

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA 8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



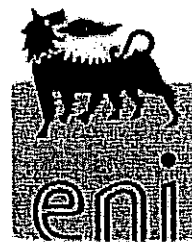
Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
HANSBERGER INSTITUTIONAL SERIES INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	17.241
HANSBERGER INTERNATIONAL GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	8.688
HANSBERGER INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	15.642
HARBOR GLOBAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	27.750
HARMONY OVERSEAS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	53.400
HARRIS UNIT 1 QUALIFIED NUCLEAR DECOMMISSIONING FUND	CARDARELLI ANGELO	6.046
HARRY & JEANETTE WEINBERG FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	16.589
HARTFORD INTERNATIONAL GLOBAL EQUITY EX JAPAN INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	240.788
HARTFORD LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	14.470
HARTFORD LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	55.404
HASLAM FAMILY INVESTMENT PARTNERSHIP	CARDARELLI ANGELO	6.086
HAWKER BEECHCRAFT CORPORATION DEFINED BENEFIT MAST	CARDARELLI ANGELO	12.960
HC CAPITAL TRUST THE COMMODITY RETURNS STRATEGY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	79.665
HC CAPITAL TRUST- THE INSTITUTIONAL INTERNATIONAL EQUITY PTF	CARDARELLI ANGELO	284.790
HC CAPITAL TRUST- THE INSTITUTIONAL INTERNATIONAL EQUITY PTF	CARDARELLI ANGELO	160.051
HEALTHCARE FOUNDATION OF NEW JERSEY (THE)	CARDARELLI ANGELO	19.098
HEINEKEN ENTREPRISE DIVERSIFIE	CARDARELLI ANGELO	3.700
HEINZ MANAGEMENT PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	12.576
HENDERSON EURO TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	195.000
HENDERSON GLOBAL EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	1.513.337
HENDERSON HORIZON FUND SICAV	CARDARELLI ANGELO	3.293
HENDERSON HORIZON FUND SICAV	CARDARELLI ANGELO	111.999
HENDERSON HORIZON FUND SICAV	CARDARELLI ANGELO	58.103
HENDERSON HORIZON FUND SICAV	CARDARELLI ANGELO	1.200.000
HENDERSON INTERNATIONAL INCOME TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	40.366
HENDERSON STRATEGIC INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	335.871
HEWLETT-PACKARD COMPANY 401(K) PLAN	CARDARELLI ANGELO	65.872
HEWLETT-PACKARD COMPANY MASTERTRUST	CARDARELLI ANGELO	168.304
HIBERNIAN INVESTMENT MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	96.373
HIBERNIAN LIFE & PENSIONS FUND	CARDARELLI ANGELO	537.911
HIBERNIAN UMBRELLA UNIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	10.716
HIGHLAND COUNCIL PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	50.977
HIGHMARK INC	CARDARELLI ANGELO	140.000
HIRTLE CALLAGHAN TRUST INTERNATIONAL EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	189.871
HJ HEINZ PENSION TRUST LIMITED.	CARDARELLI ANGELO	54.971
HK MONETARY AUTHORITY	CARDARELLI ANGELO	1.415.310
HLE EURO-GARANT 70 FLEX (CMI) CMI ASSET MANAGEMENT(LUX)SA	CARDARELLI ANGELO	18.797

78195/155

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA**8 MAGGIO 2012**

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione**Stampa dell'elenco dei partecipanti**

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
HLHTE-Lyda Hill Trust	CARDARELLI ANGELO	3.511
HOBART FAMILY INVESTMENTS LLC	CARDARELLI ANGELO	1.249
HOLY GHOST FATHERS TRUST EDERLY INFI	CARDARELLI ANGELO	4.873
HOME AFFAIRS UNIFORMED SERVICES (INVEST FUND)	CARDARELLI ANGELO	3.969
HOMESTEAD INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	152.750
HONEYWELL INT INC MASTER RETIR TRUST	CARDARELLI ANGELO	273.679
HONEYWELL MASTER PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	45.400
HONG KONG HOUSING AUTHORITY	CARDARELLI ANGELO	19.611
HONG KONG SPECIAL ADMIN EXCHANGE FD	CARDARELLI ANGELO	336.959
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCHANGE F	CARDARELLI ANGELO	240.922
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCHANGE F	CARDARELLI ANGELO	259.495
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCHANGE F	CARDARELLI ANGELO	230.237
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCHANGE F	CARDARELLI ANGELO	207.969
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCHANGE F	CARDARELLI ANGELO	282.923
HOSPITAL AUTHORITY PROVIDENT FUND S.	CARDARELLI ANGELO	266.208
HOOR GLASS INDEXED INT SHARED SECT TRUST	CARDARELLI ANGELO	42.852
HOOR GLASS INTERNAT SHARE SECTOR TRUST	CARDARELLI ANGELO	71.764
HOUSEHOLD INC.	CARDARELLI ANGELO	65.720
HOUSTON FIREFIGHTERS' RELIEF & RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	187.150
HOUSTON POLICE OFFICERS PENS SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	138.800
HP INVEST COMMON	CARDARELLI ANGELO	41.515
HP Invest Common Contractual Fund	CARDARELLI ANGELO	16.997
HRK INVESTMENTS LLP	CARDARELLI ANGELO	21.449
HRW Testamentary Trust No 1	CARDARELLI ANGELO	7.266
HRW Testamentary Trust No 2	CARDARELLI ANGELO	7.266
HRW Testamentary Trust No 3	CARDARELLI ANGELO	7.266
HRW Testamentary Trust No 4	CARDARELLI ANGELO	7.266
HRW Testamentary Trust No 5	CARDARELLI ANGELO	7.685
HRW Testamentary Trust No 6	CARDARELLI ANGELO	7.685
HRW Testamentary Trust No. 10	CARDARELLI ANGELO	6.657
HRW Testamentary Trust No. 11	CARDARELLI ANGELO	6.657
HRW Testamentary Trust No. 12	CARDARELLI ANGELO	6.657
HRW Testamentary Trust No. 7	CARDARELLI ANGELO	7.685
HRW Testamentary Trust No. 8	CARDARELLI ANGELO	7.685
HRW Testamentary Trust No. 9	CARDARELLI ANGELO	6.657
HSBC AS TRUSTEE FOR SSGA EUROPE EX UK EQUITY TRACKER FUND	CARDARELLI ANGELO	86.265
HSBC ETFs PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	78.442

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALI
HSBC EUROPEAN INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	149.155
HSBC FUND SERV CLIENTS AC 500	CARDARELLI ANGELO	76.151
HSBC FUND SERVICES CLIENT	CARDARELLI ANGELO	19.727
HSBC FUND SERVICES CLIENTS	CARDARELLI ANGELO	32.549
HSBC INST TRUST SER (IRE)	CARDARELLI ANGELO	4.700.000
HSBC INTERNATIONAL SELECT FUND	CARDARELLI ANGELO	187.508
HSBC INVESTMENT FUNDS (UK) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	32.039
HSBC LIFE (UK) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	32.400
HSBC MM INTL VAUE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	21.900
HSS (IRELAND) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	25.994
HUBBELL INC MASTER PENS TRUST	CARDARELLI ANGELO	13.432
HUTCHINSON ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	12.465
HYDRO ONE PENSION PLAN .	CARDARELLI ANGELO	104.754
HYDRO ONE PENSION PLAN .	CARDARELLI ANGELO	56.761
HYDRO ONE PENSION PLAN .	CARDARELLI ANGELO	318.432
HYMNOS L113	CARDARELLI ANGELO	14.745
I CROISSANCE	CARDARELLI ANGELO	52.094
I.P.I.E.E.S.	CARDARELLI ANGELO	9.982
IADICICCO ANTONIO	CARDARELLI ANGELO	6.100
IAM NATIONAL PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	315.627
IAM NATIONAL PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	16.877
IANNANTUONO MARIA LUISA	Voto per Corrispondenza	400
IANNUCCI DOMENICO		25
IANNUCCI VINCENZO		1.665
IBBOTSON INTERNATIONAL SHARES PASSIVE (UNHEDGED) TRUST IBBOTSON INTERN	CARDARELLI ANGELO	12.234
IBERDROLA USA DEFINED BENEFIT MASTER TRUST I	CARDARELLI ANGELO	183.533
IBERDROLA USA DEFINED BENEFIT MASTER TRUST I	CARDARELLI ANGELO	64.510
IBERDROLA USA DEFINED BENEFIT MASTER TRUST I	CARDARELLI ANGELO	22.076
IBM FRANCE H	CARDARELLI ANGELO	4.634
IBM PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	211.922
IBM PERSONAL PENSION PLAN TRUST	CARDARELLI ANGELO	4.269.832
IBM RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	46.900
IBM SAVINGS PLAN	CARDARELLI ANGELO	403.390
ICBT HOLDINGS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	6.125
ICL COMMON INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	258.708
IDAHO ENDOWMENT FUND INVEST BOARD	CARDARELLI ANGELO	70.300
IEPPARIELLO ANTONIO		500

