 582)
Charge de personnel	(10 708)	(11 422)
Impôts et taxes	(2 902)	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels et prolongation TaRTAM (Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010)	3 202	2 710
EBITDA	15 929	16 623
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés « Energie et Matières Premières hors activités de trading »	539	15
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(7 286)	(7 854)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	124	(2 544)
EBIT	9 306	6 240
Résultat financier	(4 204)	(4 426)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 102	1 814
Résultat net des activités poursuivies part du Groupe	3 616	634
Résultat net des activités en cours de cession part du Groupe	286	386
Résultat net part du Groupe	3 902	1 020
Résultat net courant*	3 558	3 961

Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation 2010 par segment

En millions d'€

	TOTAL GROUPE	France	RU	Italie	Autre internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	65 165	36 167	10 683	5 647	6 878	5 790
Achats de combustible et d'énergie	(26 021)	(10 441)	(5 827)	(4 340)	(4 405)	(1 008)
Autres consommations externes	(10 582)	(6 339)	(1 276)	(428)	(660)	(1 879)
Charge de personnel	(11 422)	(8 401)	(1 305)	(212)	(511)	(993)
Impôts et taxes	(3 227)	(2 948)	(75)	(9)	(99)	(96)
Autres produits et charges opérationnels ⁽¹⁾	2 710	2 086	532	143	(119)	68
EBITDA	16 623	10 124	2 732	801	1 084	1 882
Volatilité IAS 39	15	37	(68)	-	157	(111)
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(7 854)	(4 787)	(1 513)	(471)	(578)	(505)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(2 544)	-	(352)	(942)	(1 056)	(194)
EBIT (Résultat d'exploitation)	6 240	5 374	799	(612)	(393)	1 072

Compte de résultat ajusté 2010

<i>En millions d'€</i>	2010 Publié	RTE	Éliminations interco	2010 Pro forma
Chiffre d'affaires	65 165	(913)	702	64 954
Achats de combustibles et d'énergie	(26 021)	880	(3 841)	(28 982)
Autres consommations externes	(10 582)	(2 630)	3 133	(10 079)
Charge de personnel	(11 422)	711		(10 711)
Impôts et taxes	(3 227)	415		(2 812)
Autres produits et charges opérationnels	2 710	12	6	2 728
EBITDA	16 623	(1 525)	-	15 098
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés « Energie et Matières Premières hors activités de trading »	15			15
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(7 854)	639		(7 215)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(2 544)			(2 544)
EBIT	6 240	(886)	-	5 354
Résultat financier	(4 426)	328		(4 098)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 814	(558)	-	1 256
Impôts sur les résultats	(1 079)	188		(891)
Participations dans les entreprises associées	134	370		504
Résultat des sociétés en cours de cession	380			380
Résultat net part du Groupe	1 020	-	-	1 020
Résultat net courant*	3 961	-	-	3 961

Evolution comparée France / Hors France

En millions d'€

	France			Hors France			TOTAL		
	2009 ⁽¹⁾	2010	Δ%	2009 ⁽¹⁾	2010	Δ%	2009 ⁽¹⁾	2010	Δ%
Chiffre d'affaires	34 075	36 167	+ 6,1%	25 065	28 998	+ 15,7% + 2,4%*	59 140	65 165	+10,2%
EBITDA	9 403	10 124	+ 7,7% + 7,7%*	6 526	6 499	(0,4%) (4,1%*)	15 929	16 623	+4,4% + 2,8%*
EBIT	5 136	5 374	+4,6%	4 170	866	(79,2%)	9 306	6 240	(32,9%)

* Variations en croissance organique

Répartition des résultats 2010		
	France	Hors France
Chiffre d'affaires	55,5%	44,5%
EBITDA	60,9%	39,1%
EBIT	86,1%	13,9%

Evolution du résultat net

En millions d'€

	2009 retraité	2010	Δ %
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 102	1 814	(64,4%)
Impôts sur les résultats	(1 432)	(1 079)	(24,7%)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	104	134	28,8%
Résultat net des sociétés en cours de cession	311	380	22,2%
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	(229)	25,1%
Résultat net part du Groupe	3 902	1 020	(73,9%)
Neutralisation des éléments non récurrents et volatilité IAS 39	(344)	(2 941)	n.s.
Résultat net courant*	3 558	3 961	11,3%

Analyse des éléments non récurrents nets d'impôts

En millions d'€

	2009 retraité	2010
Résultat net courant	3 558	3 961
Volatilité IAS 39	362	(36)
Total éléments non récurrents nets d'impôts	(18)	(2 905)
Provision pour risques liée aux activités du Groupe aux Etats-Unis		(1 042)
Plus-values de cession et diverses autres dépréciations	(18)	(1 614)
Provisions TaRTAM ⁽¹⁾		(249)
Résultat net part du Groupe	3 902	1 020

Volatilité IAS 39

En millions d'€

	2009 retraité	2010	Variation
TOTAL	539	15	(524)
France	23	37	14
Royaume-Uni	199	(68)	(267)
Italie	7	0	(7)
Autre International	34	157	123
Autres activités	276	(111)	(387)

Charge d'impôt du Groupe

<i>En millions d'€</i>	2009 retraité	2010
Résultat avant impôt	5 102	1 814
Charge réelle d'impôt	1 432	1 079
Taux effectif d'impôt	28,1%	59,5%

Hors provisions pour risques Italie et dépréciations d'actifs du Groupe, le taux effectif d'imposition ressort à 29,6%

Analyse de l'évolution du résultat financier

<i>En millions d'€</i>	2009 retraité	2010
Coût de l'endettement financier brut	(2 529)	(2 754)
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(2 504)	(2 724)
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	(25)	(30)
Charges d'actualisation	(2 997)	(3 134)
Autres produits et charges financiers	1 322	1 462
Résultat financier	(4 204)	(4 426)

Quote-part de résultat net des entreprises associées

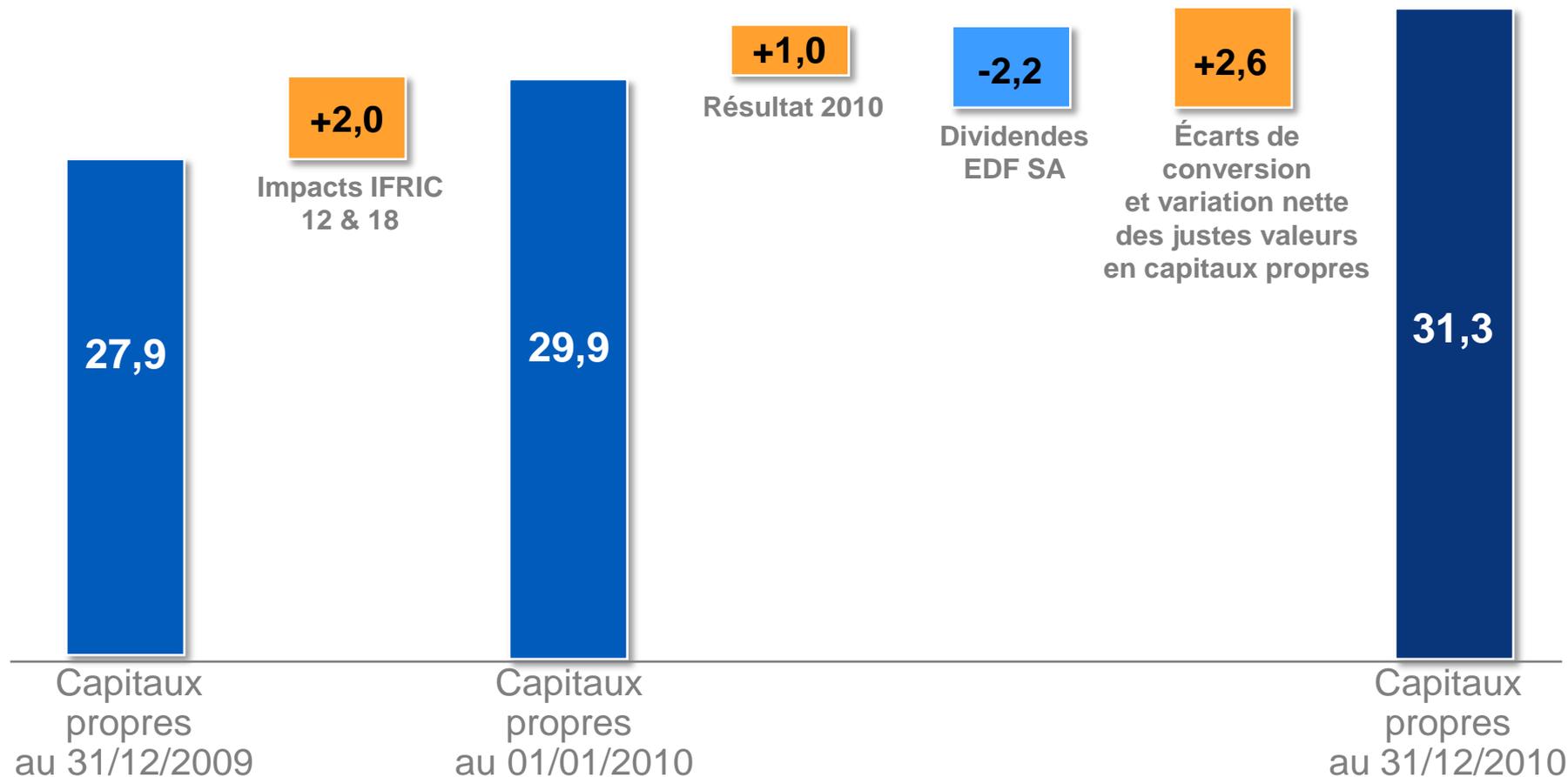
<i>En millions d'€</i>	2009 retraité	2010	Variation
TOTAL	104	134	30
ALPIQ	92	107	15
NTPC (Laos)	8	29	21
Dalkia Holding	19	24	5
Estag*	19	2	(17)
Autres	(34)	(28)	6

Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

<i>En millions d'€</i>	2009 retraité	2010	Variation
TOTAL	183	229	46
SPE	15	56	41
EDF Energy	5	35	30
EDF Energies Nouvelles	48	32	(16)
Dalkia international	14	29	15
ERSA	15	16	1
Edison	5	13	8
Zielona Gora	12	12	-
Kogeneracja	11	9	(2)
EnBW	25	(6)	(31)
Autres	33	33	-

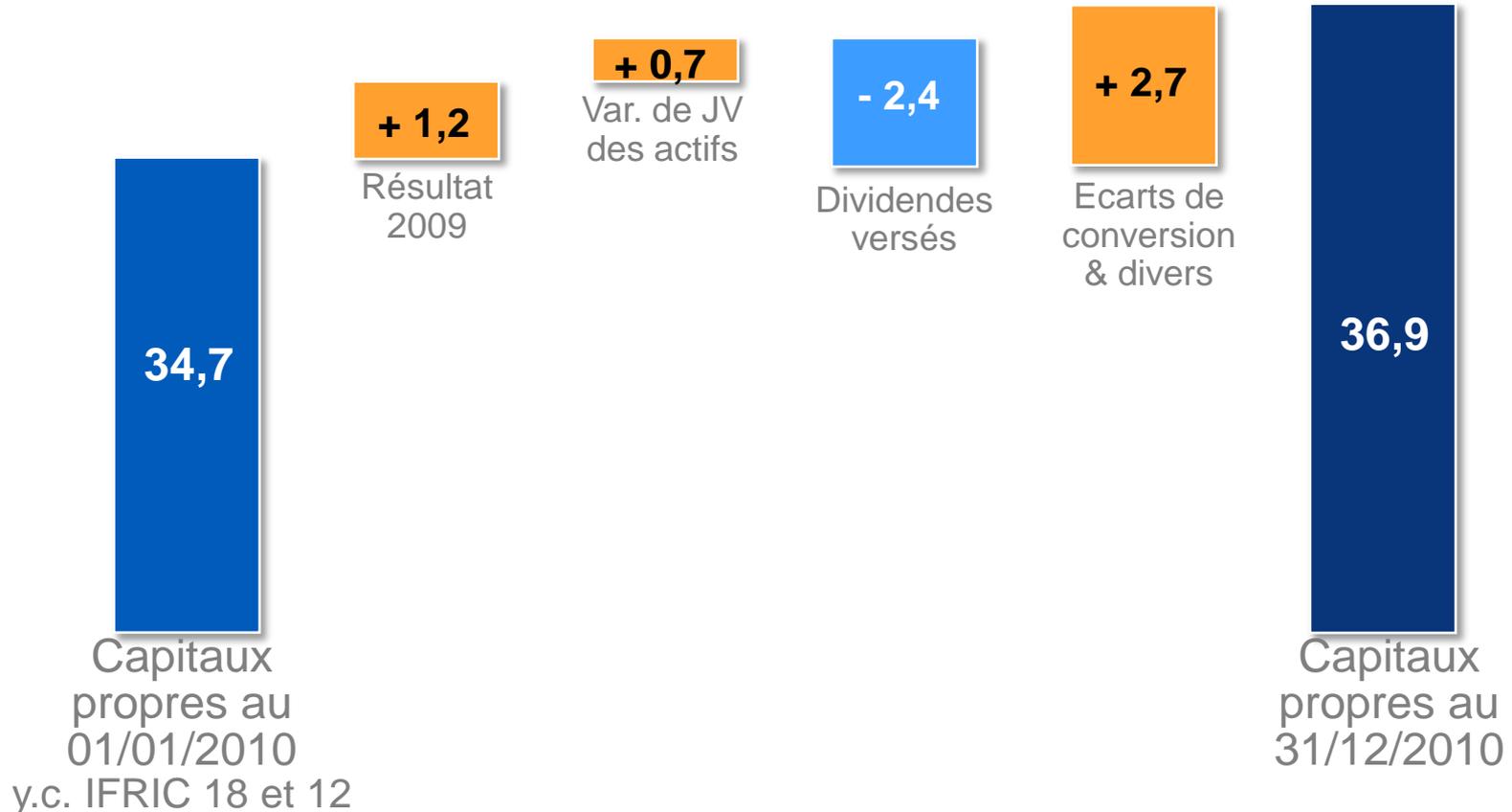
Éléments de variation des capitaux propres Part du Groupe depuis le 31 décembre 2009

En milliards d'€



Evolution des capitaux propres depuis le 31 décembre 2009*

En milliards d'€



* Y compris participations ne donnant pas le contrôle

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

En millions d'€

	2009	2010
Résultat net consolidé	4 085	1 249
Réserves recyclables enregistrés en capitaux propres		
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	1 257	816
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat	60	131
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(1 393)	24
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat	1 329	296
Différences de conversion	390	2 013
Effets d'impôts	(228)	(521)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1 415	2 759
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	5 500	4 008
<i>Dont part du Groupe</i>	5 282	3 679
<i>Dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	218	329

Cash flow statement

En millions d'€

	2009 retraité	2010
Excédent Brut d'exploitation (EBITDA)	15 929	16 623
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(2 320)	(1 165)
Frais financiers nets décaissés	(1 367)	(2 197)
Impôts sur le résultat payés	(869)	(1 967)
Autres éléments	84	152
Cash Flow Opérationnel (FFO)	11 457	11 446
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(863)	298
CAPEX Bruts	(11 777)	(12 241)
Cessions d'immobilisations	201	188
Annulation de la décision de la Commission Européenne	1 224	-
Free Cash Flow	242	(309)
Dotations aux actifs dédiés	(1 902)	(1 343)
Investissements financiers nets	(12 932)	3 613
Dividendes versés	(1 289)	(2 353)
Autres variations	(696)	(287)
Variation monétaire de l'endettement financier net	(16 577)	(679)
Effets de la variation du périmètre	577	9 358
Effets de la variation de change	(758)	(782)
Autres variations non monétaires	(319)	15
Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies	(17 077)	7 912
Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession	(943)	195
Endettement financier net ouverture	24 476	42 496
Endettement financier net clôture	42 496	34 389

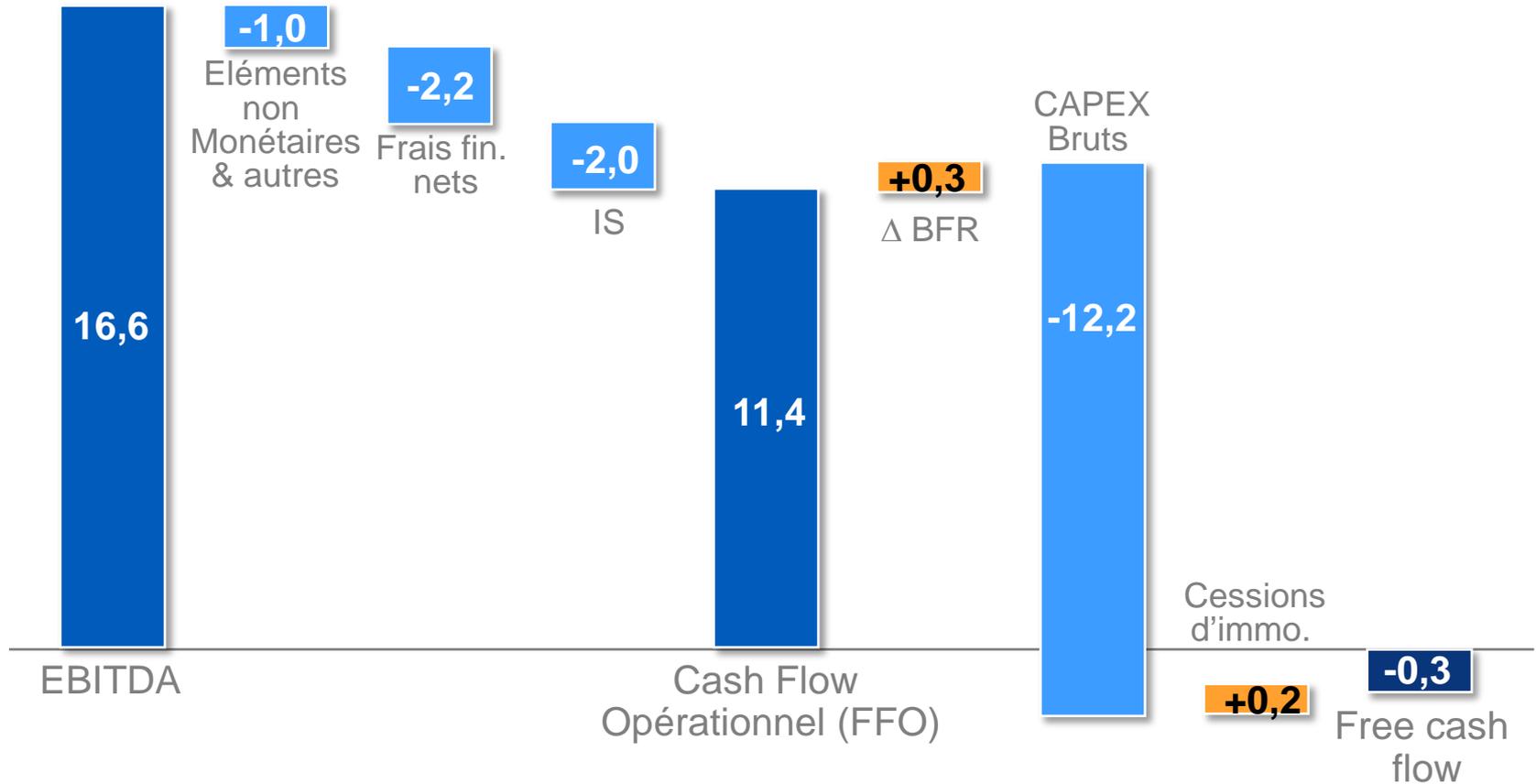
Des charges d'intérêt sur endettement aux frais financiers nets décaissés

En millions d'€

	2009 retraité	2010
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(2 504)	(2 724)
Intérêts courus non échus	+654	+157
Dividendes reçus	+98	+61
Autres produits & charges financiers	+385	+309
Frais financiers nets décaissés	(1 367)	(2 197)