78195/157

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
IG FI INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	1.500
IG TEMPLETON INTERNATIONAL EQUITY CLASS	CARDARELLI ANGELO	9.647
IG TEMPLETON INTERNATIONAL EQUITY FD	CARDARELLI ANGELO	32.092
IHC PENSION PLAN DIRECTED TRUST	CARDARELLI ANGELO	57.900
ILLINOIS MUNICIPAL RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	586.132
ILLINOIS MUNICIPAL RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	72.500
ILLINOIS MUNICIPAL RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	54.455
ILLINOIS MUNICIPAL RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	367.197
ILLINOIS MUNICIPAL RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	7.515
ILLINOIS STATE BOARD OF INVESTMENT	CARDARELLI ANGELO	55.416
ILLINOIS TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	1.508
IMASCO HOLDINGS INC	CARDARELLI ANGELO	2.270
IMPERIAL GLOBAL EQUITY INCOME POOL	CARDARELLI ANGELO	35.257
IMPERIAL INTERNATIONAL EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	108.995
IMPERIAL INTERNATIONAL EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	32.832
IMPERIAL OVERSEAS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	3.409
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	4.440
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	11.484
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	426
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	1.116
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	3.163
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	4.818
INA ASSITALIA	DI LORETO DANIELE	93.150
INCO ELECTED MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	292.280
INDIANA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	2.826
INDIANA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	543.050
INDIANA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	332.652
INDIANA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	77.604
INDIANA UNIVERSITY FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	40.784
INDOCAM FLAMME	CARDARELLI ANGELO	73.100
INF-SOCIETA' AGRICOLA- SPA	DI LORETO DANIELE	18.000
ING DIRECT	CARDARELLI ANGELO	50.097
ING DIRECT STREETWISE BALANCED FUND	CARDARELLI ANGELO	12.750
ING DIRECT STREETWISE BALANCED GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	15.060
ING DIRECT STREETWISE BALANCED INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	3.541
ING DIRECT STREETWISE EQUITY GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	1.661
ING EURO STOXX 50 INDEX PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	935.252

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
ING FUNDS SERVICES, LLC	CARDARELLI ANGELO	50.457
ING GLOBAL ADVANTAGE AND PREMIUM OPPORTUNITY FUND	CARDARELLI ANGELO	46.006
ING INDEX PLUS INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	46.547
ING INTERNATIONAL INDEX PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	81.679
ING INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	181.796
ING INTERNATIONAL VALUE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	91.192
ING INVESTMENT TRUST COMPANY	CARDARELLI ANGELO	19.727
ING TEMPLETON FOREIGN EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	387.065
ING TEMPLETON GLOBAL GROWTH PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	259.567
ING WISDOMTREE GLOBAL HIGH-YIELDING EQUITY INDEX PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	90.943
ING. INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	254.600
INOVA HEALTH SYSTEM FOUNDATION DEFINED B	CARDARELLI ANGELO	20.764
INS CORP BRITISH COLOMBIA PP MGMT AND CONFIDENTIAL EMPLOYEES	CARDARELLI ANGELO	10.400
INSURANCE CORPORATION OF BRITISH COLUMBIA	CARDARELLI ANGELO	64.400
INT.MONETARY FUND STAFF RET.PLAN	CARDARELLI ANGELO	2.566
INT.MONETARY FUND STAFF RET.PLAN	CARDARELLI ANGELO	456
INTECH RISK-MANAGED INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	2.772
INTEGRYS ENERGY GROUP RETIREMENT PT	CARDARELLI ANGELO	142.172
INTER AMER. DVLP BANK STAFF RETIR.	CARDARELLI ANGELO	28.438
INTER AMER. DVLP BANK STAFF RETIR.	CARDARELLI ANGELO	66.924
INTERLOCAL PENS FD GEOPGR COMM INTL	CARDARELLI ANGELO	4.277
INTERMOUNTAIN HEALTH CARE INC RETIREE WELFARE BENEFIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	7.900
INTERNATIONAL ALPHA SELECT COMMON TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	153.918
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	CARDARELLI ANGELO	85.338
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	CARDARELLI ANGELO	35.200
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	CARDARELLI ANGELO	189.585
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	CARDARELLI ANGELO	51.356
INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	9.014
INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	30.933
INTERNATIONAL EQUITY FUND G	CARDARELLI ANGELO	9.233
INTERNATIONAL EQUITY PARTNERS	CARDARELLI ANGELO	21.120
INTERNATIONAL MONETARY FD RET STAFF	CARDARELLI ANGELO	31.920
INTERNATIONAL MONETARY FD RET STAFF	CARDARELLI ANGELO	5.660
INTERNATIONAL PAPER CO COMMINGLED INVESTMENT GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	53.700
INTERNATIONAL PAPER CO COMMINGLED INVESTMENT GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	185.665
INTERPOLIS PENSIOENEN EUROPA POOL	CARDARELLI ANGELO	135.873
INTL TRANSPORT CORP RETIREE HEALTH	CARDARELLI ANGELO	21.665

78195/159

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO AZIONI
	VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE
INTL TRUCK ENGINE CORP RETIREMENT	CARDARELLI ANGELO	27.759
INTL TRUCK ENGINE CORP RETIREMENT	CARDARELLI ANGELO	28.899
INTREPID INTERNATIONAL - CANADA FUND	CARDARELLI ANGELO	13.160
INVESCO GLOBAL CORE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	715.488
INVESCO GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	20.707
INVESCO INTERNATIONAL EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	362.680
INVESCO PERPETUAL EUROPEAN OPPORTUNITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	37.038
INVESCO PERPETUAL GLOBAL EX UK CORE EQ. INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	6.333
INVESCO PERPETUAL GLOBAL EX UK ENHANCED INDEX FD	CARDARELLI ANGELO	61.241
INVESCO TRIMARK CORPORATE CLASS INC	CARDARELLI ANGELO	1.029
INVESCO VAN KAMPEN V.I GLOBAL VALUE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	49.760
INVESTEC FUNDS SERIES I - ENHANCED NATURAL RESOURCES FUND	CARDARELLI ANGELO	331.916
INVESTEC FUNDS SERIES I UK SPECIAL SITUATIONS FUND	CARDARELLI ANGELO	40.785
INVESTEC FUNDS SERIES II GLOBAL ENERGY FUND	CARDARELLI ANGELO	608.770
INVESTEC FUNDS SERIES IV GLOBAL SPECIAL SITUATIONS FUND	CARDARELLI ANGELO	32.284
INVESTEC GLOBAL DYNAMIC RESOURCES FUND LLC	CARDARELLI ANGELO	114.098
INVESTEC GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	78.013
INVESTEC GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	2.455.535
INVESTEC GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	848.260
INVESTEC GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	9.185
INVESTEC GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	25.516
INVESTEC GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	109.073
INVESTERINGSFORENINGEN SPARINVEST CUMULUS VALUE	CARDARELLI ANGELO	45.886
INVESTERINGSFORENINGEN SPARINVEST VALUE AKTIER	CARDARELLI ANGELO	868.308
INVESTISSEMENT TRESOR VIE	CARDARELLI ANGELO	10.503
INVESTISSEMENT TRESOR VIE	CARDARELLI ANGELO	33.170
INVESTORS EUROPEAN DIVIDEND GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	16.000
INVESTORS GLOBAL CLASS	CARDARELLI ANGELO	20.010
INVESTORS GLOBAL DIVIDEND FUND.	CARDARELLI ANGELO	692.114
INVESTORS GLOBAL FUND .	CARDARELLI ANGELO	283.291
IOWA PUBLIC EMPLOYEES' RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	472.336
IQ ARB GLOBAL RESOURCES ETF	CARDARELLI ANGELO	4.366
IRISH LIFE ASSURANCE	CARDARELLI ANGELO	1.945.803
ISAJA PLACIDO	DI TEODORO VITO	3.315
ISHARES DOW JONES EPAC SELECT DIVIDEND INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	1.465.564
ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	6.444.137
ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	25.710

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA 8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALI
ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	948.516
ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	32.800
ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	10.679
ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	9.563
ISHARES III PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	10.785
ISHARES III PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	3.729
ISHARES III PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	26.681
ISHARES III PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	33.007
ISHARES MSCI ACWI EX US ENERGY SECTOR INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	120.002
ISHARES MSCI ACWI EX US INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	8.246
ISHARES MSCI ACWI INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	169.256
ISHARES MSCI EAFE INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	239.805
ISHARES MSCI EAFE VALUE INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	8.518.300
ISHARES MSCI EMU INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	623.160
ISHARES MSCI GLOBAL ENERGY PRODUCERS FUND	CARDARELLI ANGELO	653.310
ISHARES MSCI ITALY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	4.402
ISHARES MSCI KOKUSAI INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	1.568.250
ISHARES MSCI WORLD INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	65.345
ISHARES PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	2.106
ISHARES PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	653.445
ISHARES PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	93.101
ISHARES PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	42.317
ISHARES PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	60.176
ISHARES PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	19.217
ISHARES S&P EUROPE 350 INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	18.908
ISHARES S&P GLOBAL ENERGY SECTOR INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	463.982
ISHARES V PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	1.335.771
ISHARES V PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	2.000
ISHARES V PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	8.874
IUOE LOCALS 302612 - EMP CONSTR IND RET TR - LSV ASSET MANAGEMENT	CARDARELLI ANGELO	4.557
IWA FOREST INDUSTRY PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	43.700
IXIS EURO ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	25.080
IXIS FLAMME	CARDARELLI ANGELO	1.156.275
Income Trust: Fidelity S Global ex US i	CARDARELLI ANGELO	84.100
Inova Health System Foundation	CARDARELLI ANGELO	112.963
J & J BELGIUM PENSION FUND OFF	CARDARELLI ANGELO	94.179
	CARDARELLI ANGELO	140.300

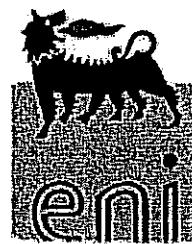
78195/161

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



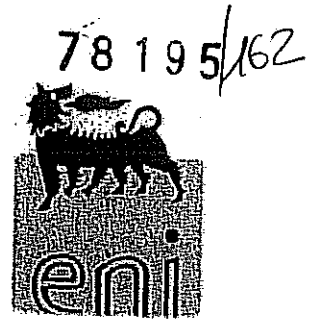
Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/A	NUMERO DI AZIONI
	VOTO/PER CORRISPONDENZA	TOTALE
JAMES HAMBRO AND PARTNERS LLP	CARDARELLI ANGELO	3.000
JAMES HAMBRO AND PARTNERS LLP	CARDARELLI ANGELO	9.300
JAMES HAMBRO AND PARTNERS LLP	CARDARELLI ANGELO	8.000
JAMES HAMBRO AND PARTNERS LLP	CARDARELLI ANGELO	3.000
JAMES P O'SHAUGHNESSY 1982 IRREVOCABLE TRUST	CARDARELLI ANGELO	314
JANA PASSIVE GLOBAL SHARE TRUST	CARDARELLI ANGELO	107.666
JANUS CAPITAL MANAGEMENT LLC	CARDARELLI ANGELO	332
JAPAN TR SERV BK LTD ATF STB BARING ALL EUROP EQ INC OPEN MF	CARDARELLI ANGELO	80.000
JAPAN TRUSTEE SERV BK LTD ATF STB GS GLOBAL HIGH DIV EQ MF	CARDARELLI ANGELO	12.781
JAPAN TRUSTEE SERV BK LTD. ATF STB GS GLB EQ AND REC MOTHER F	CARDARELLI ANGELO	296.680
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	28.628
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	66.200
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	37.833
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	2.800
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	26.100
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	14.166
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	65.430
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	6.900
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	137.439
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD AS TRUST	CARDARELLI ANGELO	215.859
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK LTD AS TRUST	CARDARELLI ANGELO	1.167
JEFFERIES ASSET MANAGEMENT COMMODITY STRATEGY ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	60.959
JEFFERIES TR J CRB GLOBAL ENERGY EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	35.097
JEFFREY COMPANY	CARDARELLI ANGELO	12.500
JEFFREY LLC	CARDARELLI ANGELO	43.700
JNL/BLACKROCK GLOBAL ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	76.974
JNL/FRANKLIN TEMPLETON GLOBAL GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	211.377
JNL/JPMORGAN INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	681.373
JNL/MELLON CAPITAL MANAGEMENT INTERNATIO	CARDARELLI ANGELO	319.703
JNL/MELLON CAPITAL MANAGEMENT JNL OPTIMI	CARDARELLI ANGELO	198.810
JNL/T. ROWE PRICE VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	504.121
JNLMELLON CAPITAL MANAGEMENT VIP FUND	CARDARELLI ANGELO	96.270
JO HAMBRO CAPITAL MANAGEMENT UMBRELLA FU	CARDARELLI ANGELO	519.194
JOHN DEERE PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	130.100
JOHN DEERE PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	75.364
JOHN DEERE PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	141.016
JOHN HANCOCK FUNDS II STRATEGIC EQUITY ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	53.953

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA 8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO D'AZIONI TOTALE
JOHN HANCOCK FUNDS III INTERNATIONAL CORE FUND	CARDARELLI ANGELO	1.336.794
JOHN HANCOCK INSURANCE COMPANY OF VERMONT	CARDARELLI ANGELO	14.458
JOHN HANCOCK LIFE AND HEALTH INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	93.728
JOHN HANCOCK TRUST GLOBAL TRUST	CARDARELLI ANGELO	299.420
JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL CORE TRUST	CARDARELLI ANGELO	577.774
JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL EQUITY INDEX TRUST A	CARDARELLI ANGELO	46.060
JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL EQUITY INDEX TRUST B	CARDARELLI ANGELO	46.211
JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	46.852
JOHN HANCOCK VAR INS TRUST STRATEGIC EQUITY ALLOCATION TRUST	CARDARELLI ANGELO	434.803
JOHN HANCOCK VARIABLE INSURANCE TRUST BALANCED TRUST	CARDARELLI ANGELO	2.451
JOHN LEWIS PARTNERSHIP PENSIONS TRUST AS	CARDARELLI ANGELO	40.797
JOHN LEWIS PARTNERSHIP PENSIONS TRUST AS	CARDARELLI ANGELO	110.740
JOHN S. & JAMES L. KNIGHT FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	13.949
JOHNSON & JOHNSON PENSION & SAVINGS PLANS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	383.871
JP MORGAN CHASE RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	104.843
JPM KRAFT FOODS MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	98.200
JPM MULTI-ASSET INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	18.799
JPMORGAN CHASE BANK - PB - UNITED S	CARDARELLI ANGELO	2.279
JPMORGAN CHASE BANK - PB - UNITED S	CARDARELLI ANGELO	1.761
JPMORGAN CHASE BANK - PB - UNITED S	CARDARELLI ANGELO	14.300
JPMORGAN EUROPEAN INVESTMENT TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	49.350
JPMORGAN EUROPEAN INVESTMENT TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	303.232
JPMORGAN FUND ICVC - JPM EUROPE FUND	CARDARELLI ANGELO	312.400
JPMORGAN FUND ICVC - JPM GLOBAL EQUITY I	CARDARELLI ANGELO	133.426
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	4.421
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	1.039
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	22.351
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	95.826
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	7.958
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	5.890
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	39.029
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	1.345.299
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	38.431
JPMORGAN FUNDS	CARDARELLI ANGELO	402.550
JPMORGAN GLOB ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	302.600
JPMORGAN GLOB AL EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	1.900
	CARDARELLI ANGELO	20.896

78195/163

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

INOME	DELEGATO VOTORE CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
JPMORGAN INCOME BUILDER FUND	CARDARELLI ANGELO	359.702
JPMORGAN INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	377.971
JPMORGAN INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	2.195.809
JPMORGAN INTREPID INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	91.000
JPMORGAN INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	318.774
JPMORGAN INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	320.641
JPMORGAN INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	88.030
JPMORGAN INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	75.547
JPMORGAN LIFE LIMITED	CARDARELLI ANGELO	289.367
JPMORGAN TOKYO FUND, FCP	CARDARELLI ANGELO	329.406
JRT LLC	CARDARELLI ANGELO	12.500
JTW TRUST NO. 1 UAD 9/19/02	CARDARELLI ANGELO	5.109
JTW TRUST NO. 2 UAD 9/19/02	CARDARELLI ANGELO	5.682
JTW TRUST NO. 3 UAD 9/19/02	CARDARELLI ANGELO	10.730
JTW TRUST NO. 4 UAD 9/19/02	CARDARELLI ANGELO	12.132
JULIUS BEAR GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	85.585
JULIUS BEAR GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	157.230
JULIUS BEAR INSTITUT EQUITY FUND II	CARDARELLI ANGELO	73.131
JULIUS BEAR INTL EQUITY STRATEGY FD	CARDARELLI ANGELO	46.195
JUPITER ASSET MANAGEMENT	CARDARELLI ANGELO	250
JUPITER INCOME TRUST	CARDARELLI ANGELO	1.664.937
JURIDICA	CARDARELLI ANGELO	21.000
Jewish Community Foundation	CARDARELLI ANGELO	3.265
Joanne Colsen Trust B	CARDARELLI ANGELO	1.279
Jupiter Asset Management	CARDARELLI ANGELO	3.700
Jupiter Global Energy Fund	CARDARELLI ANGELO	42.000
KAISER FOUNDATION HOSPITALS	CARDARELLI ANGELO	252.939
KAISER FOUNDATION HOSPITALS	CARDARELLI ANGELO	76.996
KAISER PERMANENTE MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	295.222
KAISER PERMANENTE MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	44.569
KBC INVESTMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	21.516
KBI GLOBAL INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	37.445
KBI GLOBAL INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	27.272
KBI GLOBAL INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	16.921
KBI INSTITUTIONAL FUND PLC	CARDARELLI ANGELO	49.177
KBI INSTITUTIONAL FUND PLC	CARDARELLI ANGELO	19.942
KBI INSTITUTIONAL FUND PLC	CARDARELLI ANGELO	61.083

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
KBI INSTITUTIONAL FUND PLC	CARDARELLI ANGELO	12.788
KBR UK COMMON INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	187.622
KELLOGGS (GREAT BRITAIN) PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	163.533
KENTUCKY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	56.643
KENTUCKY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	20.970
KENTUCKY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	115.890
KENTUCKY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	37.880
KENTUCKY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	8.230
KEYSPAN CORPORATION PENSION MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	31.978
KROGER COMPANY MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	5.775
Kaust Investments SH Limited	CARDARELLI ANGELO	8.581
Kaust Investments SH Limited	CARDARELLI ANGELO	197.458
Kommunal Landspensjonskasse Gjensidig Fo	CARDARELLI ANGELO	7.780
L.S. DYNAMIQUE	CARDARELLI ANGELO	389.730
LA BANQUE POSTALE DE PREVOYANCE	CARDARELLI ANGELO	8.393
LA COMPAGNIE FINANCIERE EDMOND DE ROTHSCHILD BANQUE	CARDARELLI ANGELO	14.899
LA MEDICALE DE FRANCE	CARDARELLI ANGELO	3.560.390
LA VERDE LUCIO	CARDARELLI ANGELO	30.000
LABEL EUROPE ACTIONS FCP	CARDARELLI ANGELO	1.000
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMM TTEE-LABOR PENSION FUND 13.F.	CARDARELLI ANGELO	47.200
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMM TTEE-LABOR PENSION FUND 13.F.	CARDARELLI ANGELO	9.961
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	49.555
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	19.942
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	84.460
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	158.612
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	18.460
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	18.802
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	18.103
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	18.634
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE-LABOR PENSION FUND 13.F. NO 1	CARDARELLI ANGELO	54.590
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE-LABOR RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	164.779
LACTALIS EXPANSION	CARDARELLI ANGELO	7.220
LANDESBANK HESSEN-THURINGEN	CARDARELLI ANGELO	100
LAS OLAS EQUITY PARTNERS LP	CARDARELLI ANGELO	2.636
LAUDUS INTERNATIONAL MARKETMASTERS FUND	CARDARELLI ANGELO	36.966
LAUDUS MONDRIAN GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	5.305
LAUDUS MONDRIAN INSTITUTIONAL INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	21.016