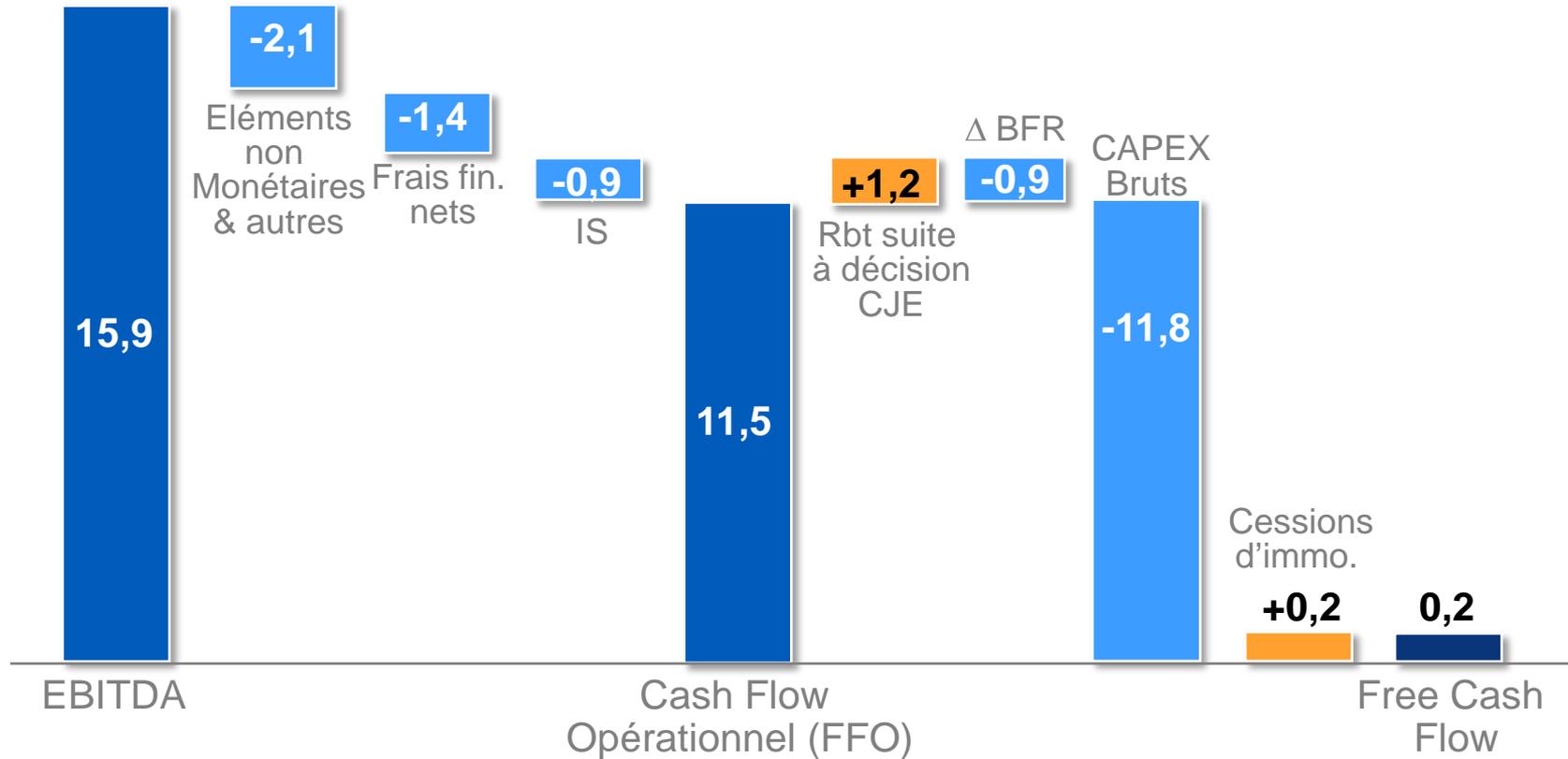
Free cash flow 2010

En milliards d'€



Free cash flow 2009

En milliards d'€



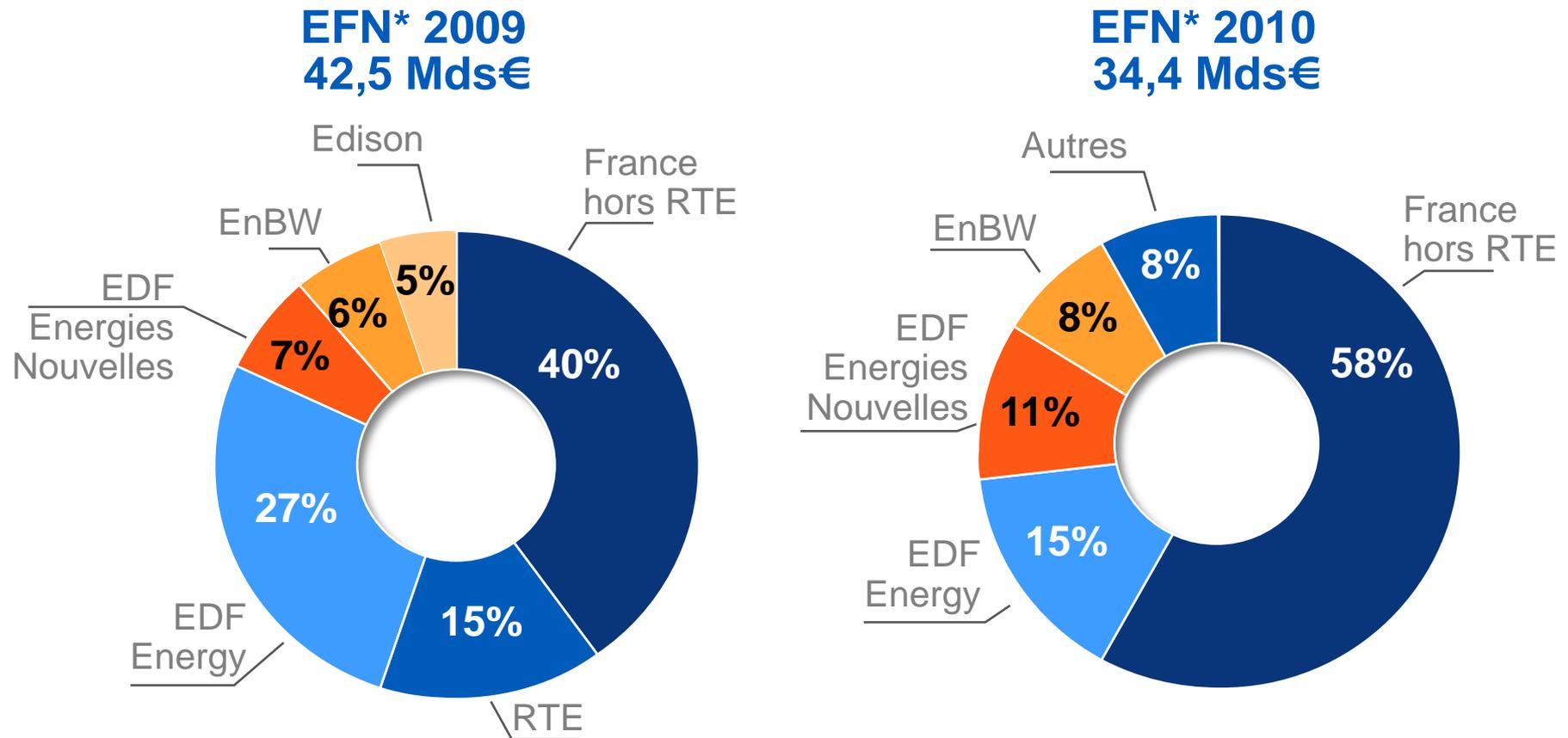
Bilans simplifiés du groupe EDF

<i>En millions d'€</i>	31 décembre 2009 ⁽¹⁾	31 décembre 2010	31 décembre 2009 ⁽¹⁾	31 décembre 2010	
Actif immobilisé	147 147	123 844	Capitaux propres part du groupe	29 891	31 317
<i>Dont Goodwill</i>	13 526	12 028	Intérêts minoritaires	4 776	5 586
Stocks et Clients	32 295	32 209	Passifs spécifiques des concessions	39 877	41 161
Autres actifs	47 611	50 333	Provisions	57 992	54 475
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides ⁽²⁾	11 745	16 944	Passifs financiers ⁽²⁾	54 241	51 333
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie et actifs liquides)	1 237	17 229	Autres passifs	52 847	47 320
Total Actif	240 035	240 559	Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors passifs financiers)	411	9 367
			Total Passif	240 035	240 559

(1) Retraité des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12

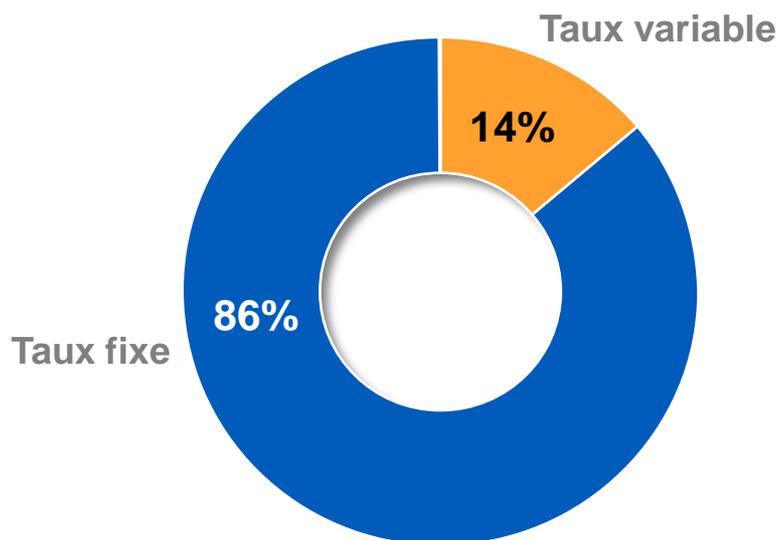
(2) Y.c. dans les sociétés détenues en vue de la vente

Répartition de l'endettement financier net au 31 décembre par entité

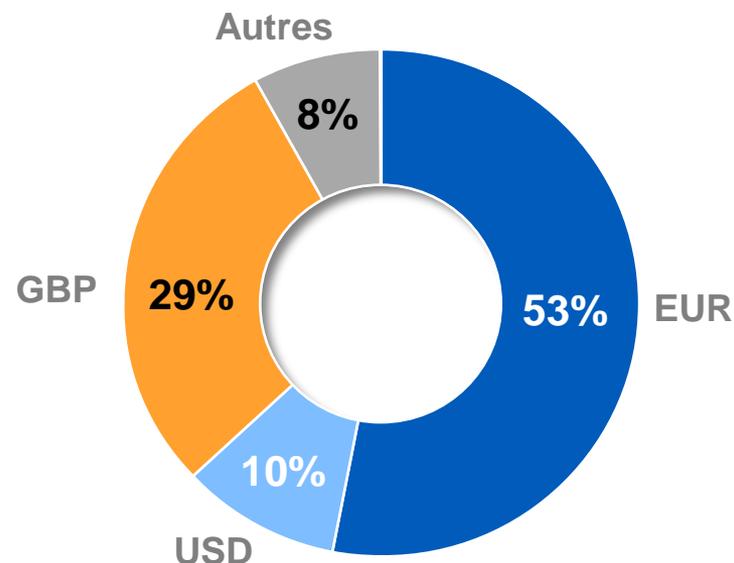


Dettes financières Groupe après swaps au 31 décembre 2010

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise



Coupon moyen : 4,4%
Maturité moyenne : 8,6 années

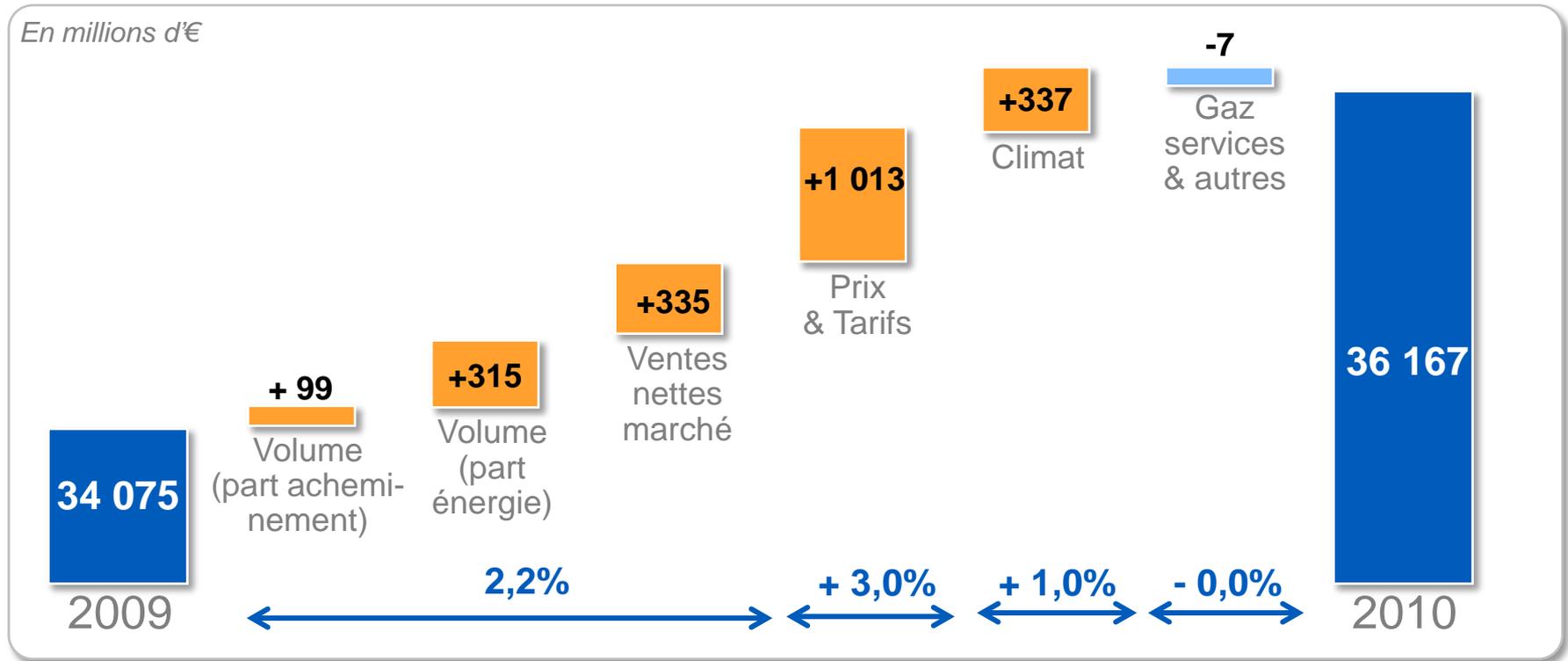
Echéancier du prêt synthétique accordé à RTE

<i>En millions d'€</i>	Taux	31 décembre 2010
Prêt à EDF RTE à échéance 2011	3,75%	500
Prêt à EDF RTE à échéance 2012	7,5%	216
Prêt EDF RTE à échéance 2013	4,625%	500
Prêt EDF RTE à échéance 2016	5,5%	664
Intérêts courus		34
TOTAL prêt synthétique accordé par EDF à RTE		1 914

Calcul de l'endettement financier net

<i>En millions d'€</i>	31 décembre 2009	31 décembre 2010
Dettes financières (courantes & non courantes)	53 868	47 777
Dérivés de couverture de dettes	373	49
Dettes financières totales (hors dérivés couvrant l'exploitation)	54 241	47 826
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 982)	(4 829)
Actifs financiers liquides (hors dérivés couvrant l'exploitation)	(4 735)	(9 285)
Prêt accordé au RTE	-	(1 914)
Dette financière nette des sociétés figurant dans les actifs/passifs non courants détenus en vue de la vente	(28)	2 591
Endettement financier net	42 496	34 389

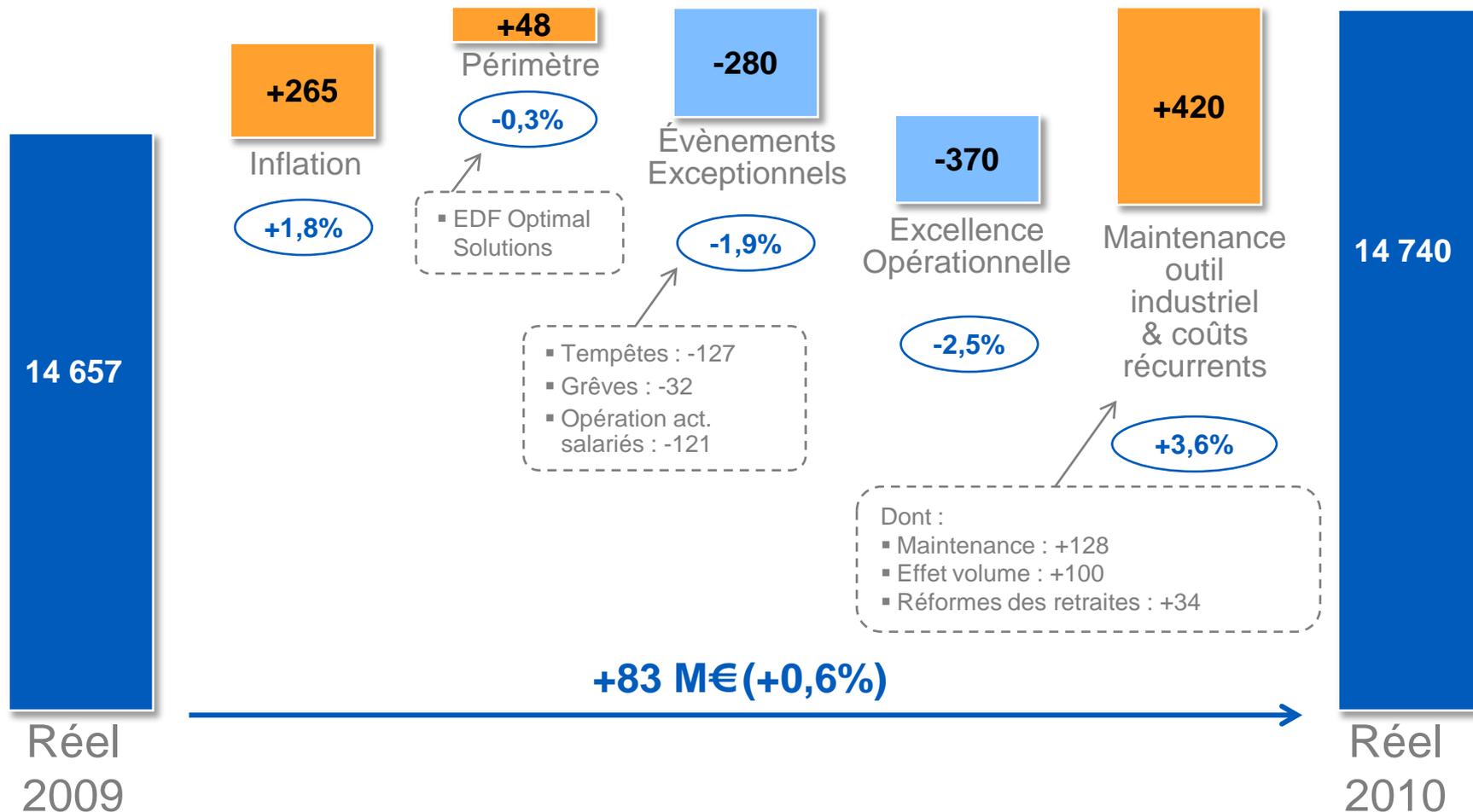
France : hausse du chiffre d'affaires (+ 6,1%)



- Croissance des ventes d'électricité (+ 6,1%)
 - Hausse des ventes en volume
 - Impact positif des évolutions de tarifs (2009 et 2010) et de prix
 - Impact positif du climat
- Stabilité des ventes de gaz et de services

Analyse de l'évolution des Opex France 2010 vs 2009

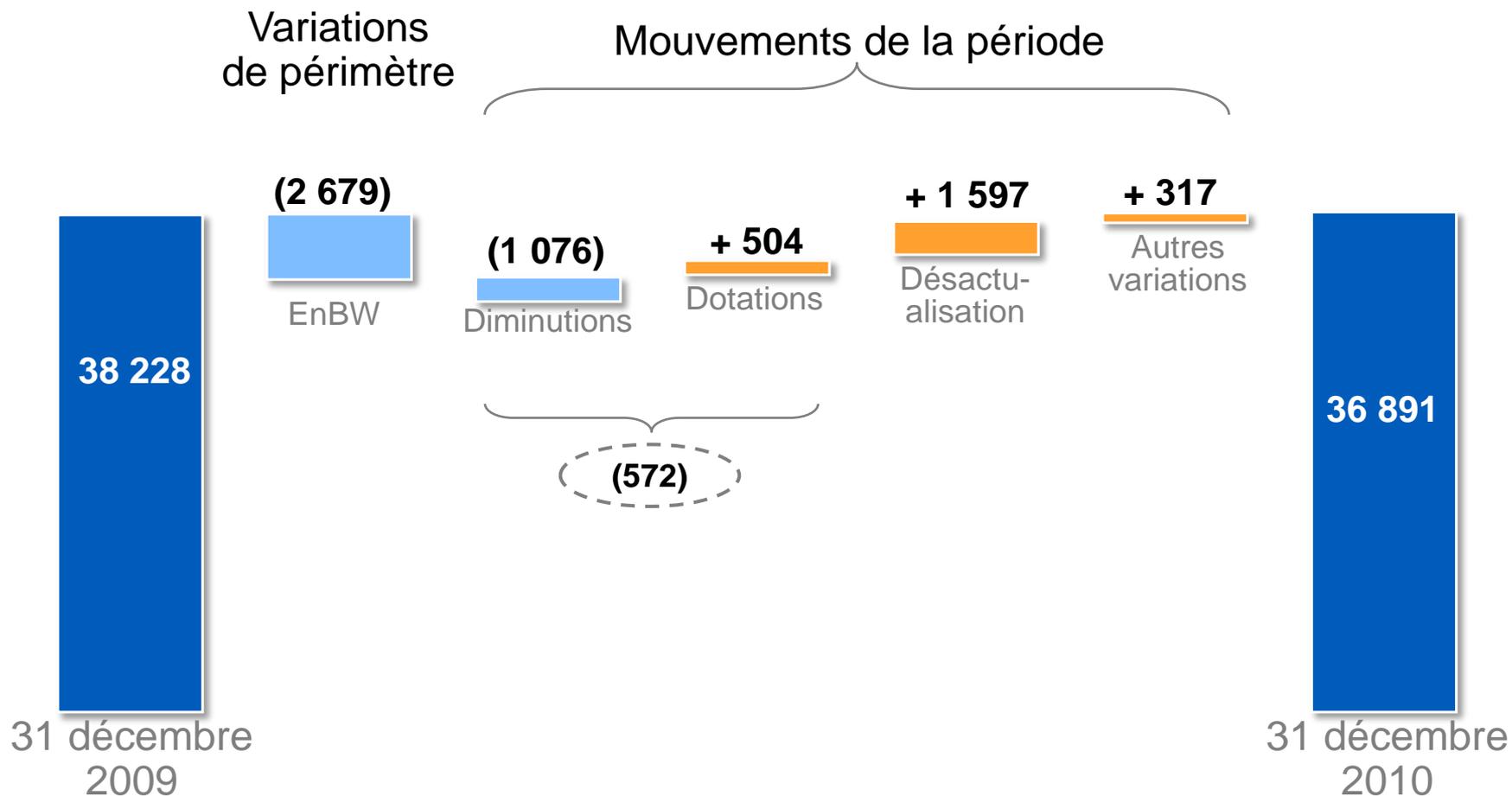
En millions d'€



Provisions nucléaires du Groupe : 36,9 Md€

En millions d'€

Périmètre Groupe EDF

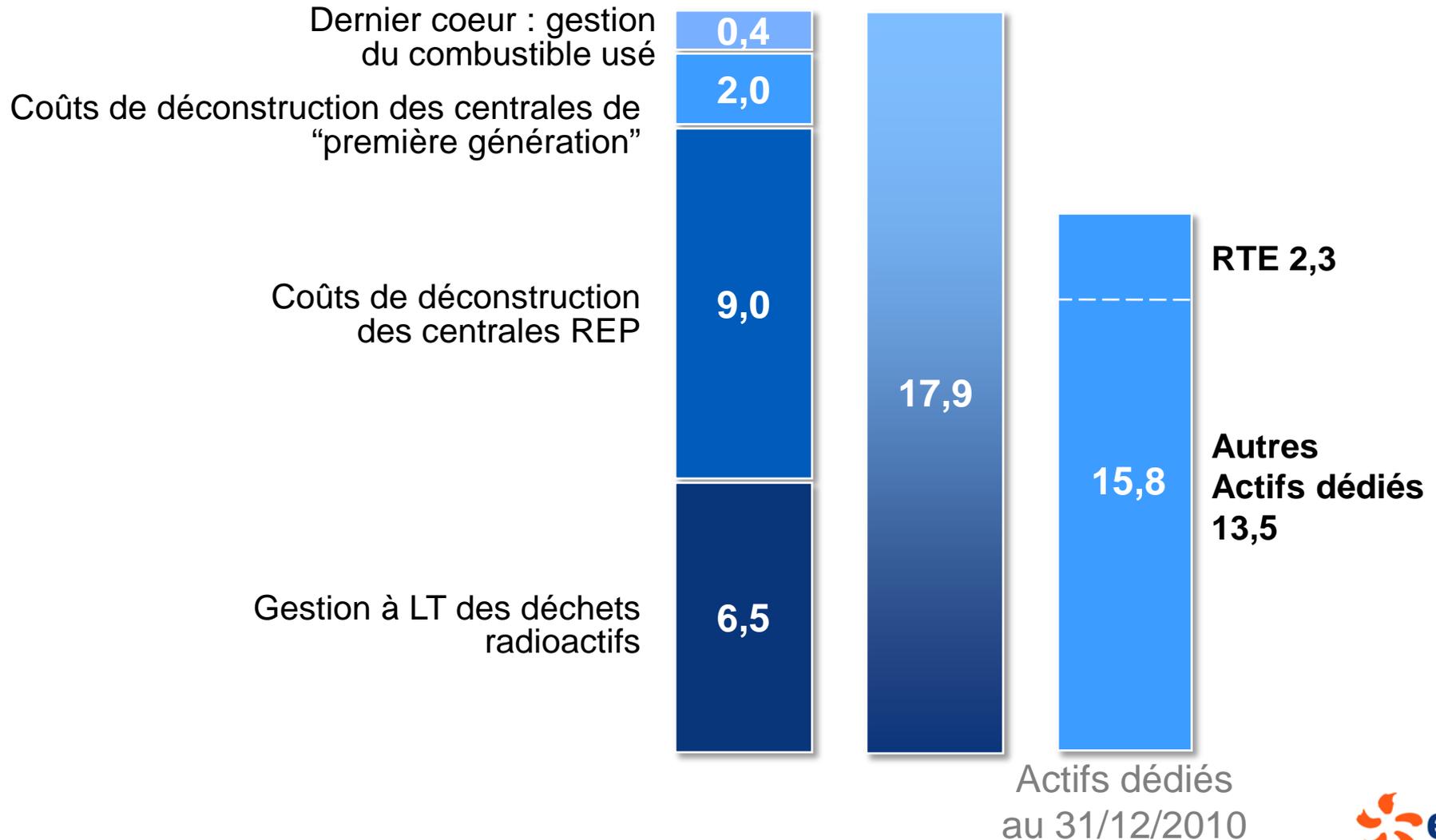


Provisions nucléaires : 36,9 Md€

	31 décembre 2009	Diminutions	Dotations	Désactua- -lisation	Variations de périmètre	Autres Variations	31 décembre 2010
Provisions pour aval du cycle nucléaire							
Total	18 573	(815)	403	790	(936)	5	18 020
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 147	(615)	339	440	(250)	(37)	11 024
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 426	(200)	64	350	(686)	42	6 996
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs							
Total	19 655	(261)	101	807	(1 743)	312	18 871
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 622	(250)	101	652	(1 721)	335	15 739
Provisions pour derniers cœurs	3 033	(11)	-	155	(22)	(23)	3 132
TOTAL NUCLEAIRE	38 228	(1 076)	504	1 597	(2 679)	317	36 891

Base de calcul pour les actifs dédiés

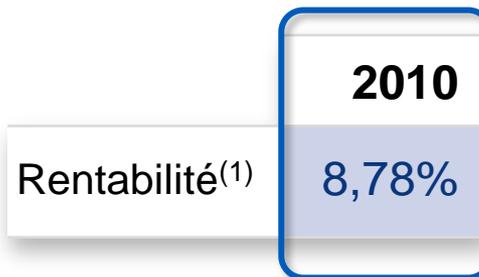
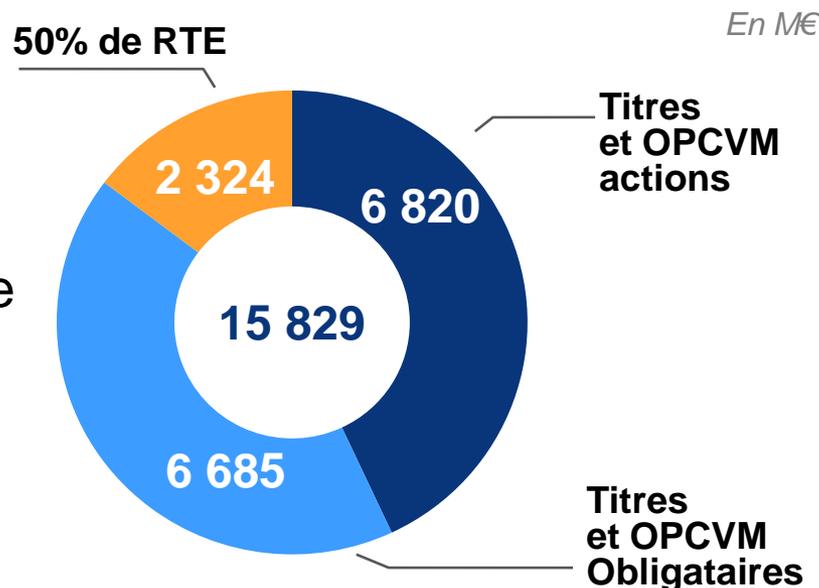
Provisions au 31/12/2010: 17 910 M€



Actifs dédiés d'EDF

- Couverture des charges de démantèlement des centrales nucléaires et de stockage & gestion à long terme des déchets radioactifs
- Date de constitution du portefeuille fixée à l'origine à juin 2011 et reportée en 2016
- Intégration de 50% de RTE au 31 décembre dans le but :
 - D'intégrer une classe d'actifs à rentabilité régulière et décorrélée des autres classes d'actifs
 - De réduire la volatilité et d'améliorer l'efficacité du portefeuille

Composition du portefeuille au 31/12/2010





15 février 2011

Annexes

Données Production



Chiffres clés production nucléaire en France

	2006	2007	2008	2009	2010
Niveau de production (TWh)	428	418	418	390	408
Coefficient de production (Kp)	77,4%	75,6%	75,3%	70,5%	73,8%
Coefficient d'exploitation (Ku)	92,6%	94,2%	95,2%	90,4%	94,0%
Coefficient de disponibilité (Kd)	83,6%	80,2%	79,2%	78,0%	78,5%
Nbre de visites décennales (VD)	5	4	5	6	5
Impact sur le Kp des VD	2,4%	3,1%	3,6%	3,8%	3,6%

Performances d'exploitation du parc nucléaire en 2008 et 2009

$$\mathbf{Kd} \quad \mathbf{x} \quad \mathbf{Ku} \quad = \quad \mathbf{Kp}$$

$$\mathbf{2008} \quad \mathbf{79,2\%} \quad \mathbf{x} \quad \mathbf{95,2\%} \quad = \quad \mathbf{75,3\%}$$

Energie produite 2008 = 418 TWh

$$\mathbf{2009} \quad \mathbf{78,0\%} \quad \mathbf{x} \quad \mathbf{90,4\%} \quad = \quad \mathbf{70,5\%}$$

Energie produite 2009 = 390 TWh

- Un Ku très fortement marqué par les mouvements sociaux du S1 2009 et leur impact en S2 sur l'organisation des arrêts de tranche
- Un Kd marqué par des aléas techniques sur les générateurs de vapeur et les alternateurs, dont le remplacement était nécessaire et en partie programmé pour 2010

Performances d'exploitation du parc nucléaire en 2009 et 2010

$$\mathbf{Kd} \quad \mathbf{x} \quad \mathbf{Ku} \quad = \quad \mathbf{Kp}$$

$$\mathbf{2009} \quad \mathbf{78,0\%} \quad \mathbf{x} \quad \mathbf{90,4\%} \quad = \quad \mathbf{70,5\%}$$

Energie produite 2009 = 390 TWh

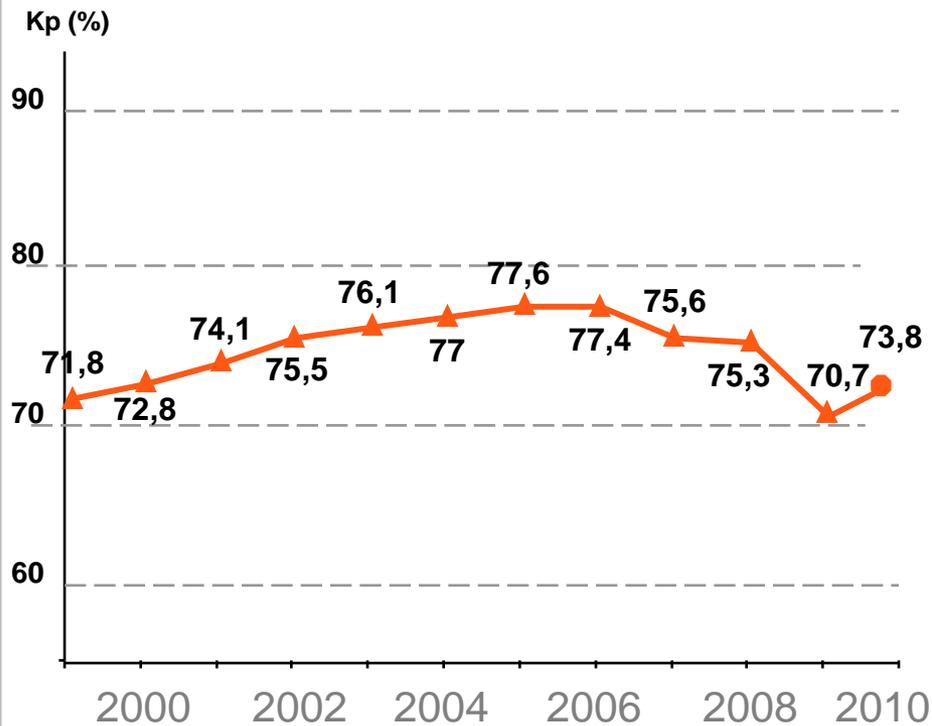
$$\mathbf{2010} \quad \mathbf{78,5\%} \quad \mathbf{x} \quad \mathbf{94,0\%} \quad = \quad \mathbf{73,8\%}$$

Energie produite 2010 = 408 TWh

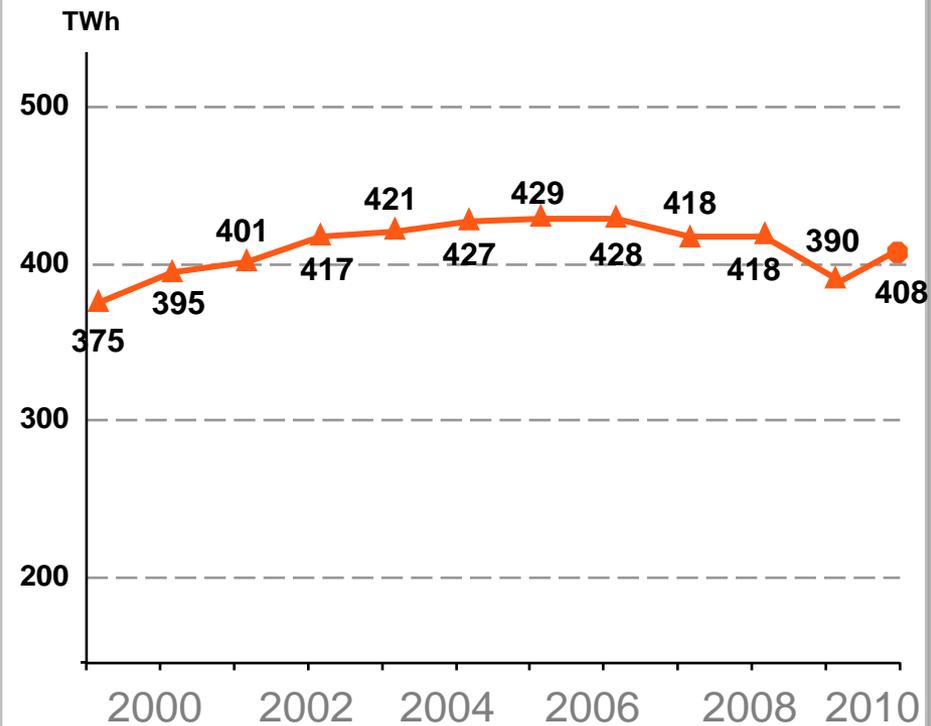
- Un Ku en forte augmentation essentiellement dû à l'absence de mouvements sociaux importants
- Un Kd en légère progression encore marqué par des aléas techniques sur les générateurs de vapeur, les alternateurs et les transformateurs dont les programmes de remplacement se poursuivent en 2011

Evolution du load factor et de la production nucléaire

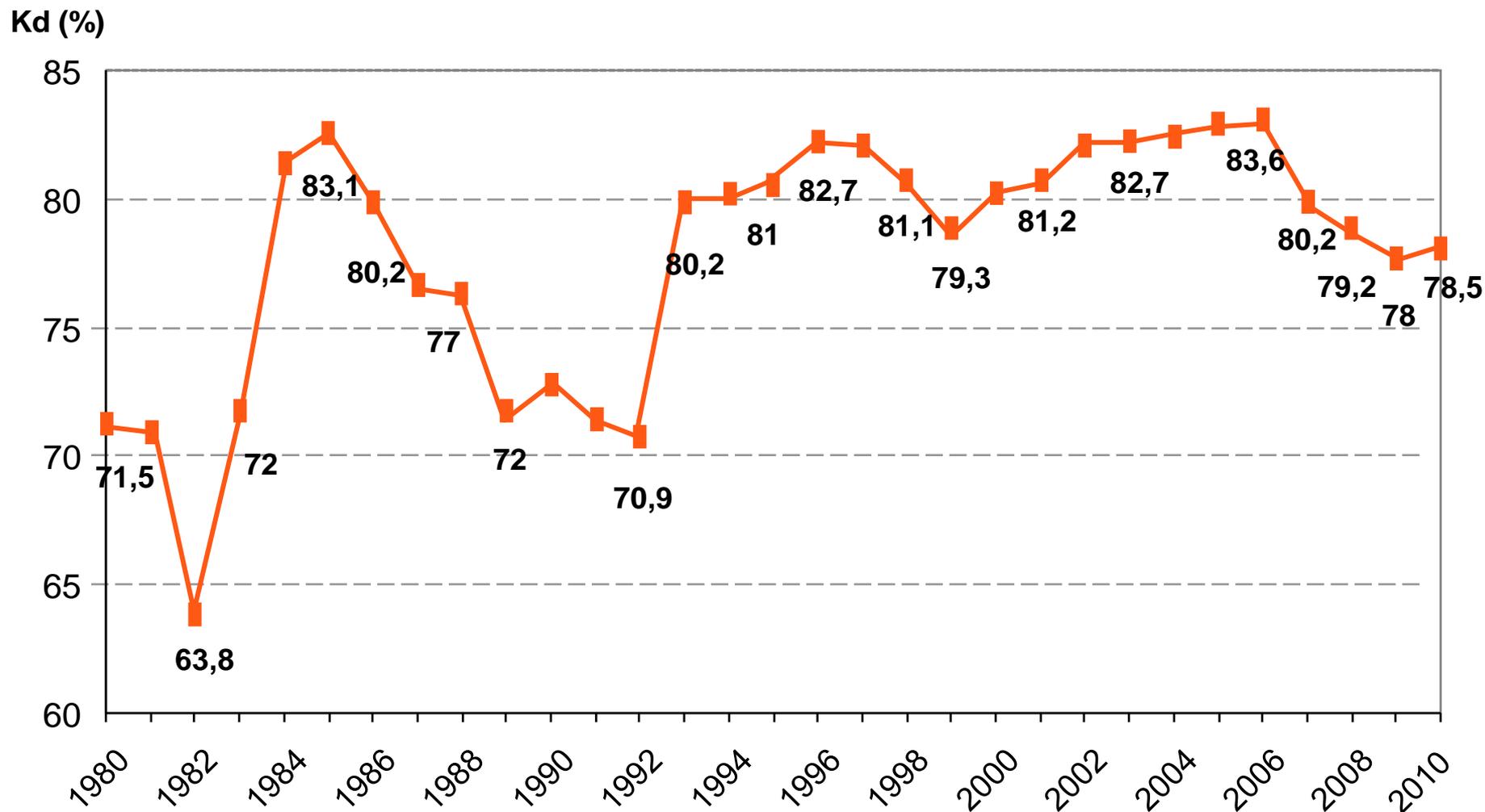
Kp annuel (« load factor ») du parc nucléaire



Production nette du parc REP



Disponibilité du parc nucléaire depuis 1980

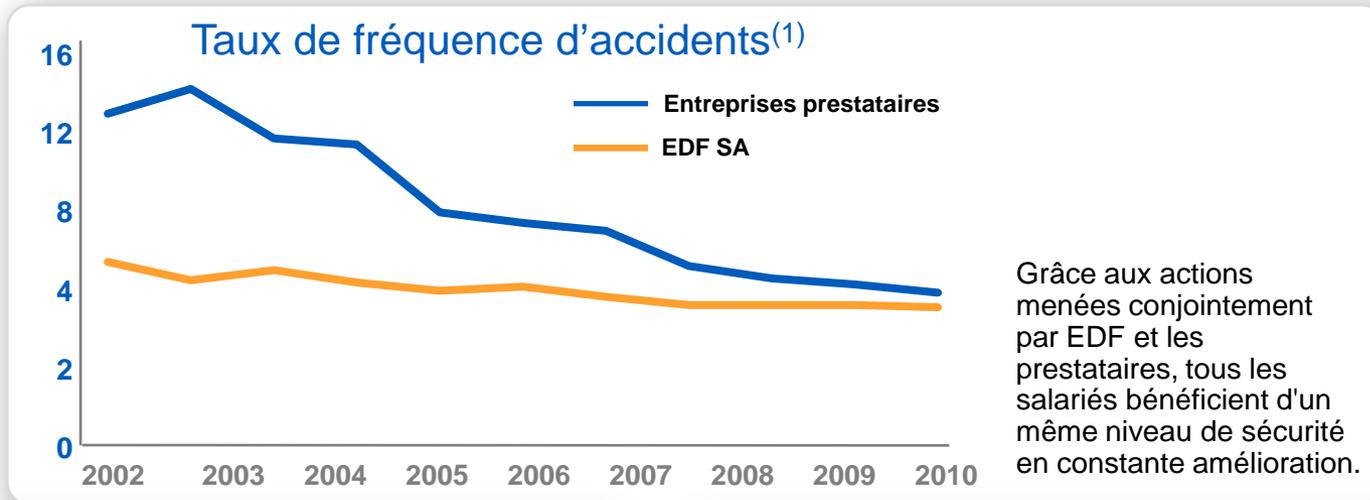


Poursuite des programmes COPAT et de remplacement des grands composants

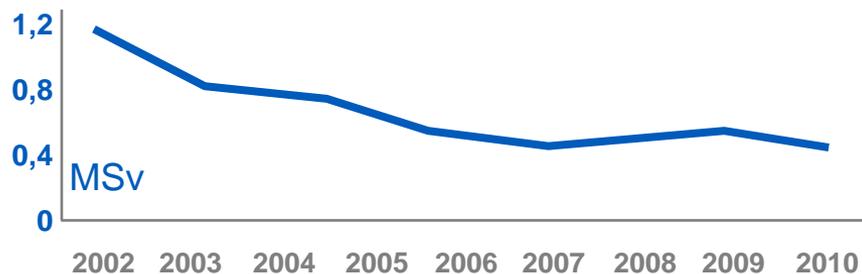
	Rénovés	Restant à rénover
Générateurs de vapeur (3 GV / réacteur 900MW)	20 réacteurs 900 MW	6 réacteurs prioritaires d'ici 2014
Stators d'alternateur	21 réacteurs	10 réacteurs à rénover entre 2011 et 2012
Transformateurs principaux	Programme industrialisé à partir de 2010 : 4 réacteurs / an L'ensemble du parc à rénover d'ici 2024	