78195/165

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

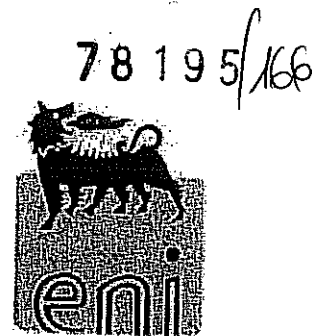
NOME	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI VOTO PER CORRISPONDENZA TOTALE
LAUDUS MONDRIAN INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	140.885
LAZARD ASSET MANAGEMENT LTD.	CARDARELLI ANGELO	58.750
LAZARD ASSET MANAGEMENT LTD.	CARDARELLI ANGELO	440.364
LAZARD EUROPEAN ALPHA FUND	CARDARELLI ANGELO	234.073
LAZARD GLOBAL ACT. FDS PLC-LAZARD GLOBAL CONTROLLED VOLATILITY F	CARDARELLI ANGELO	514
LAZARD GLOBAL ACTIVE FUNDS PLC LAZARD EUROPEAN EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	213.803
LAZARD GLOBAL ACTIVE FUNDS PLC LAZARD PAN EUROPEAN EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	3.460
LAZARD GLOBAL ACTIVE FUNDS PLC-LAZARD GLOBAL TREND FUND	CARDARELLI ANGELO	7.000
LAZARD GLOBAL EQUITY 130/30 FUND	CARDARELLI ANGELO	101.426
LAZARD GLOBAL EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	405.203
LAZARD UK INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	51.360
LAZARD WORLD DIVIDEND & INCOME FUND, INC.	CARDARELLI ANGELO	126.345
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	CARDARELLI ANGELO	634.710
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	CARDARELLI ANGELO	15.000
LBPAM ACTIONS DIVERSIFIED	CARDARELLI ANGELO	356.127
LBPAM ACTIONS EURO	CARDARELLI ANGELO	500.000
LBPAM ACTIONS EUROPE	CARDARELLI ANGELO	170.000
LBPAM ACTIONS FRANCE	CARDARELLI ANGELO	120.334
LBPAM ACTIONS INDICE	CARDARELLI ANGELO	678.255
LBPAM ACTIONS ISR MONDE	CARDARELLI ANGELO	10.000
LBPAM PROFIL 100	CARDARELLI ANGELO	114.132
LBPAM PROFIL 80 PEA	CARDARELLI ANGELO	304.130
LBPAM VOIE LACTEE 2	CARDARELLI ANGELO	25.833
LEGAL AND GENERAL ASSURANCE PENSIONS MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	39.930
LEGAL AND GENERAL ASSURANCE PENSIONS MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	16.332.570
LEGAL AND GENERAL ASSURANCE SOCIETY LIMITED	CARDARELLI ANGELO	568.841
LEGAL AND GENERAL ASSURANCE SOCIETY LIMITED	CARDARELLI ANGELO	744.781
LEGAL AND GENERAL EUROPEAN TRUST	CARDARELLI ANGELO	220.000
LEGALEGENERAL EUROPEAN INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	1.484.672
LEGG MASON COLLECTIVE TRUST	CARDARELLI ANGELO	13.618
LEGG MASON FUNDS ICVC - LEGG MASON CONTINENTAL EUROPEAN EQ F	CARDARELLI ANGELO	8.680
LEGG MASON GLBA TR INC - LEGG MASON BATTERYMARCH INT EQ TR	CARDARELLI ANGELO	118.848
LEGG MASON GLOBAL EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	6.094
LEGG MASON GLOBAL FUNDS PLC-LM BATTERYMARCH EUROPEAN EQUITY FD	CARDARELLI ANGELO	50.082
LEGG MASON GLOBAL FUNDS PLC-LM ROYCE US SMALLCAP OPPORTUNITYFD	CARDARELLI ANGELO	5.111
LEGG MASON INVESTMENT (LUXEMBOURG) S.A.	CARDARELLI ANGELO	14.867
LEGG MASON PARTN VAR EQ TR - LM PARTNERS VAR GLB EQ PTF	CARDARELLI ANGELO	4.900

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE	
LIBERTY BANK	CARDARELLI ANGELO	27.748
LIBERTY MUTUAL EMPLOY THRIFT PLAN	CARDARELLI ANGELO	163.290
LIBERTY MUTUAL INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	28.080
LIBERTY MUTUAL RETIREMENT PLAN MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	109.220
LINCOLNSHIRE COUNTY COUNCIL PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	86.711
LINDE PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	38.080
LION FLAMME	CARDARELLI ANGELO	62.100
LIVRET BOURSE INVESTISSEMENTS	CARDARELLI ANGELO	625.691
LJR LIMITED PARTNERSHIP	CARDARELLI ANGELO	33.563
LJR LIMITED PARTNERSHIP	CARDARELLI ANGELO	62.641
LLOYDS REGISTER SUPERANNUATION FUND ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	178.300
LOCAL 705 INTERNATIONAL BROTHERHOOD OF TEAMSTERS PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	35.836
LOCAL NO 8 IBEW RETIREMENT PLAN AND TRUST	CARDARELLI ANGELO	48.923
LOCAL UNION NO 357 PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	6.950
LOCKHEED MARTIN CORP MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	108.471
LODH OPUS EAFE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	4.000
LOF PZENA GLOBAL VALUE	CARDARELLI ANGELO	36.925
LOGICA MOTIVATION	CARDARELLI ANGELO	1.570
LOMBARD ODIER DARIER HFM SA INSTITUTIONNEL-3D	CARDARELLI ANGELO	195.975
LONDON BOROUGH OF BARKING & DAGENHAM SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	25.700
LONDON BOROUGH OF CAMDEN PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	19.200
LONDON BOROUGH OF CAMDEN PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	500.100
LONDON BOROUGH OF CROYDON PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	13.400
LONDON BOROUGH OF LEWISHAM PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	49.957
LONDON BOROUGH OF MERTON SUPERANNUATION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	19.900
LONDON BOROUGH OF SOUTHWARK PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	21.839
LONDON BOROUGH OF TOWER HAMLETS PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	244.292
LONDON LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	5.486
LONDON LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	210.032
LONDON LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	11.587
LONDON LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	59.733
LONDON PENSIONS FUND AUTHORITY	CARDARELLI ANGELO	27.019
LOS ANGELES CITY EMPLOYEES RETIREMENT	CARDARELLI ANGELO	116.840
LOS ANGELES CITY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	352.910
LOUIS CALDER FOUNDATION INTL PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	10.854
LOUISIANA STATE EMPLOYEES' RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	209.800
LOUISIANA STATE EMPLOYEES' RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	203.400

78195/167

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
LOUVRE HOTELS FCPE	CARDARELLI ANGELO	1.660
LSAAV, LLC	CARDARELLI ANGELO	55.600
LSV Global Stable Value Fund LP	CARDARELLI ANGELO	30.800
LSV INTERNATIONAL VALUE EQUITY TST	CARDARELLI ANGELO	627.400
LSV INTL ENHANCED INDEX FUND LP	CARDARELLI ANGELO	73.200
LSV International (AC) Value Equity Fund, LP	CARDARELLI ANGELO	15.600
LSV NON-US EQUITY LLC	CARDARELLI ANGELO	125.200
LUCENT TECHNOLOGIES INC. DEFINED CONTRIBUTION PLAN MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	523.035
LUCENT TECHNOLOGIES INC. MASTERPENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	178.057
LUCENT TECHNOLOGIES INC. MASTERPENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	86.930
LV CHALLENGE	CARDARELLI ANGELO	39.085
LVIP MONDRIAN INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	589.747
LVIP SSGA DEVELOPED INTERNATIONAL 150 FU	CARDARELLI ANGELO	104.403
LVIP SSGA INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	179.820
LVIP TEMPLETON GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	126.826
Lancashire County Pension Fund	CARDARELLI ANGELO	92.600
Lombard Odier Asset Management (Switzerland) SA	CARDARELLI ANGELO	25.984
Lothian Pension Fund	CARDARELLI ANGELO	246.097
MACIF GESTION	CARDARELLI ANGELO	37.047
MACIF GESTION	CARDARELLI ANGELO	16.448
MACIF GESTION	CARDARELLI ANGELO	161.421
MACIF GESTION	CARDARELLI ANGELO	22.593
MACIF GESTION	CARDARELLI ANGELO	132.195
MACKENZIE 1995 TRUST DTD JULY 21, 1995	CARDARELLI ANGELO	10.550
MACKENZIE UNIVERSAL SUSTAINABLE OPPORTUNITIES CLASS	CARDARELLI ANGELO	18.300
MACQUAIRE INVESTMENT MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	25.270
MACQUAIRE INVESTMENT MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	213.250
MAIF INVEST RESPO EUROPE	CARDARELLI ANGELO	40.842
MAINSTAY 130/30 INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	77.508
MAINSTAY ICAP GLOBAL FUND	CARDARELLI ANGELO	63.850
MAINSTAY ICAP INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	1.996.000
MAINSTAY MAP FUND	CARDARELLI ANGELO	575.050
MAJEDIE INVESTMENTS PLC	CARDARELLI ANGELO	24.000
MAJOR LEAGUE BASEBALL PLAYERS PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	72.000
MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	157.079
MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	634.164
MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	30.836