	Déployés	Restant à déployer
Centre opérationnel de pilotage des arrêts de tranche (COPAT)	13 sites	6 sites
A partir de l'année 2013, tous les arrêts de tranche seront menés avec un COPAT et le plein effet de ces plans d'actions pourra être mesuré en 2015, l'objectif étant une amélioration de la maîtrise des arrêts		

Progression continue des conditions d'exploitation

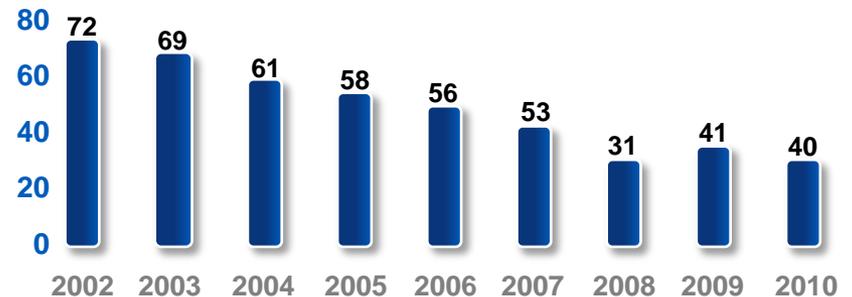


Dosimétrie collective annuelle moyenne / réacteur



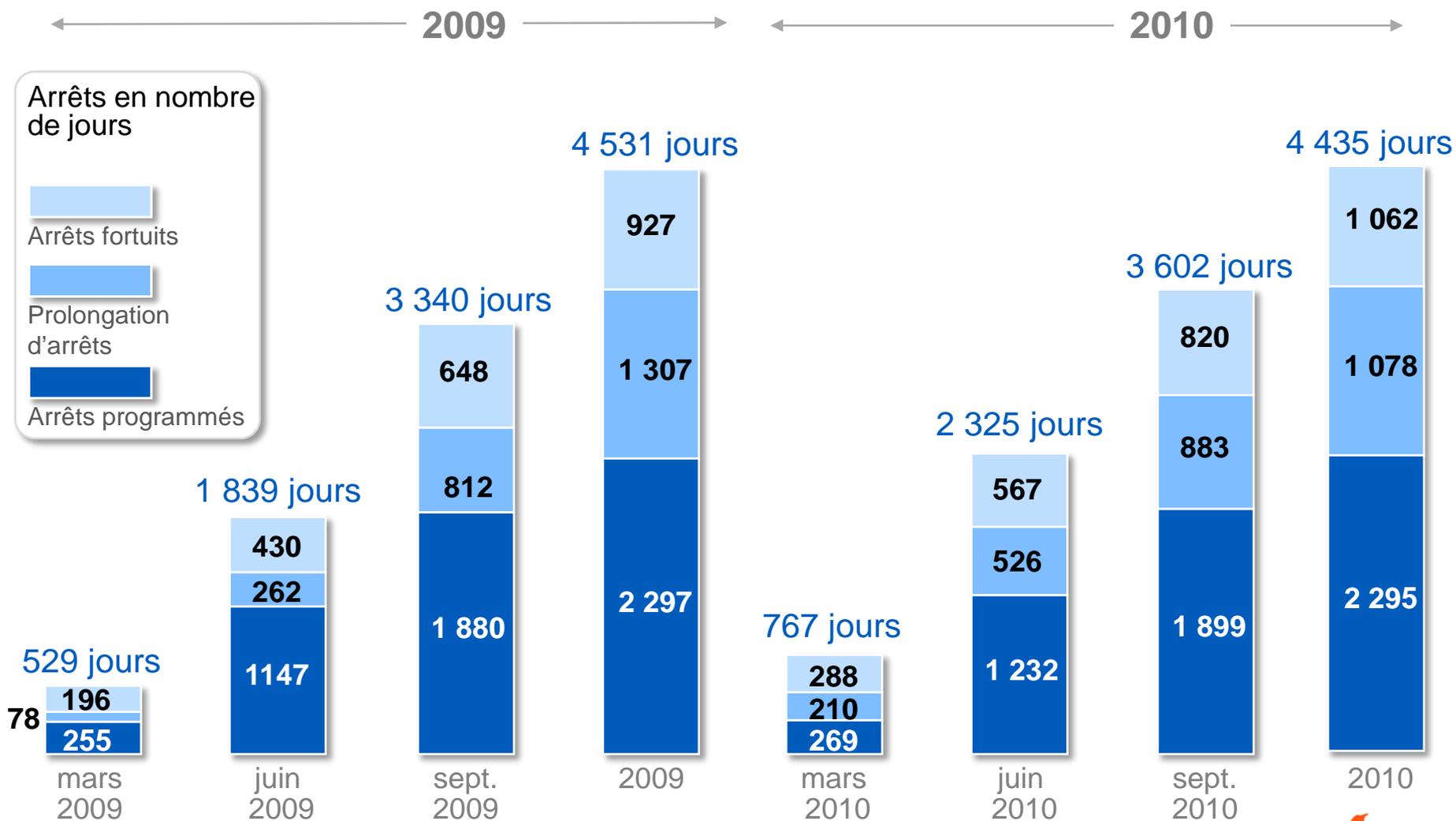
L'application continue de la démarche "As low as reasonably achievable" a permis une diminution progressive de la dosimétrie. Le résultat obtenu en 2010 est le meilleur depuis 10 ans.

Nombre d'arrêts automatiques de réacteur

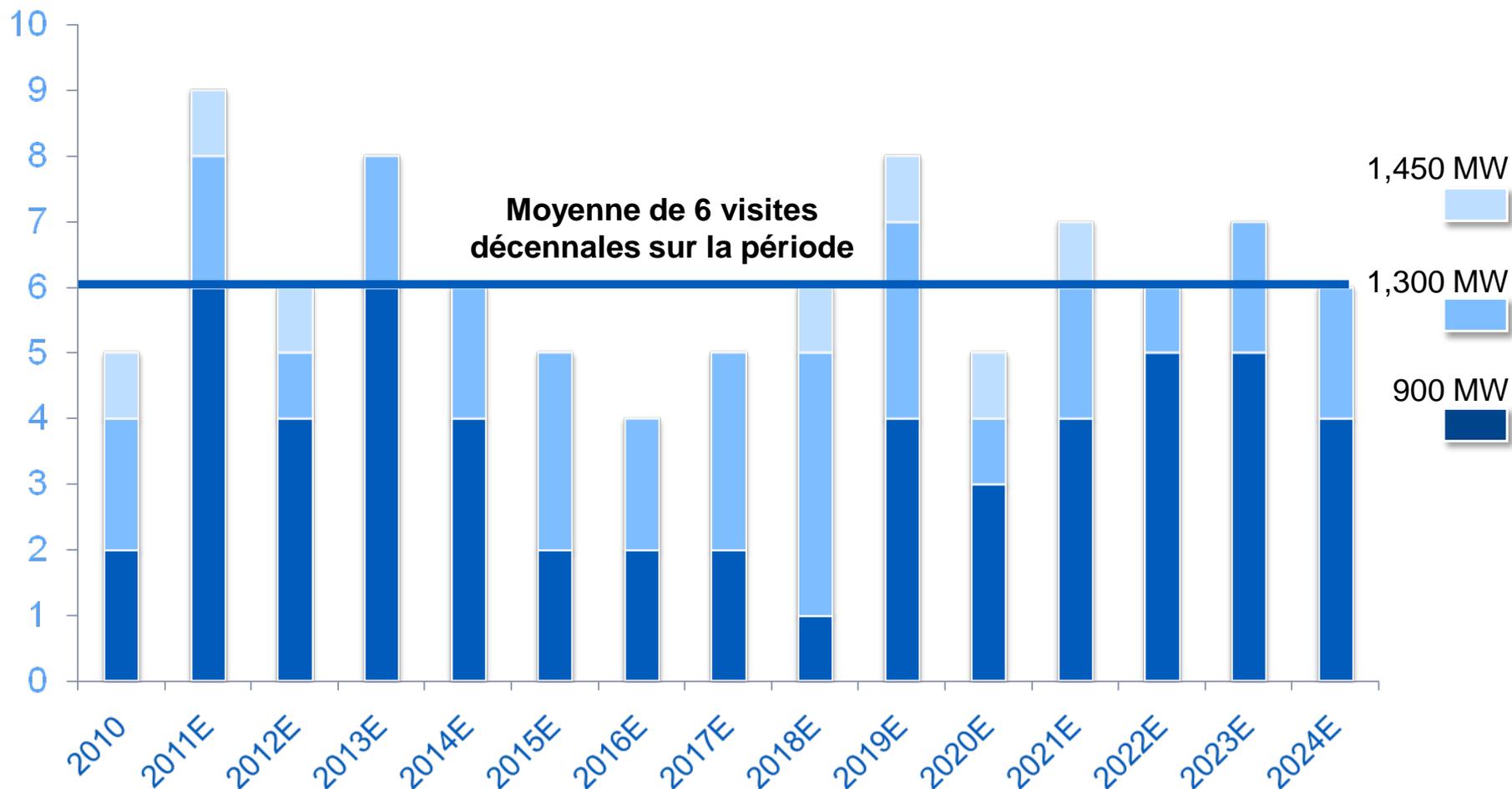


Le nombre d'arrêts automatiques est un indicateur majeur en terme de sûreté. Il mesure la qualité et la rigueur dans l'exploitation. Les résultats du parc d'EDF sont depuis 3 ans parmi les meilleurs mondiaux.

France: évolution du nombre de jours d'arrêts du parc nucléaire



Une moyenne de 6 visites décennales par an



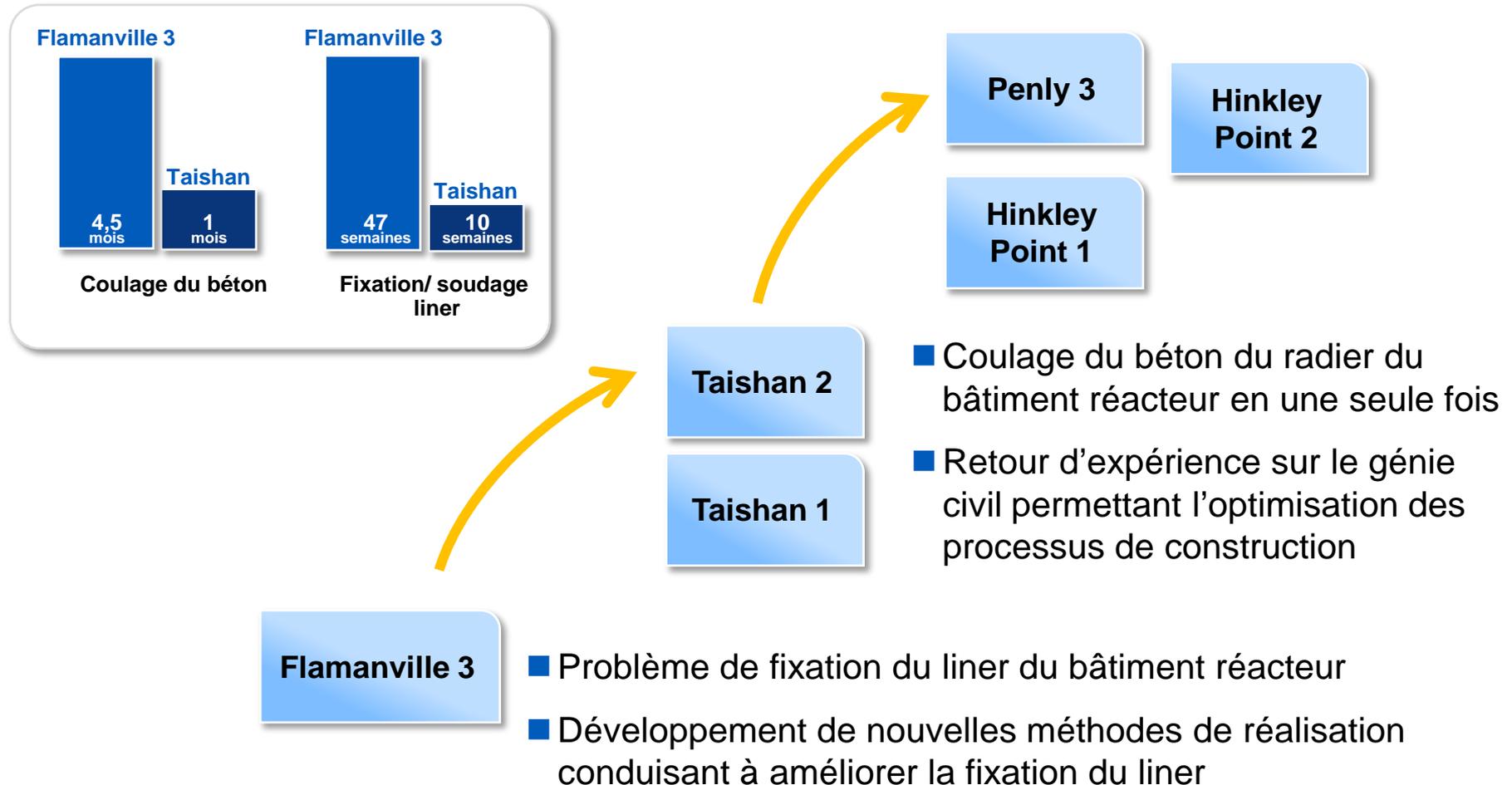
1 visite décennale = environ 100 jours d'arrêt

Point d'avancement du projet EPR de Flamanville 3

- Objectif de première production commercialisable en 2014
- Coûts de construction de l'ordre de 5 milliards d'euros
- Bonne progression du chantier en 2010
 - Achèvement de la galerie de rejets
 - Construction de la salle des machines terminée et montages électro-mécaniques en salle des machines en cours
 - Début des montages électro-mécaniques sur l'îlot nucléaire
- Etape clé en 2011 : pose du dôme du bâtiment réacteur



EPR: une série de projets qui bénéficieront du retour d'expérience des précédents



Les projets nucléaires EDF

France
Flamanville 3
2014

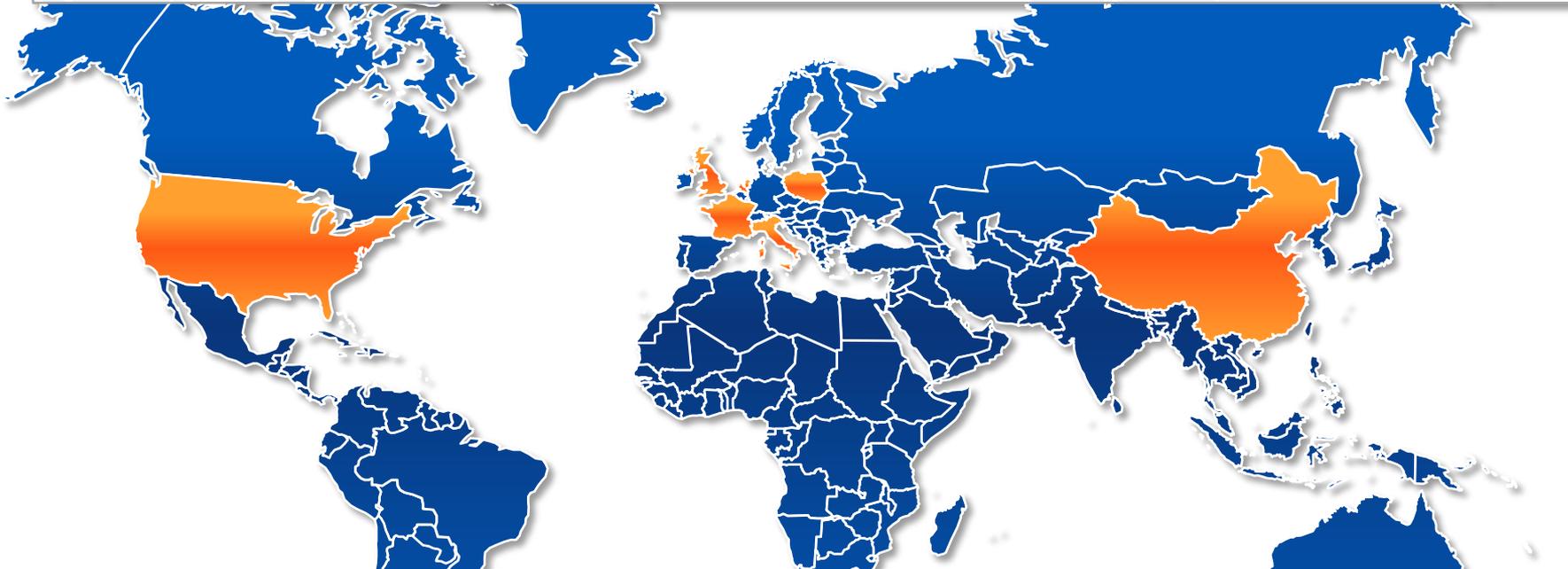
En construction

Chine
2 EPR à Taishan avec CGNPC
1^{ère} unité en 2014

France
Penly 3

En développement

Royaume-Uni
Jusqu'à 4 EPR (Hinkley Point & Sizewell)



En "pré-développement"

USA
Calvert
Cliffs 3

Italie
Etude de développement avec ENEL
pour la construction de 4 EPR

Pays-Bas
Etude de faisabilité
avec Delta

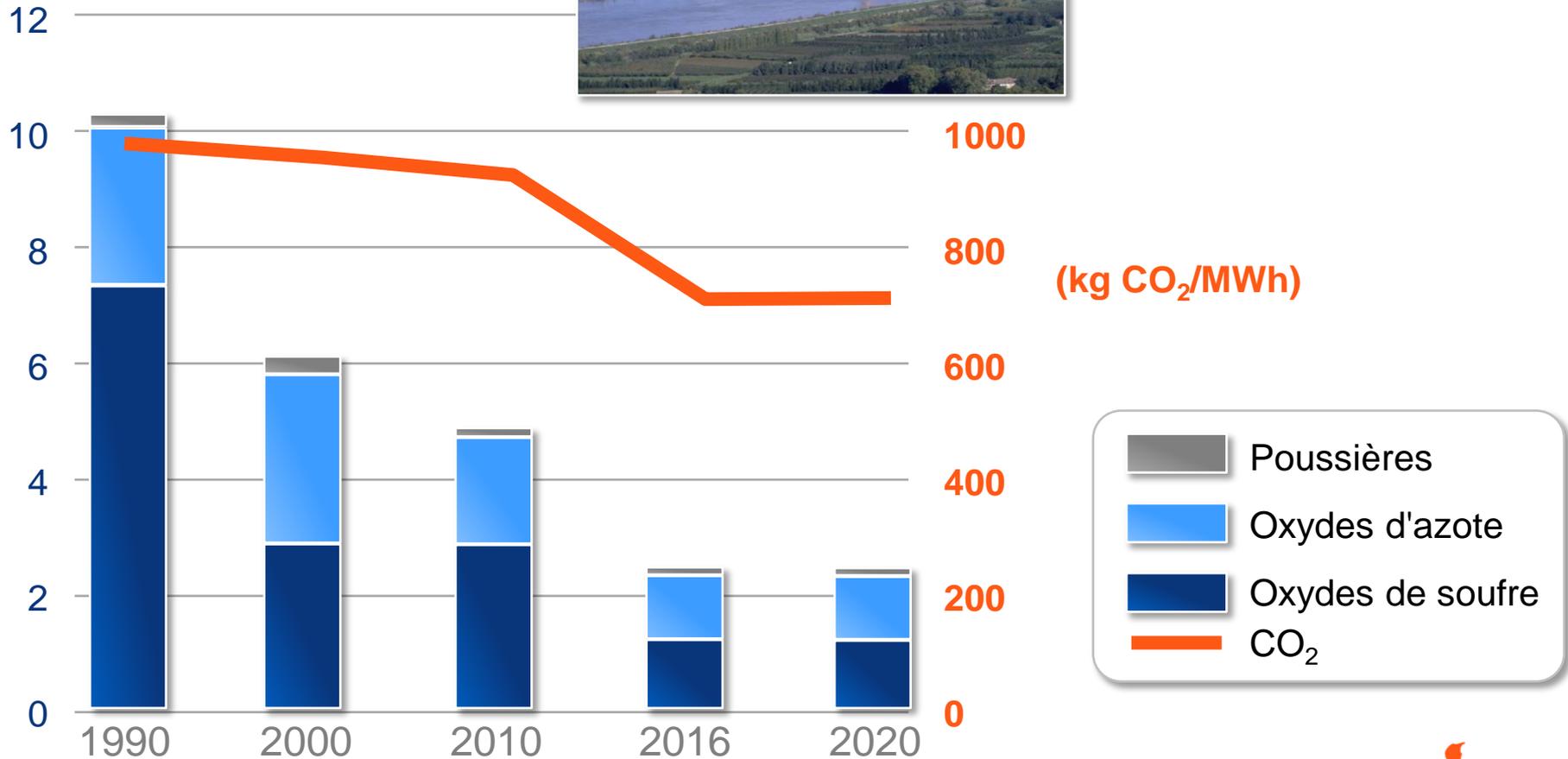
Pologne
Etude de faisabilité
avec PGE

Parc thermique à flamme EDF en France : les investissements

- Dans de nouveaux moyens de production pour répondre aux besoins de pointe :
 - 5 000 MW de nouvelles capacités de production sur la période 2006-2012
 - 1,8 milliards d'euros
 - Novembre 2010 : mise en service de 2 turbines à combustion à Montereau (185 MW x2)
 - En 2011-2012, mise en service du cycle combiné gaz de Blénod (440 MW) et de 2 CCG à Martigues (2x465 MW), en remplacement des tranches fioul existantes
- Dans la rénovation des moyens de production au charbon :
 - 300 millions d'euros sur la période 1998-2008
 - La rénovation des tranches charbon a permis de réduire depuis 2005 les émissions de dioxyde de soufre (SOx) de 10 %, d'oxydes d'azote (Nox) de 32% et de poussières de 26 %
 - CO₂ : diminution de 34 % depuis 1990