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NO ME	DELEGATO / VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	128.472
MANAGEMENT BOARD PUBLIC SERVICE PENSION	CARDARELLI ANGELO	120.714
MANES LUCA	OJO GODWIN UYI	5
MANHATTAN AND BRONX SURFACE TRANSIT OPER	CARDARELLI ANGELO	137.200
MANNHEIM TRUST	CARDARELLI ANGELO	7.050
MANULIFE ASSET MANAGEMENT INTERNATIONAL EQUITY INDEX POOLED F	CARDARELLI ANGELO	18.849
MANULIFE GLOBAL FUND	CARDARELLI ANGELO	21.536
MANULIFE INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	238.130
MANULIFE INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	25.924
MANULIFE INVESTMENT EXCHANGE FUND CORP	CARDARELLI ANGELO	65.464
MANULIFE PROPERTY LTD PARTNERSHIP	CARDARELLI ANGELO	56.751
MANULIFE YIELD OPPORTUNITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	109.500
MANVILLE PERSONAL INJURY SETTLEMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	19.870
MARANIC II LLC	CARDARELLI ANGELO	4.700
MARCH FUND	CARDARELLI ANGELO	13.061
MARCO CONSULTING GROUP TRUST 1	CARDARELLI ANGELO	21.200
MARCO CONSULTING GROUP TRUST 1	CARDARELLI ANGELO	11.100
MARITIME SUPER	CARDARELLI ANGELO	30.800
MARKET VECTORS RVE HARD ASSETS PRODUCER ETF	CARDARELLI ANGELO	16.630
MARQUIS INSTITUTIONAL GLOBAL EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	30.106
MARQUIS INSTITUTIONAL GLOBAL EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	11.380
MARS ASSOCIATES' RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	80.326
MARS GMBH	CARDARELLI ANGELO	287.761
MARSH E MCLENNAN RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	35.900
MARSH E MCLENNAN RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	87.071
MARSHFIELD CLINIC MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	73.100
MARTIN CURRIE INVESTMENT FUNDS-MARTIN CURRIE IF-EUROPEAN FUND	CARDARELLI ANGELO	46.514
MARTIN CURRIE PORTFOLIO INVESTMENT TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	126.059
MARY K MC QUISTON MCCAW	CARDARELLI ANGELO	1.200
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	52.566
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	5.100
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	12.000
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	68.020
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	253.630
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	82.423
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	81.211
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	15.686

78195/169

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Sociaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	28.782
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	40.672
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	34.000
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	14.600
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	341.740
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	240.953
MASSACHUSETTS LABORERS ANNUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	29.900
MASSACHUSETTS LABORERS PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	35.192
MASSEY FERGUSON WORKS PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	1.485
MASSMUTUAL SELECT DIVERSIFIED INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	149.308
MASSMUTUAL SELECT GLOBAL ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	51.669
MASSMUTUAL SELECT OVERSEAS FUND	CARDARELLI ANGELO	122.212
MASTER INTERNATIONAL INDEX SERIES OF QUA	CARDARELLI ANGELO	137.508
MASTER INVESTMENT TRUST FOR DEFINED BENEFIT PLANS OF HAWAIIAN AIRLINE	CARDARELLI ANGELO	4.100
MASTER TR AGR FOR CERTAIN TAX QUAL RETIR PL OF BECHTEL CORP	CARDARELLI ANGELO	77.836
MASTER TRUST FOR SIEMENS PENSION PLANS	CARDARELLI ANGELO	45.067
MASTER TRUST FOR SIEMENS SAVINGS PLANS	CARDARELLI ANGELO	116.792
MAURO FERRUCCIO		500
MAXIM INTERNATIONAL INDEX PORTFOLIO OF MAXIM SERIES FUND, INC	CARDARELLI ANGELO	46.950
MAYO CLINIC MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	269.900
MAYO FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	180.150
MD EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	110.015
MD EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	39.800
MD INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	46.838
MD INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	18.700
MDPIM INTERNATIONAL EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	111.100
MDPIM INTERNATIONAL EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	332.956
MEADWESTACO CORP MASTER RETIREMENT	CARDARELLI ANGELO	33.865
MEBA PENSION TRUST - DEFINED BENEFIT PLAN	CARDARELLI ANGELO	1.300
MELLON INVESTMENT FUNDS ICVC NEWTON CONTINENTAL EUROPEAN FUND	CARDARELLI ANGELO	442.170
MELLON INVESTMENT FUNDS ICVC NEWTON EUROPEAN HIGHER INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	68.059
MELLON INVESTMENT FUNDS ICVC NEWTON PAN EUROPEAN FUND	CARDARELLI ANGELO	34.049
MEMORIAL SLOAN KETTERING CANCER CENTER	CARDARELLI ANGELO	36.873
MERCATOR INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	1.397.850
MERCER OSS TRUST	CARDARELLI ANGELO	586.628
MERCHANT INVESTORS ASSURANCE COMPANY LIM	CARDARELLI ANGELO	75.680
MERCHANT INVESTORS ASSURANCE COMPANY LIM	CARDARELLI ANGELO	105.038

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



78195/40

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALE
MERCHANT INVESTORS ASSURANCE COMPANY LIM	CARDARELLI ANGELO	8.936
MERCHANT NAVY OFFICERS PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	137.676
MERCK AND CO., INC MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	49.200
MERCK CAPITAL ASSET MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	114.070
MERCY INVESTMENT SERVICES	CARDARELLI ANGELO	34.183
MERRILL LYNCH (UK) PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	22.483
MERRILL LYNCH INVESTMENT MANAGERS	CARDARELLI ANGELO	216.523
MERSEYSIDE PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	100.000
MERSEYSIDE PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	375.743
MET INVESTOR SERIES TRUST-ALLIANC GLOBAL DYNAMIC ALL PTF	CARDARELLI ANGELO	84.511
MET INVESTORS SERIES TRUST - MET/TEMPLETON GROWTH PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	161.044
METELKA LUCIANO	CARDARELLI ANGELO	5.000
METROPOLE GESTION	CARDARELLI ANGELO	46.000
METROPOLE GESTION	CARDARELLI ANGELO	24.000
METROPOLITAN LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	51.027
METROPOLITAN LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	34.870
METROPOLITAN LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	70.149
METROPOLITAN SERIES FUND MORGAN STANLEY EAFE INDEX PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	172.690
METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 417	CARDARELLI ANGELO	109.925
METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 417	CARDARELLI ANGELO	4.900
METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 417	CARDARELLI ANGELO	232.988
METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 417	CARDARELLI ANGELO	169.905
METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 417	CARDARELLI ANGELO	46.500
METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 417	CARDARELLI ANGELO	195.813
MFS DEVELOPMENT FUNDS, LLC	CARDARELLI ANGELO	1.215
MFS DEVELOPMENT FUNDS, LLC	CARDARELLI ANGELO	600
MFS MERIDIAN FUNDS-CONTINENTAL EUROPEAN EQUITY	CARDARELLI ANGELO	16.916
MGI FUNDS PLC	CARDARELLI ANGELO	88.231
MGI FUNDS PLC	CARDARELLI ANGELO	509.807
MGI FUNDS PLC	CARDARELLI ANGELO	96.678
MGI FUNDS PLC	CARDARELLI ANGELO	18.500
MGI INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	54.580
MGI INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	15.145
MGI INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	19.919
MGI NON-US CORE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	67.186
MGI NON-US CORE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	101.325
MGI NON-US CORE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	279.812

18195/171

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NO	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
NO	VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE
MHTE - Lyda Hill Trust	CARDARELLI ANGELO	5.706
MICHELIN PENSIONS TRUST LIMITED	CARDARELLI ANGELO	143.400
MICOSSI MIRENA	Voto per Corrispondenza	200
MICROSOFT CORPORATION SAVINGS PLUS 401(K) PLAN	CARDARELLI ANGELO	70.000
MICROSOFT CORPORATION SAVINGS PLUS 401(K) PLAN	CARDARELLI ANGELO	97.608
MICROSOFT GLOBAL FINANCE LIMITED	CARDARELLI ANGELO	245.757
MICROSOFT GLOBAL FINANCE LIMITED	CARDARELLI ANGELO	136.720
MIDDLESEA VALLETTA LIFE ASSURANCE CO LTD	CARDARELLI ANGELO	109.154
MILITARY SUPERANNUATION AND BENEFITS FUND N.1	CARDARELLI ANGELO	20.324
MILLPENCIL (US) LP	CARDARELLI ANGELO	2.508
MILLPENCIL (US) LP	CARDARELLI ANGELO	2.295
MINEWORKERS PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	643.472
MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE	DI STEFANO STEFANO	157.552.137
MINISTRY OF FINANCE OF THE REPUBLIC OF KAZAKHST	CARDARELLI ANGELO	214.614
MINISTRY OF FINANCE OF THE REPUBLIC OF KAZAKHST	CARDARELLI ANGELO	96.573
MINISTRY OF FINANCE OF THE REPUBLIC OF KAZAKHST	CARDARELLI ANGELO	72.362
MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	CARDARELLI ANGELO	170.646
MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	CARDARELLI ANGELO	13.207
MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	CARDARELLI ANGELO	20.378
MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	CARDARELLI ANGELO	14.600
MINNESOTA LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	17.942
MINNESOTA LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	9.168
MINNESOTA LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	36.958
MIRABAUD - EQUITIES GLOBAL	CARDARELLI ANGELO	13.000
MISSOURI LOCAL GOV.EMPL.RETIR.SYTEM	CARDARELLI ANGELO	104.045
MISSOURI LOCAL GOV.EMPL.RETIR.SYTEM	CARDARELLI ANGELO	27.287
MIZUHO GLOBAL EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	85.328
MLC LIMITED	CARDARELLI ANGELO	5.618
MLC LIMITED	CARDARELLI ANGELO	1.625
MLC LIMITED	CARDARELLI ANGELO	13.026
MLI GEF ACC CLIENT GENERAL	CARDARELLI ANGELO	111.362
MLPF&S - RESIDENT GROSS INVESTOR	CARDARELLI ANGELO	10.900
MML FOREIGN FUND	CARDARELLI ANGELO	204.713
MONDRIAN GLOBAL EQUITY FUND L.P.	CARDARELLI ANGELO	160.050
MONDRIAN WORLD EX-US EQUITY FUND LP	CARDARELLI ANGELO	541.530
MONETARY AUTHORITY OF SINGAPORE	CARDARELLI ANGELO	76.000
MONNET	CARDARELLI ANGELO	18.656