Un projet industriel pour une meilleure performance environnementale

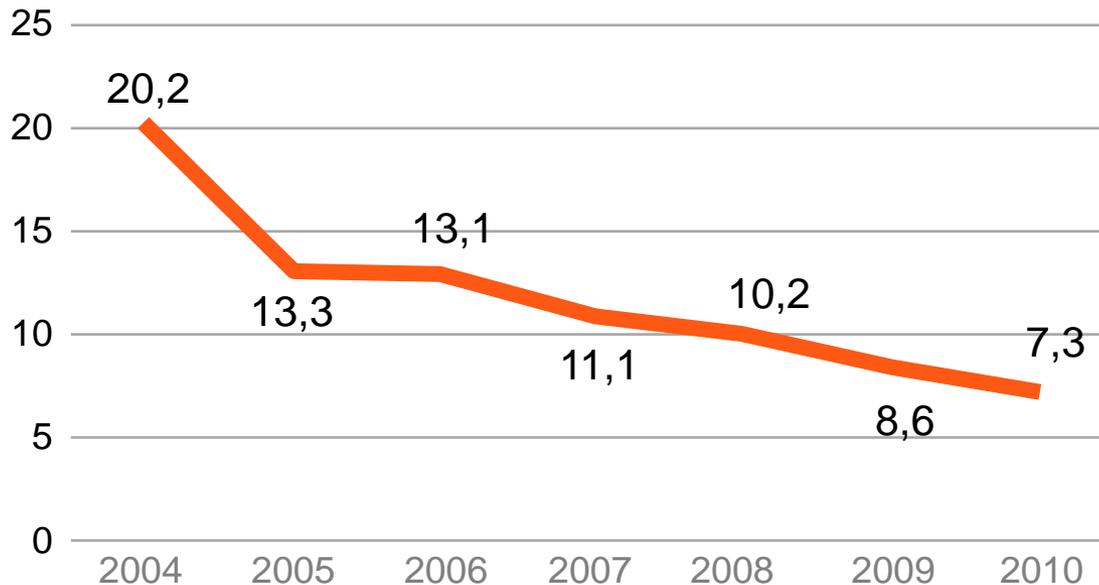
Emissions atmosphériques du thermique en France (kg/MWh)



Performances techniques

- Production 2010 : 16,9 TWh
- Objectif du THF: réactivité et flexibilité pour répondre aux variations de la consommation

Evolution du coefficient d'indisponibilité non programmée en %



Le parc de production hydraulique EDF en France continentale

- Production brute 2010 : 45,4 TWh
- Atouts de l'hydroélectricité
 - Rapidité, disponibilité et souplesse
 - Énergie renouvelable : économie annuelle de 13 millions TEP
 - Capacité de stocker l'eau (énergie de pointe, source froide pour la production thermique à flamme et nucléaire)
 - Capacité de fourniture services systèmes pour le réseau (réglage fréquence et tension)



Les différents types d'aménagements hydrauliques

EDF dispose d'aménagements hydrauliques variés, capables de répondre aux besoins de base comme de pointe, conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau

- **Les usines « fil de l'eau »**
 - Pas de capacité de stockage
 - L'énergie produite dépend uniquement du débit instantané
- **Les usines d'éclusées**
 - L'énergie produite dépend du débit
 - Une réserve d'eau de moyenne importance (journalière ou hebdomadaire)
 - La production est concentrée sur les heures de pointe
- **Les usines de lac**
 - Une grande capacité de stockage permettant une utilisation en fonction des fluctuations de la consommation dans le respect des contraintes d'exploitation (côtes touristiques, soutiens agricoles,...)
 - Un influencement d'usines aval qui nécessite d'avoir une gestion de vallée
 - Elaboration d'une stratégie de gestion : arbitrer entre une utilisation immédiate ou future de l'eau pour maximiser la valeur de l'actif
- **Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)**
 - L'eau est pompée d'un bassin aval vers un bassin amont pour constituer une réserve pendant les heures creuses
 - L'eau est turbinée du bassin amont vers un bassin aval en période de très forte consommation
 - Grand-Maison, Revin, Montezic, Super Bissorte, La Coche, Le Cheylas

Le parc de production hydraulique EDF en France

Puissance installée 20 GW

Fil de l'eau
3,8 GW

Lac
8,8 GW

Éclusée
3,1 GW

STEP
4,3 GW

≈ 20% du parc EDF
en France

Productible net moyen 44,5 TWh

Fil de l'eau
18,2 TWh

Lac
16,1 TWh

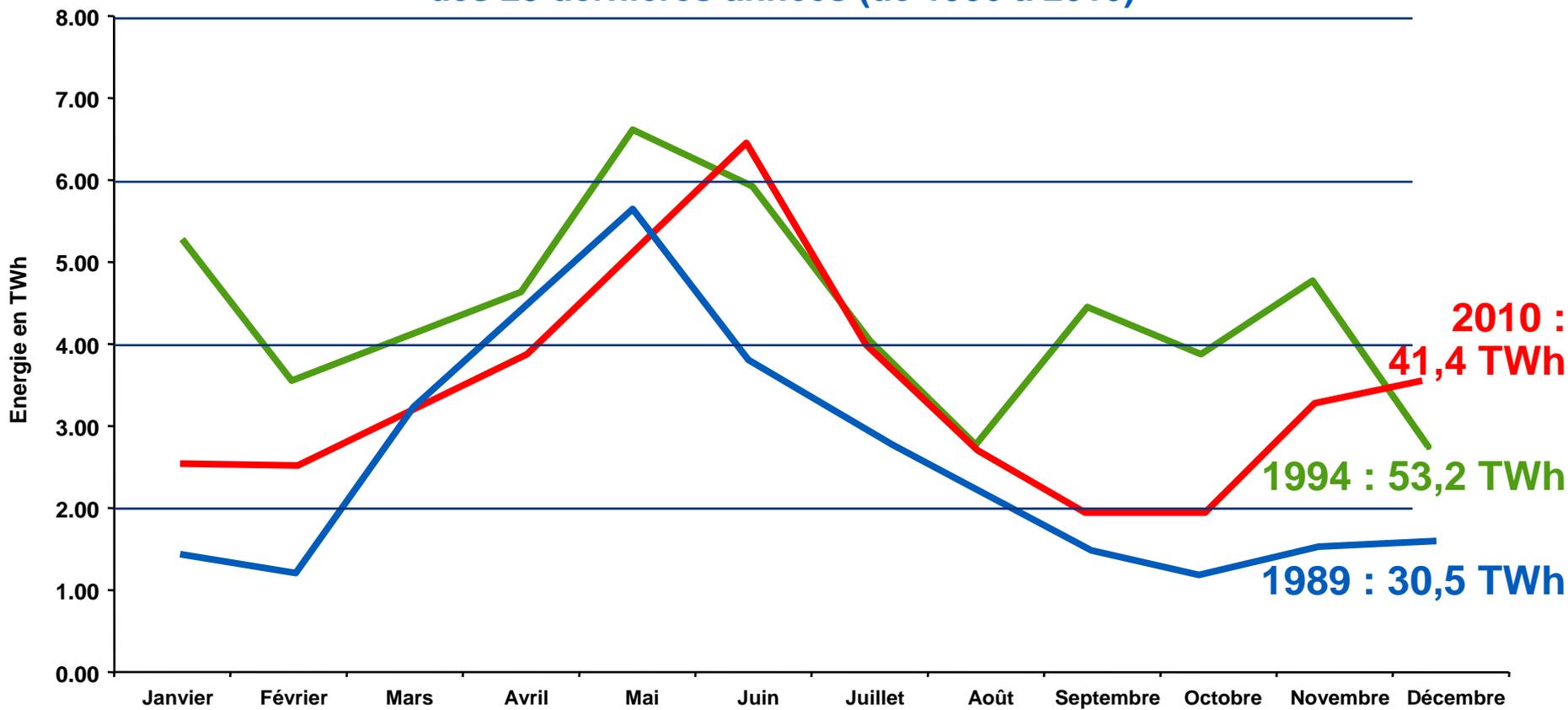
Éclusée
9,1 TWh

STEP
1,1 TWh

≈ 9,5% de la production EDF
en France

L'énergie hydraulique : un productible variable selon la météorologie

23 TWh d'écart entre le plus fort et le plus faible productible annuel
des 25 dernières années (de 1986 à 2010)



Les investissements dans le patrimoine hydraulique

- **Le programme Sûreté et performance de l'hydraulique dit « SuPerHydro » :**
 - Engagement en 2006 d'un programme important de « mise à niveau technique », concernant plus particulièrement les matériels hydromécaniques (vannes, conduites forcées...)
- **560 millions d'euros sur la période 2007-2011**
 - **367 opérations à caractère sûreté et 80 liées à la performance : plus de 60% des opérations réalisées fin 2010**
- Préparer les conditions d'une maintenance adaptée du parc hydraulique en fin de projet en rénovant les politiques de « maintien du patrimoine » et les ressources correspondantes

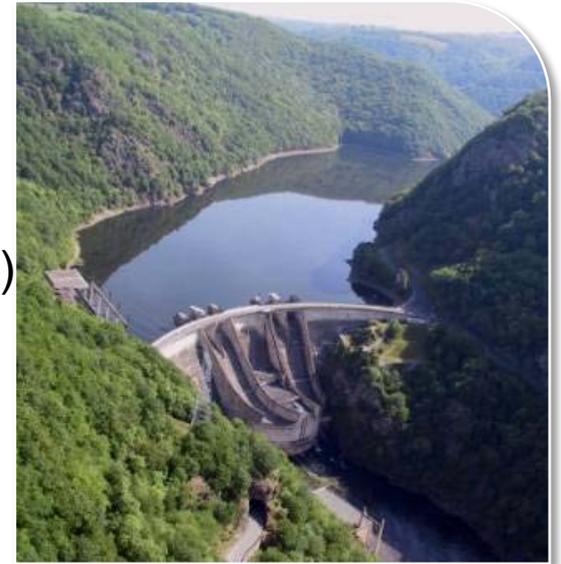
Le renouvellement des concessions hydrauliques

- 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 (dont 4 315 MW exploités par EDF), représentant environ 20% de la puissance du parc hydroélectrique français, sont ainsi concernées
- L'Etat a décidé d'anticiper le terme d'environ la moitié des concessions pour répondre à des logiques de « vallées » (~2 300 MW sur 5 300 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 2011 et 2013, pour des attributions entre 2013 et 2015**



Dix concessions de vallée remises en concurrence

- **Constitution de dix concessions de vallée mises en concurrence d'ici 2015**
 - Représentant 49 centrales hydroélectriques, gérées majoritairement par EDF et aussi par GDF-Suez dans les Alpes, les Pyrénées, le Massif Central
 - Pour constituer ces concessions de vallée, anticipation du terme de 13 concessions de centrales dont 12 détenues par EDF (~2 150 MW)
 - Les concessions détenues par EDF et concernées par ces renouvellements représentent une puissance concédée d'environ 4 300 MW et un productible moyen de 6,8 TWh par an, soit 15% de la production hydraulique d'EDF
 - EDF a déposé à fin 2010 la quasi-totalité des dossiers de fin de concession dans le cadre de leur renouvellement (exceptés ceux sur le Lot amont et la Maronne).



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	1 213	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)	

Deux suréquipements de 100 MW sont également prévus à Bort et Brommat



L'hydraulique en 2010

- Avril : mise en service commercial de Nam Theun 2 (Laos)
 - 1 075 MW et 5 900 GWh
 - EDF : Head contractor et investisseur
 - Une contribution essentielle au développement durable du Laos
- Avril : fin du chantier SuPerHydro de Pragnères (Pyrénées)
 - 4 ans de travaux et un budget de 50 M€
 - Remplacement de 800 m de conduites forcées
- Juin : enquête publique hydroliennes de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor)
 - Avis favorable de la commission d'enquête
 - Mise à l'eau de la 1ère machine-test en 2011
- Décembre : raccordement du 1^{er} Centre Régional d'e-exploitation à un groupement d'usines (Pyrénées)
- Décembre : décrets au Journal Officiel permettant de lancer le chantier de la centrale souterraine de Romanche-Gavet (Isère) *(93 MW, mise en service prévue en 2017, 560 GWh de productibilité en remplacement de 6 usines existantes)*



Le cycle du combustible nucléaire



1 Conditionnement et entreposage sur site de l'uranium appauvri, issu des opérations d'enrichissement, devenu propriété des enrichisseurs

2 Conditionnement et entreposage de la totalité de ces déchets sur le site de La Hague dans l'attente de la mise en œuvre du stockage géologique prévu dans la loi du 28 juin 2006

Éléments couverts par la gestion à long terme des déchets radioactifs

- L'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires
- L'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague
- L'entreposage de longue durée et le stockage direct des combustibles usés non recyclables à l'échelle industrielle
- Les quote-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - Existant pour les déchets de très faible, faible et moyenne activité
 - À créer pour les déchets à vie longue

	Coûts aux conditions économiques de fin d'année	Montant de la provision actualisée
<i>En Md€ à fin 2010</i>	23,0	6,5

Comptabilisation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

- La provision constituée pour les déchets à vie longue représente la part la plus importante des provisions à long terme des déchets radioactifs
- Cette provision est fondée sur l'hypothèse d'un stockage géologique sur la base du concept proposé par l'ANDRA en 2005 dont le devis a été partagé avec les exploitants
- Les charges futures sont réparties sur une très longue période à partir du début de la phase de construction (2016) jusqu'à la fermeture (2130)
- Les provisions sont calculés avec un taux d'actualisation de 5%
- Hors actualisation pas d'impact sur les comptes 2010 d'EDF. Un nouveau chiffrage est attendu fin 2011. L'impact d'une hausse du coût brut du stockage tel qu'annoncée dans la presse (35Mds€) se traduirait par une augmentation des provisions d'environ 4Md€ après actualisation
- La méthode de détermination de l'ARENH devrait prendre en compte tous les coûts liés au parc nucléaire existant ainsi que les variations de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs



15 février 2011

Annexes

Données Commerciales



L'activité électricité d'EDF en France en 2010

Vente aux clients finaux

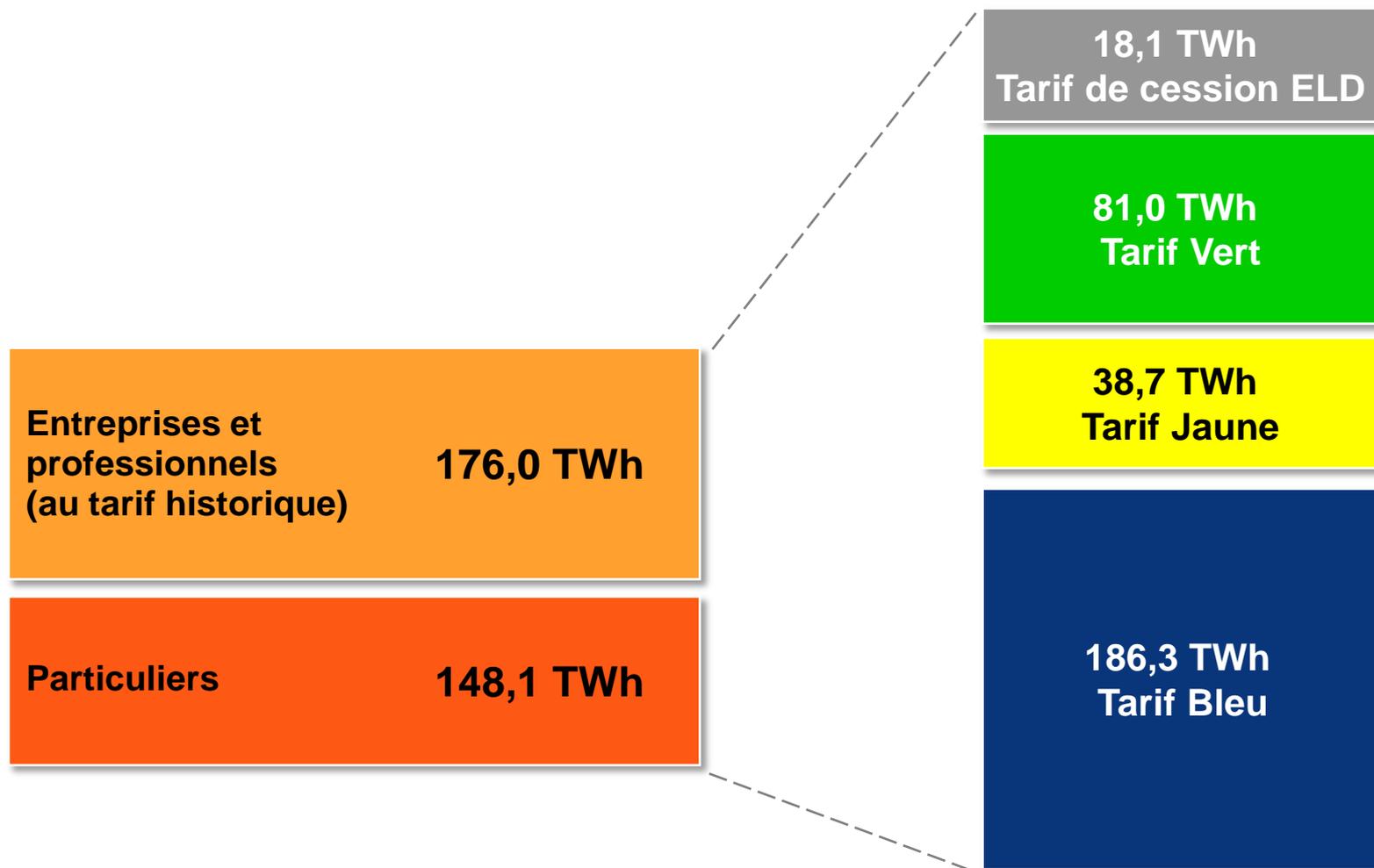
Entreprises et professionnels (hors tarif historique)	72,9 TWh
--	-----------------

Entreprises et professionnels (au tarif historique)	176,0 TWh
--	------------------

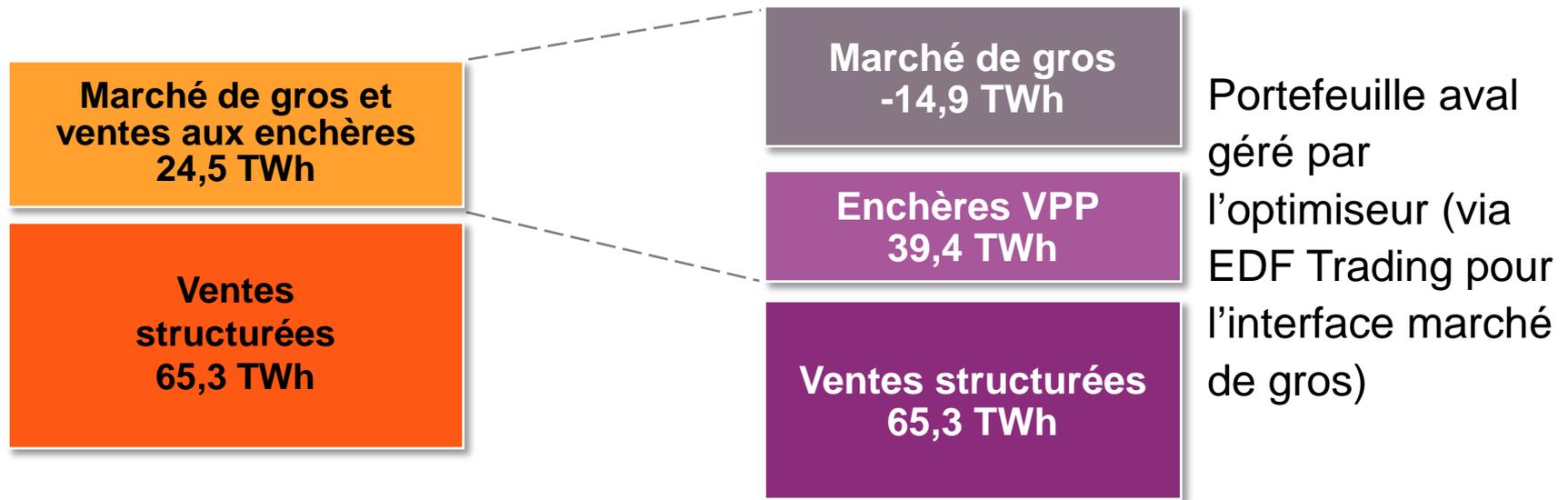
Particuliers	148,1 TWh
---------------------	------------------