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ SPO VOTO RER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI IN TOTALE
MONSANTO COMPANY DEFINED CONTRIBUTION E	CARDARELLI ANGELO	28.504
MONSANTO ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	4.700
MONSANTO COMPANY MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	34.044
MONT JOIE INVESTISSEMENTS	CARDARELLI ANGELO	1.525
MONTANA BOARD OF INVESTMENTS	CARDARELLI ANGELO	29.405
MONTANA BOARD OF INVESTMENTS	CARDARELLI ANGELO	43.000
MOOG INC EMPLOYEES RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	23.300
MORGAN STANLEY FUNDS (UK) EUROPE (EX UK) EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	29.240
MORGAN STANLEY INSTITUTIONAL FUND, INC. - INT EQ PTF	CARDARELLI ANGELO	2.378.077
MORGAN STANLEY INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	179.615
MORGAN STANLEY INTERNATIONAL VALUE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	102.736
MORGAN STANLEY INV MGMT INT EQ TRUST II	CARDARELLI ANGELO	76.008
MORGAN STANLEY INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	5.789
MORGAN STANLEY INVESTMENT FUNDS	CARDARELLI ANGELO	249.608
MORGAN STANLEY INVESTMENT MANAGEMENT INT EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	2.070.639
MORGAN STANLEY OFFSHORE INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	245.711
MORGAN STANLEY STRATEGIST FUND	CARDARELLI ANGELO	31.745
MORRIS & GWENDOLYN CAFRITZ FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	47.621
MOTOROLA INC PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	130.225
MSCI EAFE PROV SCREENED INDEX NON - LENDING COMMON TR FUND	CARDARELLI ANGELO	53.150
MT AGREEMENT BETWEEN PFIZER&NT COMPANY	CARDARELLI ANGELO	207.773
MT AGREEMENT BETWEEN PFIZER&NT COMPANY	CARDARELLI ANGELO	67.975
MT AGREEMENT BETWEEN PFIZER&NT COMPANY	CARDARELLI ANGELO	155.869
MT.WHITNEY SECURITIES,INC	CARDARELLI ANGELO	72.786
MTBJ DAIDO LIFE FOREIGN EQUITY MOTHER FD	CARDARELLI ANGELO	15.675
MULTI ASSET REAL RETURN FUND/ALLINACE	CARDARELLI ANGELO	21.580
MULTI MANAGER INV. PROGRAMMES PCC	CARDARELLI ANGELO	383.500
MULTI-MANAGER ICVC - MULTI-MANGER INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	185.000
MULTI-MANAGER ICVC - MULTI-MANGER INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	181.003
MULTI-MANAGER ICVC - MULTI-MANGER INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	170.123
MULTI-STYLE, MULTI-MANAGER FUNDS PLC	CARDARELLI ANGELO	13.682
MULTILATERAL INVESTMENT GUARANTEE AGENCY	CARDARELLI ANGELO	17.363
MULTIPAR SOLIDAIRE DYNA SR	CARDARELLI ANGELO	106.442
MUNDER INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	11.211
MUNDER INTERNATIONAL FUND-CORE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	2.876
MUNICIPAL EMP ANNUITY E BEN FD CHICA	CARDARELLI ANGELO	111.621
MUNICIPAL EMP ANNUITY E BEN FD CHICA	CARDARELLI ANGELO	45.163

78195/173

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

INOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALI
MUNICIPAL POLICE EMPLOYEES RETIREMENT	CARDARELLI ANGELO	58.400
MUNICIPAL POLICE EMPLOYEES RETIREMENT	CARDARELLI ANGELO	24.763
MURRAY INCOME TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	830.000
MURRAY INTERNATIONAL TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	1.070.000
MVP HEALTH PLAN, INC.	CARDARELLI ANGELO	5.300
McGRAW HILL RET. PLN COLL. INV. TRUST	CARDARELLI ANGELO	32.547
Mondrian Group trust	CARDARELLI ANGELO	932.739
Mondrian Large Cap Concentrated Internal	CARDARELLI ANGELO	20.785
Multimix Wholesale International Shares	CARDARELLI ANGELO	1.089
Multimix Wholesale International Shares	CARDARELLI ANGELO	48.400
N 1 RENDEMENT USINOR	CARDARELLI ANGELO	20.910
N/A CONFIDENTIAL	CARDARELLI ANGELO	25.001
NATEXIS PERFORMANCE I	CARDARELLI ANGELO	14.999
NATIONAL AUSTRALIA BANK GROUP SUPERANNUATION FUND A	CARDARELLI ANGELO	130.200
NATIONAL COUNCIL FOR SOCIAL SECURITY FUND	CARDARELLI ANGELO	149.475
NATIONAL COUNCIL FOR SOCIAL SECURITY FUND	CARDARELLI ANGELO	38.700
NATIONAL COUNCIL FOR SOCIAL SECURITY FUND	CARDARELLI ANGELO	12.699
NATIONAL ELEVATOR INDUSTRY PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	56.500
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	587.407
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	32.880
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	105.315
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	843.324
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	1.223.300
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	159.979
NATIONAL PENSION SERVICE	CARDARELLI ANGELO	237.854
NATIONAL PENSIONS RESERVE FUND COMMISSION	CARDARELLI ANGELO	224.434
NATIONAL PENSIONS RESERVE FUND COMMISSION	CARDARELLI ANGELO	108.351
NATIONAL RAILROAD INVESTMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	198.570
NATIONAL RURAL ELECTRIC COOPERATIVE ASS (RS PLAN 333)	CARDARELLI ANGELO	234.900
NATIONAL TRUST FOR SCOTLAND	CARDARELLI ANGELO	16.902
NATIONAL WESTMINSTER LIFE ASSURANCE LTD	CARDARELLI ANGELO	29.466
NATIONAL WESTMINSTER LIFE ASSURANCE LTD	CARDARELLI ANGELO	16.949
NATIONAL WESTMINSTER REINSURANCE LTD	CARDARELLI ANGELO	1.946
NATIONWIDE INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	321.257
NATIONWIDE PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	222.998
NATIXIS AM	CARDARELLI ANGELO	196.200
NATIXIS AM	CARDARELLI ANGELO	450.529

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
NATIXIS ES ACTIONS EURO	CARDARELLI ANGELO	95.458
NATIXIS EURO ACTIONS VALUE	CARDARELLI ANGELO	557.485
NAV Canada Pension Plan	CARDARELLI ANGELO	29.951
NBT MAIN A C (NCB CLEARING SVCS)	CARDARELLI ANGELO	43.300
NCM LTD CLIENT AC R & L BAXTER	CARDARELLI ANGELO	300
NCM LTD CLT A/C S RAMIN	CARDARELLI ANGELO	435
NCR CORPORATION PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	4.200
NEBRASKA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEMS	CARDARELLI ANGELO	226.046
NEPTUNE INV FUNDS III NEPTUNE GLOBAL LONG/SHORT SECTOR F	CARDARELLI ANGELO	900
NESTEGG 2020 FUND	CARDARELLI ANGELO	3.101
NESTEGG 2030 FUND	CARDARELLI ANGELO	3.353
NESTEGG 2040 FUND	CARDARELLI ANGELO	4.765
NESTEGG DOW JONES 2010 FUND .	CARDARELLI ANGELO	889
NEW EAGLE HOLDINGS LLC	CARDARELLI ANGELO	6.000
NEW IRELAND ASSURANCE CO PLC	CARDARELLI ANGELO	46.944
NEW STAR INVESTMENT FUND OEIC	CARDARELLI ANGELO	465.966
NEW STAR INVESTMENT FUND OEIC	CARDARELLI ANGELO	6.506
NEW STAR OEIC	CARDARELLI ANGELO	49.474
NEW WORLD FUND, INC	CARDARELLI ANGELO	272.000
NEW YORK LIFE INSURANCE & ANNUITY CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	123.900
NEW YORK LIFE INSURANCE & ANNUITY CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	244.300
NEW YORK LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	8.939
NEW YORK LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	256.100
NEW YORK LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	1.456.600
NEW YORK LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	161.800
NEW YORK LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	637.000
NEW YORK LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	3.344
NEW YORK STATE BANKERS RETIREMENT SYSTEM VOL SUBMITTER PLAN	CARDARELLI ANGELO	7.620
NEW YORK STATE COMMON RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	473.762
NEW YORK STATE COMMON RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	63.300
NEW YORK STATE COMMON RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	305
NEW YORK STATE COMMON RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	66.320
NEW YORK STATE DEFERRED COMPENSATION PLAN	CARDARELLI ANGELO	21.128
NEW YORK STATE DEFERRED COMPENSATION PLAN	CARDARELLI ANGELO	71.000
NEW YORK STATE DEFERRED COMPENSATION PLAN	CARDARELLI ANGELO	21.811
NEW YORK STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	83.969
NEW YORK STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	365.000