L'activité électricité d'EDF en France en 2010

Ventes 2010



Le portefeuille aval d'EDF - 2010



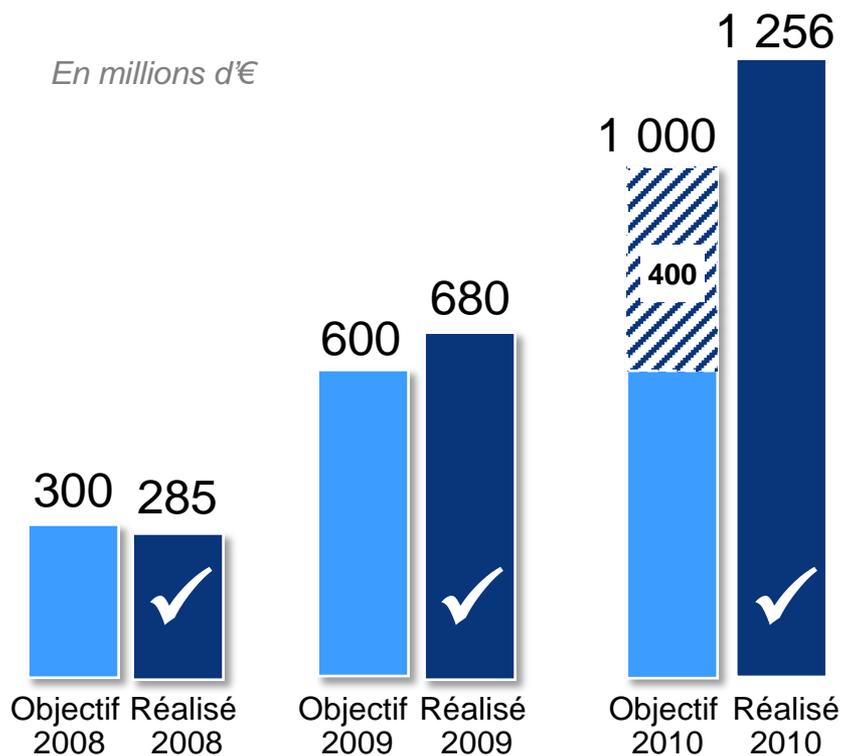
Evolution des tarifs et de l'inflation en France

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Inflation (<i>juillet N /juillet N-1</i>)	1,6%	2,0%	1,1%	3,6%	-0,7%	1,6%
Moyenne	0%	1,7%	1,2%	3,6%	2,7%	3,8%
<i>dont:</i>						
Bleu	0%	1,7%	1,1%	2,0%	1,9%	3,2%
Jaune	0%	1,7%	1,5%	6,0%	4,0%	4,5%
Vert	0%	1,7%	1,5%	8,0%	5,0%	5,5%
TaRTAM			1,5%	8,0%	0%	0,6%
Hausse y.c. TaRTAM			1,3%	4,1%	2,3%	3,4%
Distributeurs non nationalisés		0%	0%	0%	0,8%	5,6%

Excellence Opérationnelle

- Gains cumulés nets de l'inflation sur l'EBITDA Groupe par rapport à 2007

En millions d'€



Gains cible kd nucléaire non réalisés

- Résultats 2010 supérieurs à l'objectif, malgré l'absence de gains sur la disponibilité nucléaire en France et au R-U



- Contribution de la France et de l'International (notamment EDF Energy / British Energy, Pologne et Edison)
 - Gains Opex
 - Optimisation Amont / Aval
 - Amélioration de la disponibilité du thermique et optimisation de l'hydraulique
 - Gains sur le retraitement du combustible nucléaire usé
 - Réduction des pertes non techniques
 - Synergies

Excellence opérationnelle : une transformation culturelle en profondeur de chaque métier

Plus de 900 projets en cours dont 240 projets majeurs sur l'ensemble du Groupe

Une équipe dédiée

Un reporting spécifique sur les trois axes de la performance (métiers, financier, social et environnemental)

Une démarche équilibrée mêlant « bottom-up » et « top down »

Une reconfiguration des processus clé par activité (méthode lean)



Production et optimisation Amont/Aval

- Pilotage en continu des arrêts programmés
- Maintenance prédictive sur tous les matériels
- Augmentation des rendements des centrales
- Optimisation des programmes de production et des services systèmes



Commerce

- Simplification des processus clients
- Reconfiguration des canaux de vente
- Dématérialisation des factures
- Optimisation de la marge



Distributeur

- Optimisation des interventions chez les clients
- Simplification des processus réseaux
- Réduction des pertes réseaux non techniques



Filiales

- EDF Energy : optimisation amont/aval, amélioration du rendement des centrales thermiques et synergies avec British Energy
- Pologne : amélioration du rendement des centrales par la valorisation de la co-combustion charbon-biomasse
- Edison: optimisation du portefeuille d'actifs, trading, augmentation de la production d'hydrocarbures

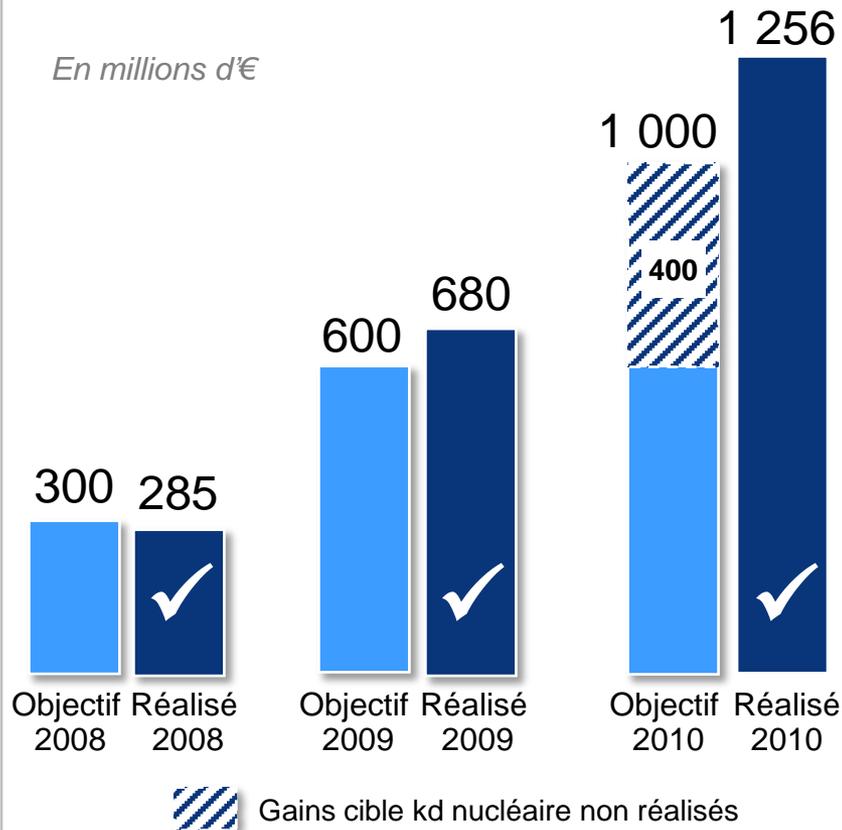
France
2/3 des résultats

International
1/3 des résultats

Excellence Opérationnelle – principaux projets contributeurs au dépassement de l'objectif malgré l'absence de gains sur le kd nucléaire

- Gains cumulés nets de l'inflation sur l'EBITDA Groupe par rapport à 2007

En millions d'€



- Compensation des gains sur kd nucléaire non réalisés :

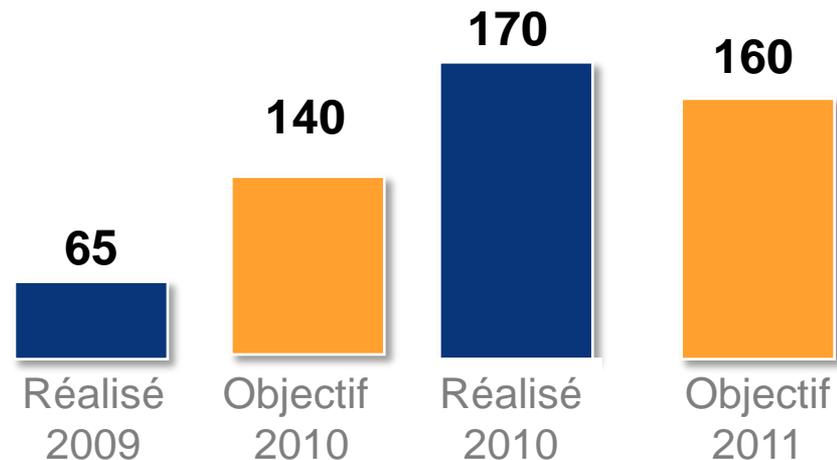
- Nouveau contrat du retraitement du combustible nucléaire usé à la Direction Production Ingénierie
- Optimisation des programmes de production et des services système par la Direction Optimisation Amont Aval Trading
- Amélioration de l'application des règles commerciales à la Direction Commerce
- Renégociation du contrat du réseau informatique national à la Direction des Services Partagés
- Amélioration du processus de récupération des taxes de formation à la Direction du Groupe
- Synergies d'intégration avec British Energy

Royaume-Uni : programme de synergies d'intégration délivré avec un an d'avance



En millions de £
Impact avant impôt

Montée en puissance des synergies





15 février 2011

Annexes

Données sur le Régulé en France



Régulation et bases d'actifs en France

		BAR 2009 (Md€)	WACC	Indexation
Electricité	Transport	VNC = 11 Mds €	7,25% nominal avant impôts	IPC+0,4%+CRCP
	Distribution	VNC = 30 Mds € (40-10 apports hist.) Valeur éco > 100 Mds €	7,25% nominal avant impôts	IPC+1,3%+CRCP
Gaz	Transport	Valeur économique réévaluée = 6 Mds €	7,25% réel avant impôts (incitations +300 pb sur 10 ans)	IPC+1,1% (+2,1% capacité -1% efficience)
	Distribution	Valeur économique réévaluée = 14 Mds €	6,75% réel avant impôts	IPC-1,3%



15 février 2011

Annexes

Données environnement réglementaire



Principes de la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) :

- A été mise en place en vertu de la loi du 10 février 2000⁽¹⁾ pour permettre la compensation de certaines charges exposées par EDF⁽²⁾ et liées à certaines missions de services publics
- Est prélevée auprès du consommateur via une ligne « autres prestations » figurant sur la facture
- Est collectée par les opérateurs de réseaux et les fournisseurs d'électricité
- A fait l'objet d'un amendement⁽³⁾ dans la Loi de finances 2010 :
« À défaut d'un arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de régulation de l'énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/Kwh par rapport au montant applicable avant cette date. »

(1) Modifié en 2003

(2) Ainsi que les distributeurs non nationalisés

(3) Proposé par les députés Carrez & Diefenbacher à la suite du rapport co-écrit par les députés Launay & Diefenbacher sur la CSPE n°2818 en date du 28 septembre 2010

Périmètre de la CSPE

La CSPE couvre 3 missions de service public différentes :

- Les pertes de recettes et surcoûts liés à la participation d'EDF au Tarif de Première Nécessité (TPN) aux personnes en situation de précarité
- Population concernée:
 - 777 000 clients en 2010 pour le TPN
 - 200 000 clients en 2010 pour le FSL*
- Les surcoûts de production dans les zones non interconnectées (Corse et DOM-TOM) non couvertes par la part énergie des tarifs réglementés
 - L'électricité est vendue dans les zones non interconnectées au même prix qu'en France métropolitaine alors que les coûts de production sont significativement plus élevés.
- Les obligations d'achat
 - Conçues à l'origine pour les unités de cogénération, elles ont ensuite été étendues aux volumes de production d'électricité issus de sources d'énergies renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque).

Principales composantes de la CSPE pour EDF

<i>En millions d'€</i>	2010		2009		2008	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	1 574	60%	1 541	58%	919	49%
Autres ⁽²⁾	1 031	40%	1 123	42%	957	51%
Total CSPE	2 605		2 664		1 876	

- La CSPE dans les DOM et en Corse varie avec les achats d'énergie et de combustibles et le coût de remplacement des anciennes centrales de production d'électricité
- La croissance de la CSPE est liée aux obligations d'achat qui prennent en compte le développement rapide de l'éolien et du photovoltaïque ainsi que la baisse des prix de gros de l'électricité

(1) Les obligations d'achats comprennent l'électricité produite à partir de : hydraulique inférieure à 12MW, biomasse, éolien, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception de la Corse et des DOM

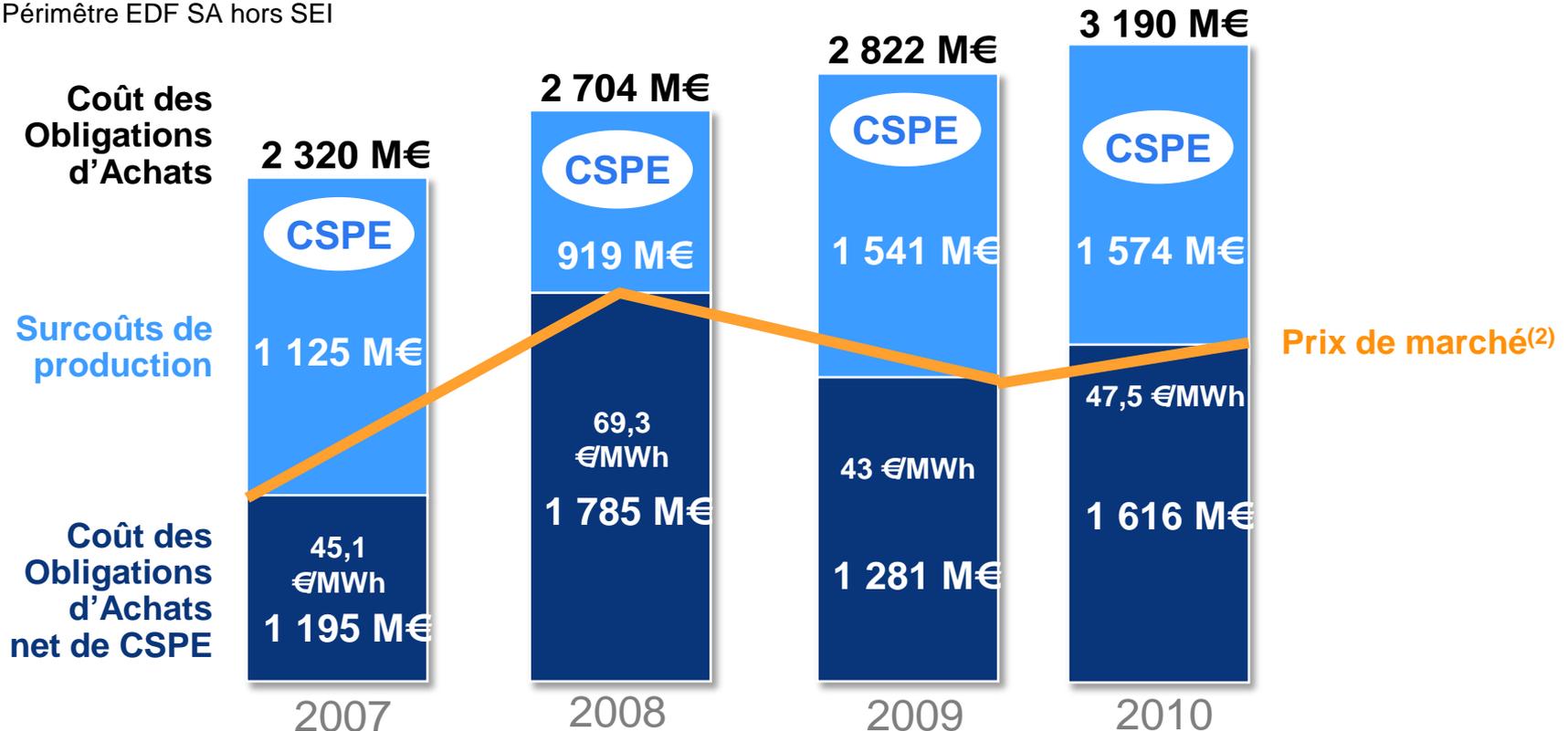
(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat en Corse et dans les DOM, le Tarif de Première Nécessité et le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)

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

Principe : La CSPE⁽¹⁾ compense l'écart entre coût des obligations d'achats et prix de marché spot⁽²⁾

La CSPE collectée actuellement ne couvre pas l'augmentation du coût des obligations d'achat

Périmètre EDF SA hors SEI



(1) La CSPE compense également les coûts de production en Corse et DOM et le tarif de première nécessité

(2) EPEX spot

La CSPE dans les états financiers d'EDF en 2010

■ Compte de résultat :

- Comptabilisée en « autres produits et charges opérationnels⁽¹⁾» pour 2 624 M€ (en subvention d'exploitation)
- Pas d'impact sur l'EBITDA

■ Bilan

- Enregistrée dans le fonds de roulement sous «autres créances» pour 2 812 M€ pour les charges encourues par EDF et non encore remboursées par la CSPE
- Augmente l'endettement financier net à due concurrence
- A fin 2011 le déficit prévisionnel enregistré dans le fonds de roulement serait compris entre 3,3 et 3,6 Md€.

■ Tableau des flux de trésorerie

- Fonds collectés : 1 656M€
- Augmentation du besoin en fonds de roulement: 968M€

Impact de la CSPE sur les états financiers d'EDF

En millions d'€

	2007	2008	2009	2010
P&L				
Impact sur les achats de combustibles et d'énergie	-1 992	-1 866	-2 678	-2 624
Impact sur les "autres produits et charges opérationnels" ⁽¹⁾	1 992	1 866	2 678	2 624
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre	Neutre
Bilan				
Besoin en fonds de roulement (autres créditeurs)	(467)	(723)	(1 844)	(2 812)
Flux de trésorerie				
Recettes perçues	1 492	1 675	1 599	1 656
Augmentation du BFR	500	191	1 079	968

NOME : la réforme du marché français de l'électricité

■ Faits marquants de la réforme

- ARENH : permet un accès à 100-120 TWh d'électricité d'origine nucléaire aux concurrents d'EDF à un prix ARENH jusqu'en 2025
- Fin du TaRTAM à compter de l'entrée en vigueur de la réforme et fin des tarifs jaune et vert à compter de 2015. Le tarif bleu des particuliers reste en vigueur
- Convergence de tous les tarifs vers le prix de l'ARENH au plus tard en 2015

■ Agenda

- Fixation du prix initial de l'ARENH fin du premier trimestre 2011
- Publication des décrets
- Mise en place d'ici la fin du premier semestre 2011
- Détermination de la formule d'indexation du prix de l'ARENH d'ici fin 2011

■ Point restant à négocier

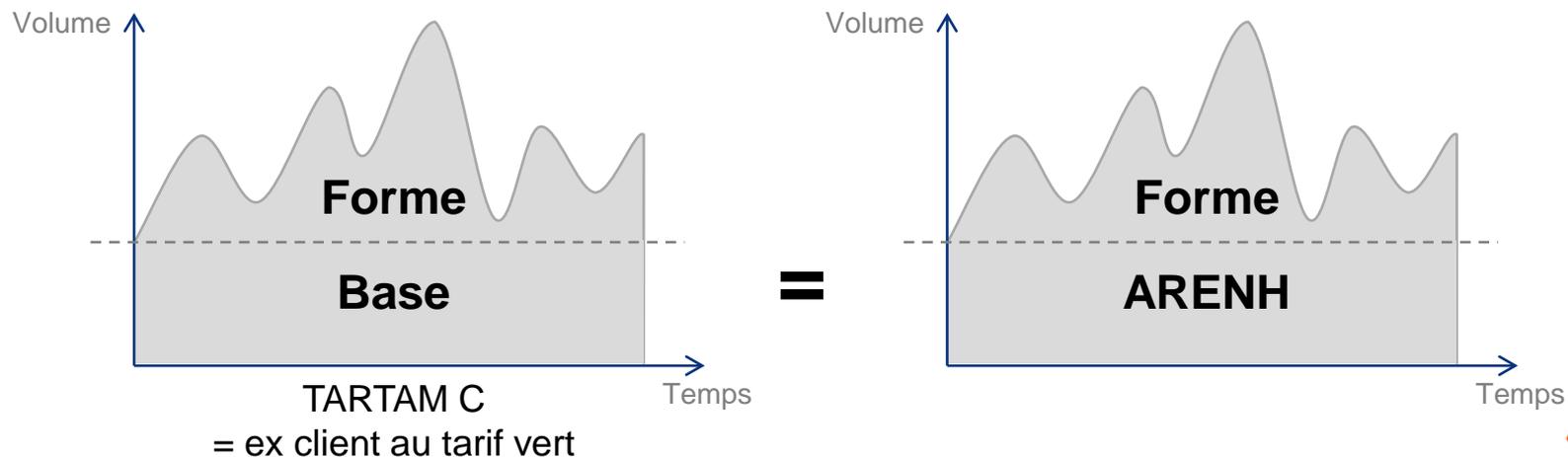
- Limitation des possibilités d'arbitrage

Le TaRTAM en bref

- Le TaRTAM a été initialement mis en place pour la période 2007 à juin 2009, puis étendu à juin 2010 et plus récemment jusqu'à la mise en place de la loi NOME
- Tout client final ayant quitté les tarifs historiques a la faculté de choisir le TaRTAM
- En pratique, la plupart des clients bénéficiant du TaRTAM, sont les clients industriels à forte consommation (au tarif vert)
- Le niveau initial de prix du TaRTAM comportait une prime sur les tarifs: 10% sur le tarif bleu, 20% sur le jaune et 23% sur le vert
- Le TaRTAM est un produit formé comportant la fourniture d'électricité de base et une partie de forme
- Pour fournir leurs clients au TaRTAM, les concurrents d'EDF achètent l'électricité sur le marché ou utilisent leurs propres moyens de production
- Les concurrents d'EDF assemblent les deux composants (base et forme) en un seul produit qu'ils vendent ensuite aux clients TaRTAM
- Les volumes vendus au TaRTAM s'élèvent à environ 80 TWh en 2010