16195/175

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
NEW YORK STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	136.000
NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	77.100
NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	61.699
NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	229.896
NEWTON ASSET MANAGEMENT LTD	CARDARELLI ANGELO	19.586
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	6.700
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LTD	CARDARELLI ANGELO	8.180
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LTD	CARDARELLI ANGELO	1.471
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LTD	CARDARELLI ANGELO	11.950
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LTD CLIENT A C BOSPC (AT BNYE)	CARDARELLI ANGELO	8.290
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LTD CLIENT A C GROSS CLIENTS	CARDARELLI ANGELO	207.305
NEWTON INVESTMENT MANAGEMENT LTD CLIENT A C GROSS CLIENTS	CARDARELLI ANGELO	120.729
NEWTON INVESTMENT MGMT LTD CLIENT AC RBS PRIVATE CLIENTS AT BNYE	CARDARELLI ANGELO	7.800
NEXTERA ENERGY SEABROOK LLC PART IN SEABROOK NUCLEAR FIN FUND	CARDARELLI ANGELO	3.193
NFU MUTUAL GLOBAL GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	40.000
NICHOLAS APPLGATE INTERNATIONAL SYSTEMATIC FUND LLC	CARDARELLI ANGELO	24.406
NIGOSC ADMINISTERS NILG PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	432.955
NIKKO AM WORLD FDS-AM INTECH GLOBAL CORE FUND	CARDARELLI ANGELO	8.355
NIKKO MELLON GLOBAL MARKET FUND MELLON OFF.F.C/O CIBC BANK AND	CARDARELLI ANGELO	530
NIKKO MELLON GLOBAL TRI-ASSET FUND	CARDARELLI ANGELO	24.790
NIM CLIENT A C PIM PENSION FUNDS (IM)	CARDARELLI ANGELO	1.000
NIM LTD CLIENT A C NI USD US 30MELLON FINANCIAL CENTRE	CARDARELLI ANGELO	915
NOMURA ASSET MANAGEMENT INSTITUTIONAL GLOBAL TRUST	CARDARELLI ANGELO	112.800
NOMURA PARTNERS FUNDS, INC. - INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	5.300
NOMURA TRUST+BANKING CO LTD RE NIKKO GLB HGH INC.EQUITY MF	CARDARELLI ANGELO	95.623
NON-US EQUITY MANAGERS PORTFOLIO 4	CARDARELLI ANGELO	93.700
NORGES BANK (CENTRAL BANK OF NORWAY)	CARDARELLI ANGELO	1.570.154
NORTEL NETWORKS LONG-TERM INVEST PLAN	CARDARELLI ANGELO	14.493
NORTH DAKOTA STATE INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	23.300
NORTH YORKSHIRE PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	106.000
NORTHERN INSTIT FUNDS INT INDEX PF	CARDARELLI ANGELO	66.300
NORTHERN INTL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	374.262
NORTHERN TRUST MANAGED FUNDS	CARDARELLI ANGELO	98.520
NORTHERN TRUST MANAGED FUNDS	CARDARELLI ANGELO	20.400
NORTHERN TRUST PRIVATE INVESTMENT F	CARDARELLI ANGELO	31.869
NORTHERN TRUST ROBUSTA FUND	CARDARELLI ANGELO	192.009
NORTHERN TRUST ROBUSTA FUND	CARDARELLI ANGELO	212.018

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
NORTHERN TRUST UNIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	394.835
NORTHERN TRUSTEE FIDUCIARY SERVICES (GUE	CARDARELLI ANGELO	147.618
NORTHERN TRUSTEE FIDUCIARY SERVICES (GUE	CARDARELLI ANGELO	124.400
NORTHROP GRUMMAN CORPORATION VEB MASTER TRUST I	CARDARELLI ANGELO	10.210
NORTHWEST EAFE FUND	CARDARELLI ANGELO	99.403
NORTHWEST GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	341.481
NORTHWESTERN MUTUAL SERIES F. INC INTL.EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	937.925
NOTARFONZO ARNALDO		2.000
NOTTINGHAMSHIRE COUNTY COUNCIL PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	157.102
NOVA SCOTIA ASSOC OF HEALTH ORG PENS PL	CARDARELLI ANGELO	116.119
NOVA SCOTIA PUBLIC SERVICE SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	53.908
NOVA SCOTIA TEACHERS'PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	74.467
NOVARTIS CORPORATION PENSION MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	10.147
NSP MINNESOTA PRAIRIE I RETAIL QUALIFIED TRUST	CARDARELLI ANGELO	10.407
NSP MINNESOTA RETAIL PRAIRIE II QUALIFIED TRUST	CARDARELLI ANGELO	11.169
NSP MONTICELLO MINNESOTA RETAIL QUALIFIED TRUST	CARDARELLI ANGELO	12.946
NT GLOBAL INVESTMENT COLL FUNDS	CARDARELLI ANGELO	2.353.779
NT GLOBAL INVESTMENT COLL FUNDS	CARDARELLI ANGELO	208.039
NT GLOBAL INVESTMENT COLL FUNDS	CARDARELLI ANGELO	40.511
NT GLOBAL INVESTMENT COLL FUNDS	CARDARELLI ANGELO	3.982
NT GLOBAL INVESTMENT COLL FUNDS	CARDARELLI ANGELO	968.189
NT INVESTMENT FUNDS PUBLIC LTD CO	CARDARELLI ANGELO	259.536
NTGI ENHANCED EQUITY FUND LENDING	CARDARELLI ANGELO	119.480
NTGI-QM Common Daily All Country World e	CARDARELLI ANGELO	6.157
NTGI-QM Common Daily EAFE Index Fund - Non Lending	CARDARELLI ANGELO	54.636
NTUC INCOME INSURANCE COOPERATIVE LIMITED	CARDARELLI ANGELO	28.108
NUCLEAR ELECTRIC INSURANCE LIMITED	CARDARELLI ANGELO	58.775
NUCLEAR LIABILITIES FUND LIMITED	CARDARELLI ANGELO	282.496
NV ENERGY INC MASTER DEFINED BENEFIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	66.214
NVIT INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	69.100
NVIT MULTI-MANAGER INTERNATIONAL VALUE F	CARDARELLI ANGELO	347.799
NZGT - ING WHOLESALE INTL SHARE NO.3 FUND	CARDARELLI ANGELO	449.845
National Council for Social Sec FUND	CARDARELLI ANGELO	48.500
National Council for Social Sec FUND	CARDARELLI ANGELO	48.996
National Railroad Retirement Investment Trust	CARDARELLI ANGELO	49.425
Nelke Partnership	CARDARELLI ANGELO	195.449
	CARDARELLI ANGELO	4.615

78195177

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

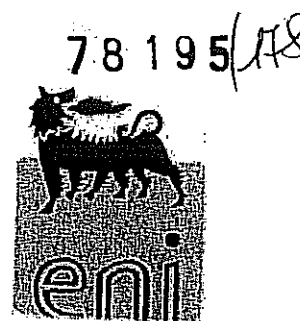
NO ME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
Nikko AM Investment Trust (Luxembourg) - Nikko AM INTECH Kokusai Fund	CARDARELLI ANGELO	1.813
North Dakota State Investment Board	CARDARELLI ANGELO	66.400
Northern Global Sustainability Index Fun	CARDARELLI ANGELO	23.145
Northern Trust Non-UCITS Common Contract	CARDARELLI ANGELO	9.029
OACET	CARDARELLI ANGELO	11.175
OCP EPARGNE	CARDARELLI ANGELO	5.533
OFFICEMAX MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	45.693
OFI AM ATTN AHMED BENCHIHA	CARDARELLI ANGELO	150.739
OFI AM ATTN AHMED BENCHIHA	CARDARELLI ANGELO	80.500
OFI MULTI SELECT	CARDARELLI ANGELO	22.794
OFI NEMO	CARDARELLI ANGELO	127.000
OGE ENERGY CORP. RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	8.392
OGLETHORPE POWER CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	20.720
OHIO POLICE AND FIRE PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	54.361
OKLAHOMA FIREFIGHTERS PENSION & RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	15.576
OKLAHOMA PUBLIC EMPLOYEES RET. SYS.	CARDARELLI ANGELO	387.113
OMERS ADMINISTRATION CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	1.251.580
OMERS ADMINISTRATION CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	4.971.210
OMPEN-P FONDS PROPRES	CARDARELLI ANGELO	850
ONEPATH GLOBAL SHARES - LARGE CAP (HEDGED) INDEX POOL	CARDARELLI ANGELO	27.663
ONEPATH GLOBAL SHARES - LARGE CAP (UNHEDGED) INDEX POOL	CARDARELLI ANGELO	35.743
ONOFRI MARIA	ANGELETTI FRANCO	5
ONTARIO PENSION BOARD	CARDARELLI ANGELO	292.972
ONTARIO PENSION BOARD	CARDARELLI ANGELO	104.041
ONTARIO PENSION BOARD	CARDARELLI ANGELO	523.600
ONTARIO POWER GENERATION INC.	CARDARELLI ANGELO	255.404
ONTARIO POWER GENERATION INC.	CARDARELLI ANGELO	267.618
ONTARIO POWER GENERATION INC. PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	317.108
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	CARDARELLI ANGELO	518.800
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	CARDARELLI ANGELO	906.000
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	CARDARELLI ANGELO	129.700
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	CARDARELLI ANGELO	834.612
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	CARDARELLI ANGELO	900.800
OP-FONDS AEV HAEK	CARDARELLI ANGELO	75.263
OPEC FUND FOR INTERNATIONAL DEVELOPMENT	CARDARELLI ANGELO	124.365
OPENWORLD PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	201.329
OPENWORLD PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	288.475