TaRTAM et ARENH

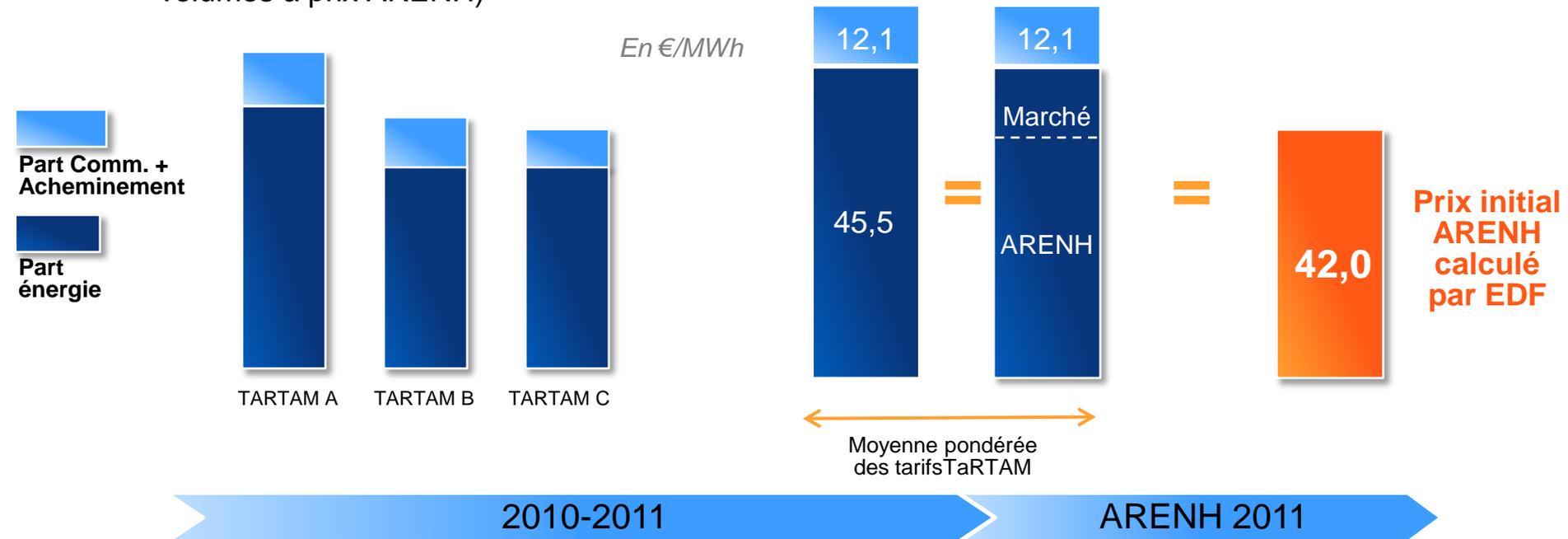
- Faciliter la sortie du mécanisme du TaRTAM
- S'assurer que la production de semi-base et de pointe est rémunérée aux prix de marché
- Réduire la période de convergence vers le coût de renouvellement des capacités
- Après la mise en oeuvre de la réforme, les concurrents d'EDF achèteront l'électricité de base à l'ARENH et continueront leurs stratégies quant à la forme
- Afin d'assurer une transition en douceur, le prix initial de l'ARENH devrait être fixé à un prix équivalent au coût de l'électricité de base contenu dans la détermination du prix du TARTAM (principe fixé dans la loi)



L'application de la loi donne un prix initial de l'ARENH de 42 €/MWh

■ Trois hypothèses-clé entrent en jeu :

- Le périmètre de clients sur lequel le calcul est effectué, qui détermine la forme de la courbe de consommation et donc le prix moyen de la part énergie au TaRTAM
- Le taux d'ARENH servi à ces clients
- Le niveau des prix de marché, qui détermine la valeur du complément de fourniture (au-delà des volumes à prix ARENH)



En 2010, la part énergie du TaRTAM pour les clients EDF est en moyenne de 45,5 €/MWh. Compte tenu du prix de marché et du volume d'ARENH entrant dans la composition de l'offre au client, le prix initial de l'ARENH est supérieur à 42 €/MWh

L'application de la loi donne un prix initial de l'ARENH de 42 €/MWh

Prix initial de l'ARENH cohérent avec le Tartam
- portefeuille de clients EDF, ~50% du total -

Impact du portefeuille des concurrents

En €/MWh		Prix marché CAL Baseload										
		50	50,5	51	51,5	52	52,5	53	53,5	54	54,5	55
Taux d'ARENH servi	80%	42,4	42,2	42,1	42,0	41,8	41,7	41,5	41,4	41,3	41,1	41,0
	81%	42,5	42,3	42,2	42,1	41,9	41,8	41,7	41,6	41,4	41,3	41,2
	82%	42,6	42,4	42,3	42,2	42,1	41,9	41,8	41,7	41,6	41,5	41,3
	83%	42,7	42,5	42,4	42,3	42,2	42,1	42,0	41,8	41,7	41,6	41,5
	84%	42,7	42,6	42,5	42,4	42,3	42,2	42,1	42,0	41,9	41,8	41,7
	85%	42,8	42,7	42,6	42,5	42,4	42,3	42,2	42,1	42,0	41,9	41,8
	86%	42,9	42,8	42,7	42,6	42,5	42,4	42,3	42,2	42,2	42,1	42,0
	87%	43,0	42,9	42,8	42,7	42,6	42,6	42,5	42,4	42,3	42,2	42,1
	88%	43,1	43,0	42,9	42,8	42,7	42,7	42,6	42,5	42,4	42,3	42,3
	89%	43,2	43,1	43,0	42,9	42,9	42,8	42,7	42,6	42,6	42,5	42,4
90%	43,2	43,2	43,1	43,0	43,0	42,9	42,8	42,7	42,7	42,6	42,5	

- Deux facteurs peuvent expliquer une différence sur le prix de la part énergie :
 - Mix de Tartam A / B / C différent entre EDF et le portefeuille des concurrents
 - Forme de la courbe de charge : effet très faible
 - Les prix de vente déclarés par les concurrents doivent être ramenés à un prix équivalent annuel
- **Ecart maximum +/- 0,5 €/MWh sur le portefeuille total**

■ Données

- Prix de la part énergie du Tartam : 45,5 €/MWh (portefeuille EDF)
- Ecart entre « baseload » et « peak » de l'ordre de 13 €/MWh (moyenne des 3 derniers mois)

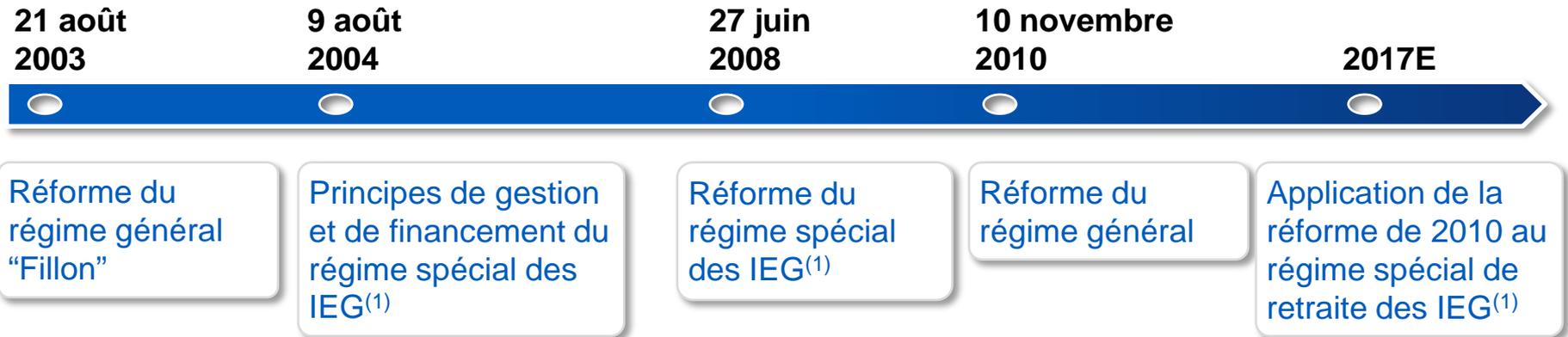
Le TaRTAM dans les états financiers

- Le coût du TaRTAM pour EDF est constitué de deux éléments:
 - Un coût d'opportunité, représentant la différence de prix entre les prix auxquels l'électricité aurait pu être vendue aux clients éligibles sans ce mécanisme et le prix fixé par le TaRTAM
 - Une compensation payée aux compétiteurs par le biais d'une taxe payée par les producteurs d'électricité utilisant des moyens de production nucléaires et hydrauliques aux fins de leur restituer la différence entre leur coût d'approvisionnement et le prix de vente au TaRTAM
- En pratique, EDF supporte 97% de cette taxe hydro-nucléaire
- EDF n'enregistre dans ses états financiers que le coût de la compensation payée à ses concurrents
- EDF comptabilise une provision dans ses comptes avant l'occurrence de la dépense réelle
 - La première provision TaRTAM a été enregistrée en 2006 avant la mise en place du mécanisme
 - La provision est passée sur la base des meilleurs estimations de prix et volumes d'approvisionnement disponibles au moment de la constitution
 - La provision est reprise lorsque le coût de la compensation est enregistré dans les livres
 - Les deux mouvements ont un effet neutre sur le compte de résultat de l'année de l'occurrence
 - Des écarts peuvent être constatés entre le montant de la provision et le coût final générés par les variations entre les estimations effectuées lors de l'enregistrement de la provision et le coût réel
 - Ces variations sont validées avec retard (les coûts réels de 2009 n'ont été calculés qu'en octobre 2010)

Impact du TaRTAM sur les comptes d'EDF hors mouvements de provisions

<i>en millions d'€</i>	2006	2007	2008	2009	2010
EBITDA publié	14 393	15 210	14 240	17 466	16 623
Dont France	9 348	9 996	9 009	9 403	10 124
Dont non régulé	5 374	6 142	4 967	5 802	5 905
Coût de la compensation aux concurrents⁽¹⁾	-	-221	-426	-850	-548
Variations de provisions	-470	-27	-854	850	328
EBITDA TaRTAM hors prov.	14 863	15 237	15 094	16 616	16 295
Dont France	9 818	10 023	9 874	8 553	9 796
Dont non régulé	5 844	6 169	5 821	4 952	5 577
Croissance non régulé		+5,6%	-5,6%	-14,9%	+12,6%

Les grands jalons de la réforme des retraites



Effets de la réforme de 2004 :

- Le régime de retraite des Industries Electriques et Gazières est un régime spécial de sécurité sociale.
- La partie des droits de ce régime spécial correspondant aux droits communs est couverte par les régimes généraux (CNAV, AGIRC, ARRCO). Au-delà de ces droits, les droits spécifiques du régime font l'objet de financements particuliers.
- Ces droits spécifiques sont financés par les entreprises de la branche et couverts par des provisions en application des normes IFRS ou par des fonds externalisés auprès de compagnies d'assurances. Par exception, les droits des salariés des activités régulées (transport et distribution) constitués avant le 31/12/2004 sont financés par la Contribution Tarifaire sur les prestations d'Acheminement (CTA)

Régime spécifique de retraite des IEG

- Calendrier de la réforme des retraites
 - Dès 2011 : application au régime général (CNAV, AGIRC, ARRCO)
 - À compter de 2017 : application au régime spécial des IEG
- Principales mesures adoptées dans le cadre de la réforme de 2010
 - Augmentation progressive de l'âge légal de départ
 - Augmentation du nombre de trimestres de cotisations pour passer de 41 à 41,5 années
 - Suppression du droit au départ anticipé des parents de 3 enfants et plus
- Les impacts de la réforme sont limités pour EDF et passés en écart actuariels non comptabilisés au même titre que les autres éléments intervenus en 2010 et impactant les retraites (revoyure AGIRC-ARRCO)

A la suite de la publication de la loi, les décrets d'application relatifs au régime spécial des IEG seront publiés d'ici à fin 2011 pour une mise en oeuvre à compter de 2017



15 février 2011

Annexes

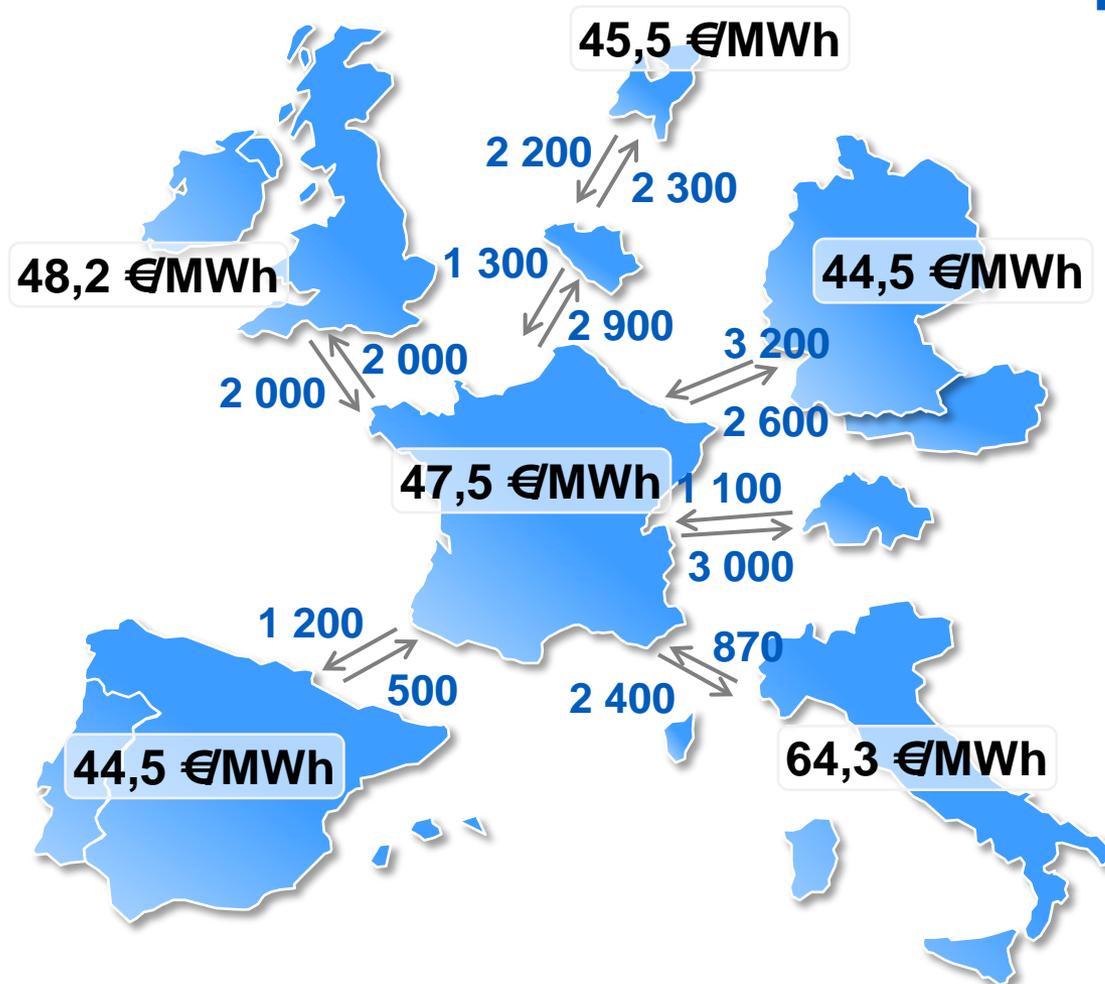
Marchés



Un marché européen de l'énergie encore fragmenté en « plaques électriques »

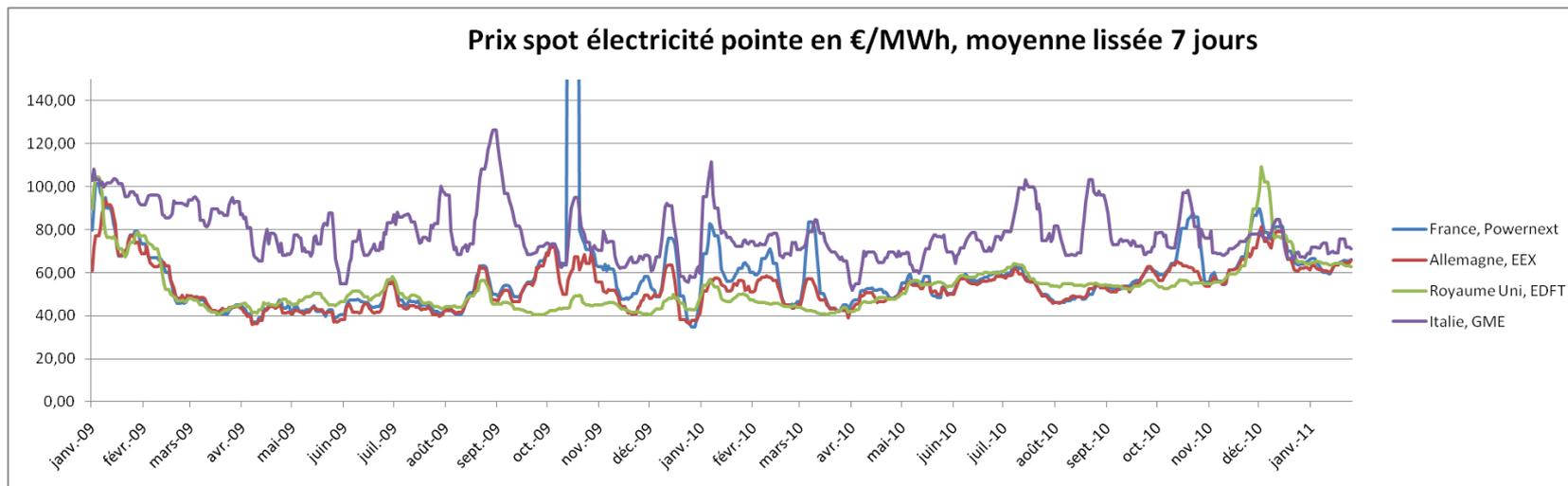
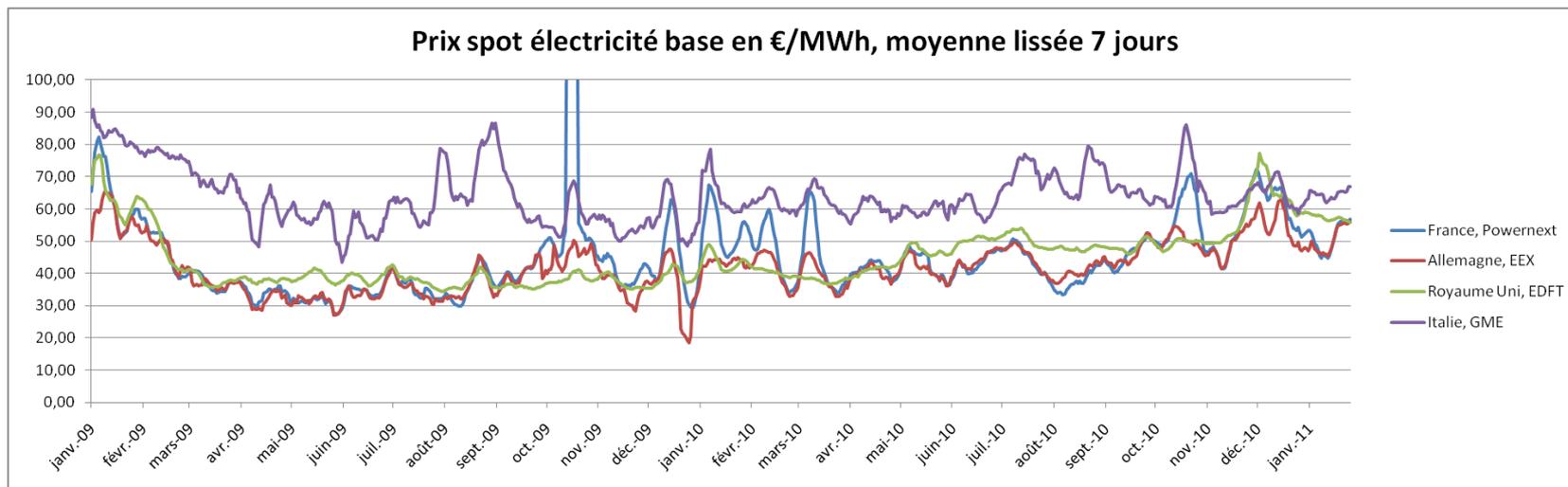
- moyenne des prix sur 2010 -

Niveau de capacités commerciales disponibles

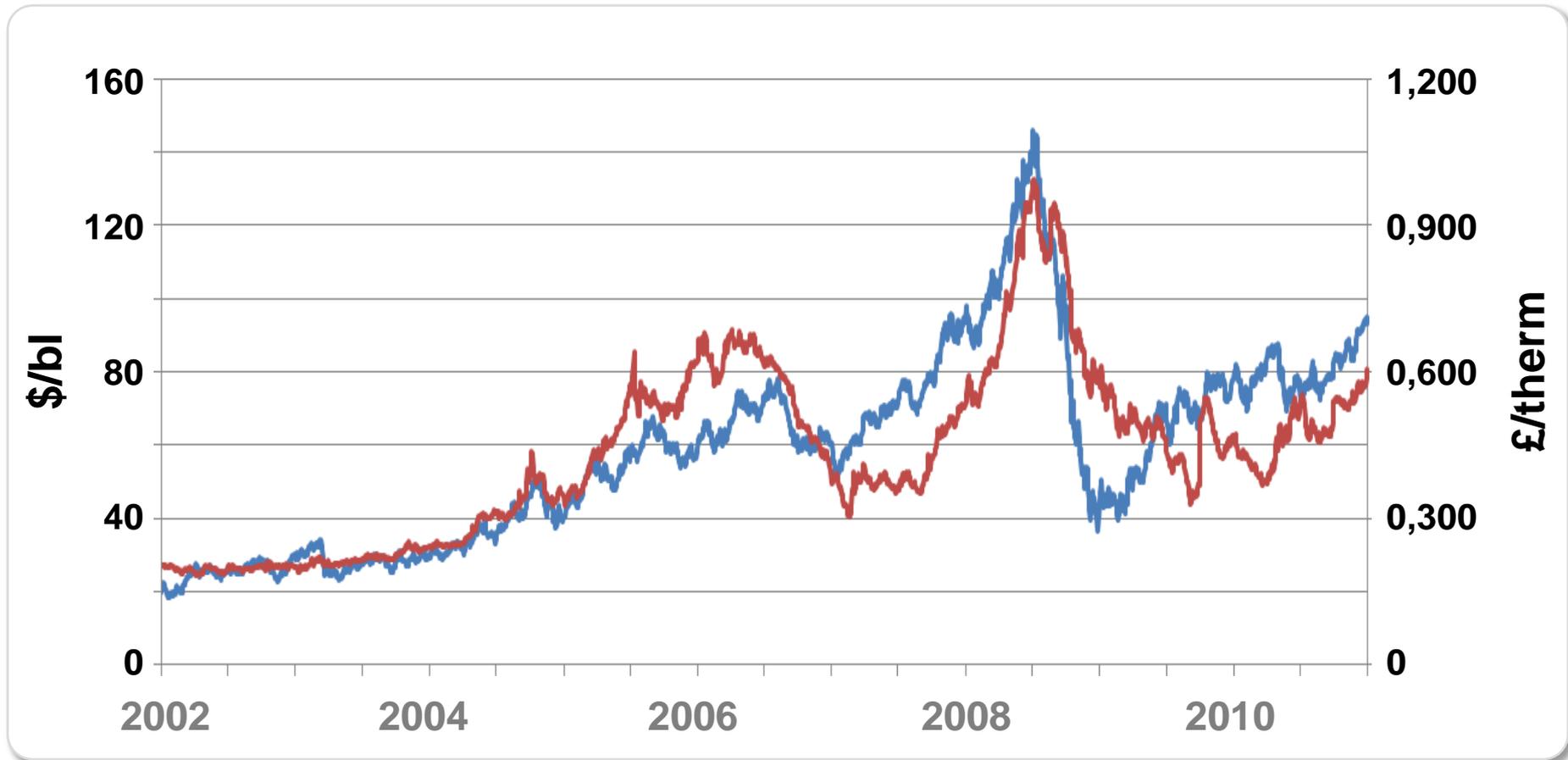


- Des zones de marché interconnectées mais distinctes
- Interconnexions : Capacités Commerciales pour l'été 2010, vu du 06/07/2010 (en MW, source ENTSOe)
- Prix : moyenne des prix spot base 2010 pour la France, Allemagne (Epex), RU (EDFT), Espagne (OMEL), Pays-Bas (APX) et Italie (GME)

Prix de l'électricité en Europe



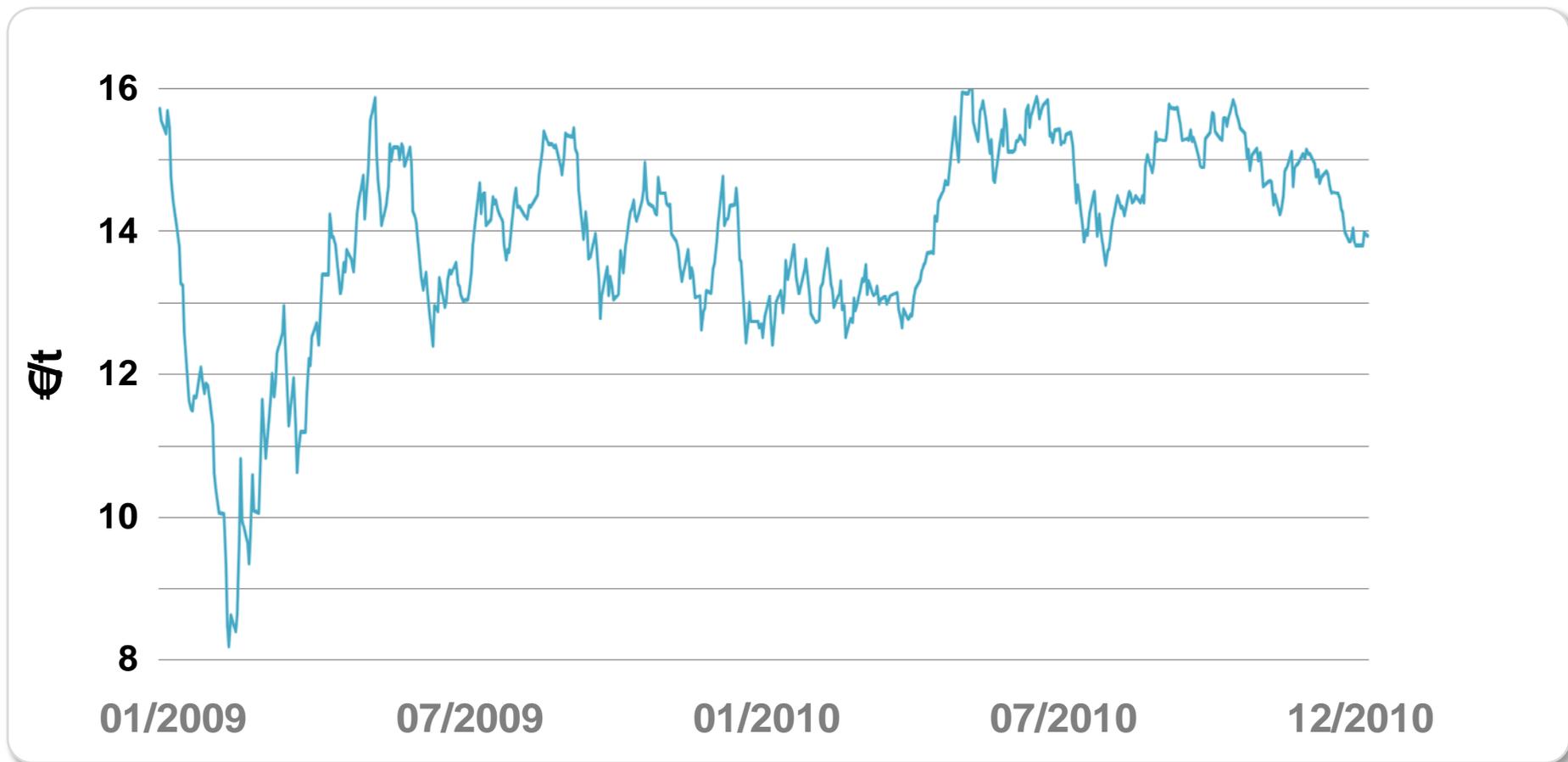
Prix du gaz et du pétrole



— Brent (\$/baril)(ICE)

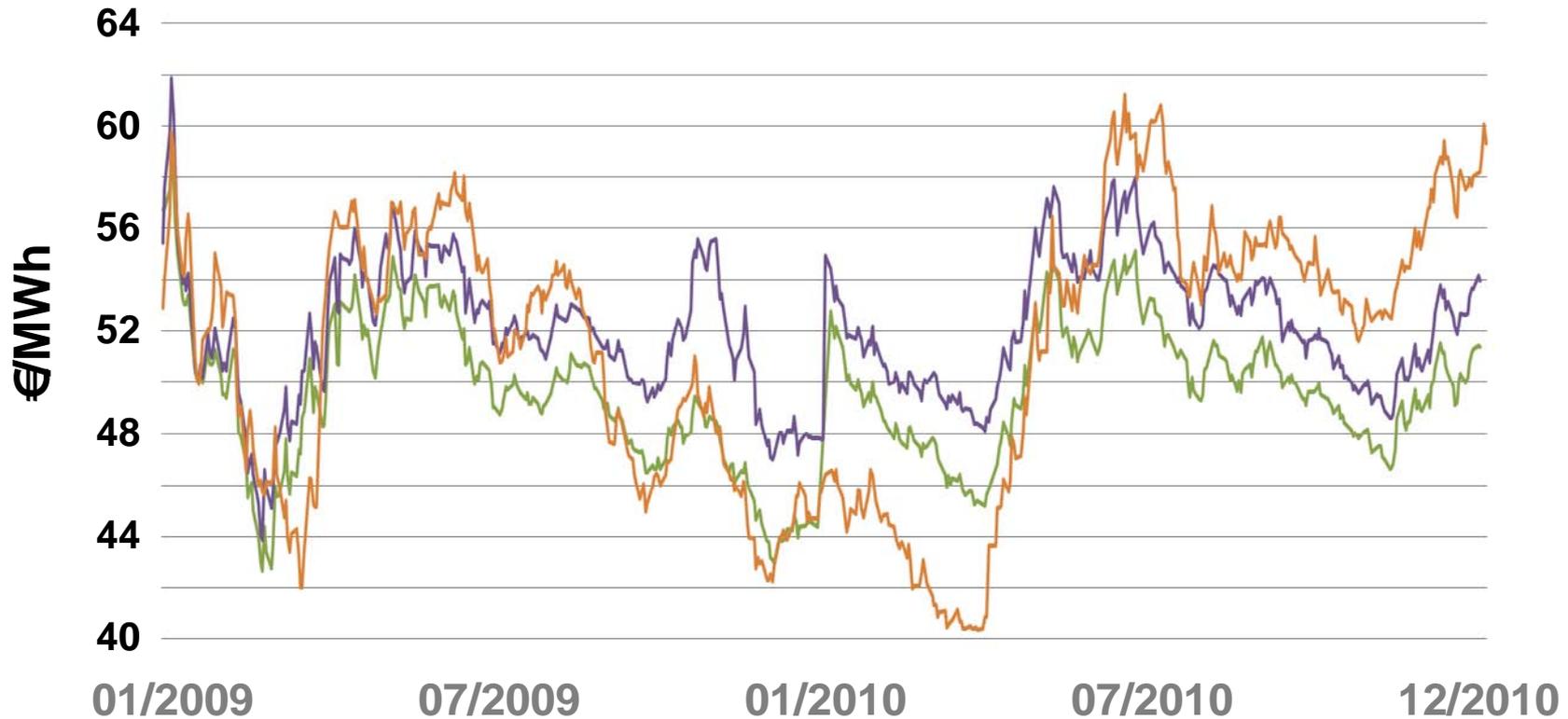
— Gaz Naturel NBP (£/therm)

Prix des quotas d'émission de CO₂



— CO₂ – annual contract – period 2008 – 2012 (ECX)

Prix Forward à 1 an de la base en Europe

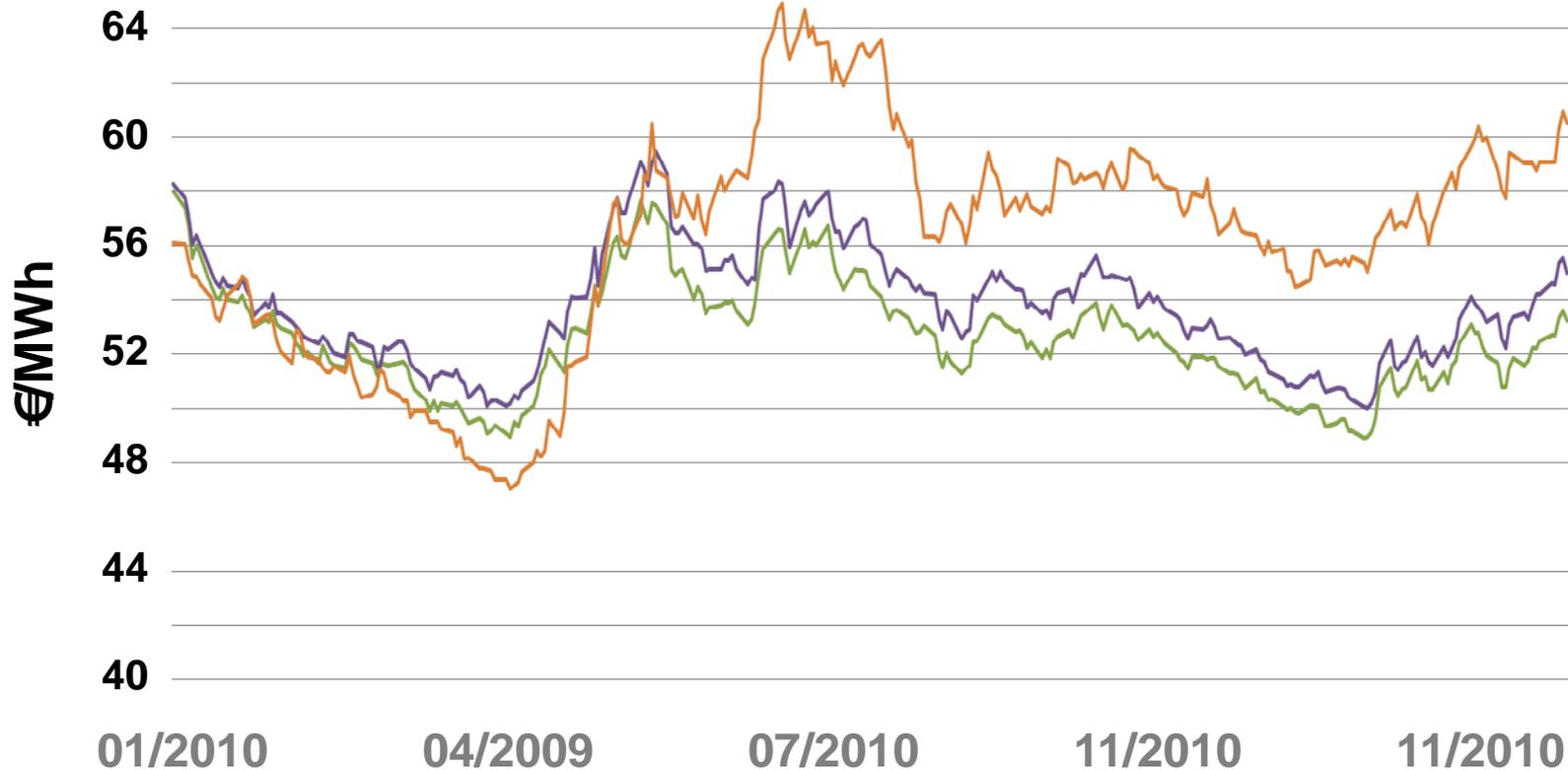


Electricity - annual
baseload contract
Germany (EDP)

Electricity - annual
baseload contract
France (EDP)

Electricity - annual
baseload contract
UK (ICE)

Prix Forward à deux ans de la base en Europe



Electricity – two years ahead baseload contract Germany (EDP)

Electricity - two years ahead baseload contract France (EDP)

Electricity - two years ahead baseload contract UK (ICE)



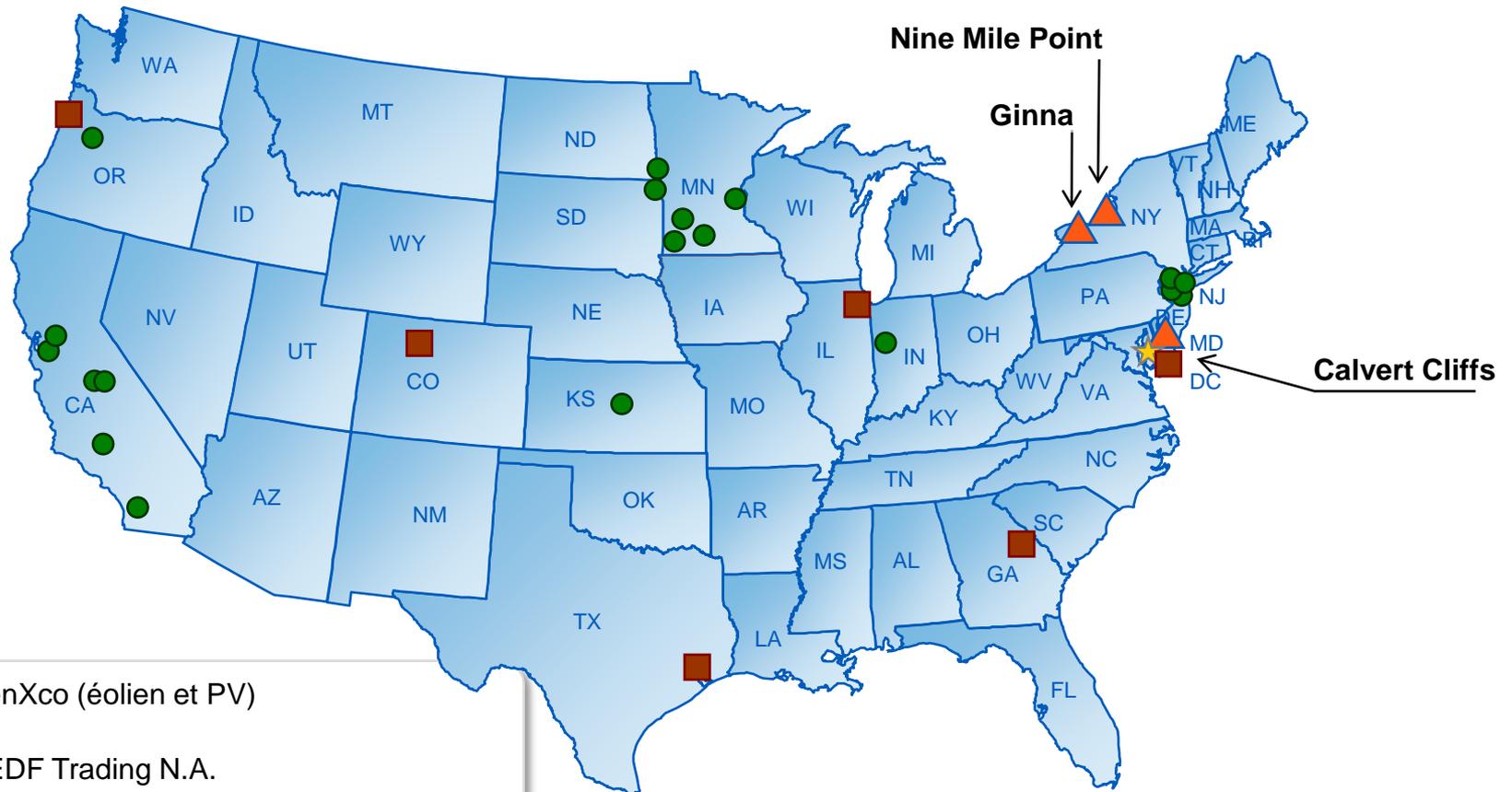
15 février 2011

Annexes

Divers



EDF aux Etats-Unis



- enXco (éolien et PV)
- EDF Trading N.A.
- ▲ CENG (5 reactors)
- ★ Unistar Nuclear Energy

■ CA⁽¹⁾: 607 M€
■ EBITDA⁽¹⁾: 186 M€
■ ~1 431 salariés



EDF en Pologne : une position dans un marché en forte croissance

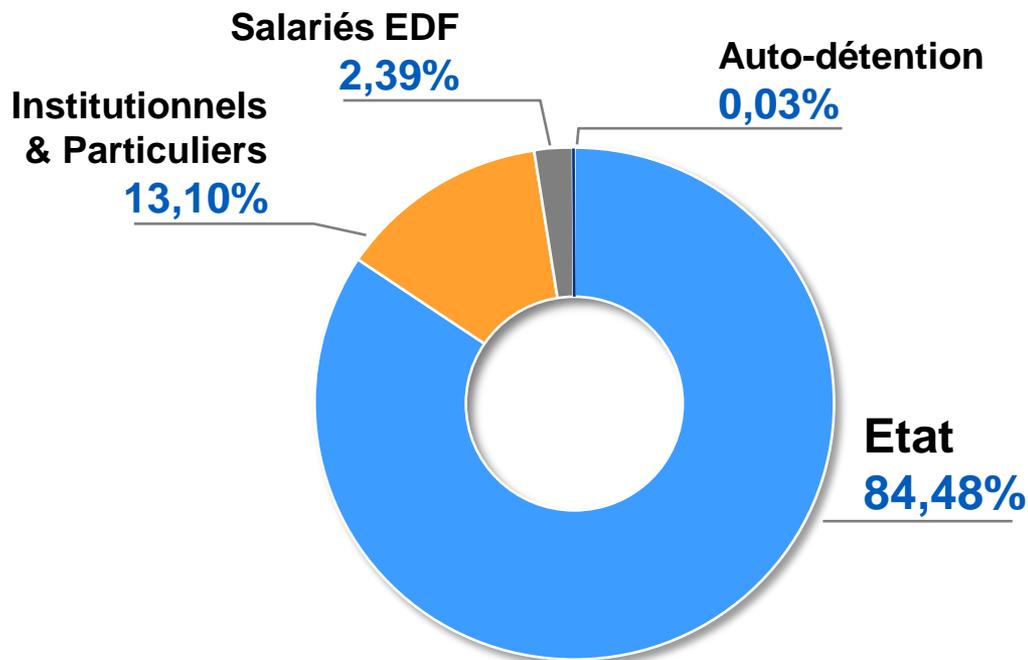
- Capacités installées :
~3 200 Mwe et ~4 000 MWth
- Chiffre d'affaires : 1 208 M€
- EBITDA : 275 M€
- ~4 000 salariés



- Sociétés produisant de la chaleur et/ou de l'électricité
- Trading électricité
- Représentation du groupe EDF en Pologne

(1) Données 2010

Structure de l'actionnariat au 31 décembre 2010



Nb d'actions	Nombre d'actions	%
Etat	1 561 973 336	84,48%
Institutionnels & Particuliers	242 118 351	13,10%
Salariés EDF	44 226 374	2,39%
Actions auto-détenues	548 601	0,03%
TOTAL	1 848 866 662	



15 février 2011