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALI
OPERATING ENGINEERS LOCAL 101 PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	49.763
OPTIMIX WHOLESALE GLOBAL SHARE TRUST	CARDARELLI ANGELO	507.000
OPTIMUM INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	43.600
OPTIMUM INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	192.901
ORANGE COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	66.562
ORANGE COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	61.815
ORANGE COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	157.000
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	1.080.700
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	186.527
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	146.100
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	290.770
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	13.800
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	45.860
OREGON PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	57.905
OREGON UNIVERSITY SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	3.125
ORG FOR SMALL&MEDIUM ENTERPRISES AND REGIONAL INNOVATION	CARDARELLI ANGELO	145.422
ORIZABA, LP	CARDARELLI ANGELO	20.684
OSF HEALTHCARE SYSTEMS	CARDARELLI ANGELO	25.950
OSF HEALTHCARE SYSTEMS	CARDARELLI ANGELO	43.800
OWENS CORNING DEFINED BENEFIT MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	30.495
Overstone Fund PLC	CARDARELLI ANGELO	3.040.023
Overstone Fund PLC	CARDARELLI ANGELO	16.100
Overstone Fund PLC	CARDARELLI ANGELO	29.641
P.H. GLATFELTER COMPANY MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	15.620
PACE INTERNATIONAL EQUITY INVESTMENTS	CARDARELLI ANGELO	87.482
PACE INTERNATIONAL EQUITY INVESTMENTS	CARDARELLI ANGELO	216.286
PACIFIC GAS AND ELECTRIC QUALIFIED CPUC DECOMMISSIONING TRUST	CARDARELLI ANGELO	84.273
PACIFIC LIFE FUNDS - PL INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	113.143
PACIFIC SALMON COMMISSION LSV	CARDARELLI ANGELO	11.400
PACIFIC SELECT FUND INTERNATIONAL VALUE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	1.623.674
PACIFICO RICCARDO	CARDARELLI ANGELO	30
PACKEL GLOBAL FUND	CARDARELLI ANGELO	5.751
PANAGORA DYNAMIC GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	160.900
PANAGORA GROUP TRUST .	CARDARELLI ANGELO	3.319
PANAGORA GROUP TRUST .	CARDARELLI ANGELO	3.007
PARAMETRIC STRUCTURED ABSOLUTE RETURN PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	19.095
PARVEST	CARDARELLI ANGELO	68.381

78.195/179

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
PARVEST	CARDARELLI ANGELO	305.424
PARVEST	CARDARELLI ANGELO	70.927
PARWORLD	CARDARELLI ANGELO	96.363
PAX MSCI EAFE ESG INDEX ETF	CARDARELLI ANGELO	2.063
PEDERSOLI LANFRANCO		500
PENN SERIES DEVELOPED INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	16.113
PENSION BENEFIT GUARANTY CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	84.197
PENSION FUND ASSOCIATION FOR LOCAL GOVER	CARDARELLI ANGELO	284.725
PENSION FUND ASSOCIATION FOR LOCAL GOVERNMENT OFFICIALS	CARDARELLI ANGELO	118.004
PENSION FUND OF SUMITOMO MITSUI BANKING CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	16.794
PENSION FUND OF THE CHRISTIAN CHURCH	CARDARELLI ANGELO	122.836
PENSION FUND OF THE CHRISTIAN CHURCH	CARDARELLI ANGELO	13.000
PENSION FUND SOCIETY OF THE BANK OF MONTREAL	CARDARELLI ANGELO	28.400
PENSION FUND SOCIETY OF THE BANK OF MONTREAL	CARDARELLI ANGELO	92.351
PENSION PLAN FOR EMPL BRIST MAYER SQUIBB	CARDARELLI ANGELO	1.750
PENSION PLAN OF LOCAL 464A	CARDARELLI ANGELO	20.676
PENSION PROTECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	11.265
PENSION RESERVES INVESTMENT TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	174.561
PENSION RESERVES INVESTMENT TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	734.221
PENSION RESERVES INVESTMENT TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	765.363
PENSIONS MANAGEMENT (S.W.F.) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	44.707
PENSIONS KASSE POST	CARDARELLI ANGELO	34.800
PENSIONS KASSE POST	CARDARELLI ANGELO	400.120
PENSIONS KASSE POST	CARDARELLI ANGELO	40.960
PENSIONS KASSERNES ADMINISTRATION AS	CARDARELLI ANGELO	191.655
PENSIONS KASSERNES ADMINISTRATION AS	CARDARELLI ANGELO	131.053
PEOPLE'S BANK OF CHINA	CARDARELLI ANGELO	56.403
PEOPLE'S BANK OF CHINA	CARDARELLI ANGELO	171.324
PEOPLE'S BANK OF CHINA	CARDARELLI ANGELO	3.197
PETERCAM B FUND	CARDARELLI ANGELO	2.000
PETERCAM B FUND	CARDARELLI ANGELO	270.000
PETERCAM B FUND	CARDARELLI ANGELO	15.500
PETRICCA ALBERTO		1.900
PETTELAAR EFF.BEW.BEDR.INZAKE SNS EURO AAND	CARDARELLI ANGELO	2.825.091
PETTELAAR EFFECTENBEW INZ SNSRESP IND FND	CARDARELLI ANGELO	272.323
PETTELAAR EFFECTENBEWAARBEDRIJF.N.V.	CARDARELLI ANGELO	28.000
PFIZER GROUP PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	352.100

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA 8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
PFP-ISR	CARDARELLI ANGELO	5.040
PG&E POSTRET. MEDICAL PLAN TR.MGMT & NONBARGAINING	CARDARELLI ANGELO	10.698
PHILIPS ELECTRONICS N.A. CORP MASTER RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	17.930
PHILIPS HAGER E NORTH OVER EQ FUND	CARDARELLI ANGELO	188.435
PHILIPS,HAGENTH O/SEAS PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	603.750
PHITRUST ACTIVE INVESTORS EURO ACTIVE INVESTORS FUND	CARDARELLI ANGELO	4.719
PHL VARIABLE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	57.500
PHOENIX COMSTOCK SERIES	CARDARELLI ANGELO	441.300
PICTET & CIE/NON RES EXEMPT GCT	CARDARELLI ANGELO	39.372
PICTET EUROPEAN SUSTAINABLE EQUITIES	CARDARELLI ANGELO	136.500
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	1.330
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	4.795
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	1.335
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	1.390
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	5.775
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	5.670
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	2.780
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	2.995
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	3.624
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	101.424
PICTET and COMPANY GENEVA	CARDARELLI ANGELO	1.405
PINEBRIDGE GLOBAL FUNDS	CARDARELLI ANGELO	13.079
PINEBRIDGE GLOBAL TRUST CLASS C	CARDARELLI ANGELO	208.400
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	CARDARELLI ANGELO	700.404
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	CARDARELLI ANGELO	1.877.498
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	CARDARELLI ANGELO	379.024
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	CARDARELLI ANGELO	181.781
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	CARDARELLI ANGELO	37.335
PLUMBING & MECHANICAL SERVICES (UK) INDU	CARDARELLI ANGELO	12.598
PNC BANK N.A.	CARDARELLI ANGELO	2.680
PNC INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	31.201
POINT BEACH UNIT 1 AND UNIT 2 NO TRUST-ACCOUNTING MECHANISM	CARDARELLI ANGELO	4.888
POOL L EQUITY SRI EUROPE	CARDARELLI ANGELO	46.525
POOL L EQUITY WORLD	CARDARELLI ANGELO	92.279
POOL L GLOBAL HIGH DIVIDEND EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	8.321
POOL L GLOBAL QUANT EQUITY	CARDARELLI ANGELO	56.958
POTOMAC ELECTRIC POWER COMPANY RETIREMENT PLAN MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	86.540

78195/181

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI C. TOTALE
POWERSHARES GLOBAL FUNDS IRELAND PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	5.910
POWERSHARES GLOBAL FUNDS IRELAND PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	1.710
POWERSHARES GLOBAL FUNDS IRELAND PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	4.318
PREDICA ISR EUROPE	CARDARELLI ANGELO	6.179
PREDICA ISR MONDE	CARDARELLI ANGELO	7.790
PREPAR CROISSANCE	CARDARELLI ANGELO	89.224
PREVIPOSTE	CARDARELLI ANGELO	49.117
PREVIPOSTE	CARDARELLI ANGELO	83.206
PREVIPOSTE	CARDARELLI ANGELO	70.350
PRINCE GEORGES COUNTY SUPPLEMENTAL PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	10.800
PRINCIPAL FUNDS INC GLOBAL MULTI STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	2.258
PRINCIPAL FUNDS INC INTERNATIONAL VALUE FUND 1	CARDARELLI ANGELO	435.062
PRINCIPAL FUNDS INC INTERNATIONAL VALUE FUND 1	CARDARELLI ANGELO	96.989
PRINCIPAL FUNDS INC- INTERNATIONAL GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	43.528
PRINCIPAL FUNDS INC-INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	150.799
PRINCIPAL VARIABLE CONTRACTS FUND INC ASSET ALLOCATIONACCOUNT	CARDARELLI ANGELO	2.073
PRINCIPAL VARIABLE CONTRACTS FUNDS INC- INTERNATIONAL EMERGING MARKETS	CARDARELLI ANGELO	55.000
PROFESSIONEL FORENINGEN INSTITUTIONEL IN	CARDARELLI ANGELO	137.345
PROVIDENCE HEALTH SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	61.200
PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	CARDARELLI ANGELO	283.133
PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	CARDARELLI ANGELO	122.800
PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	CARDARELLI ANGELO	9.473
PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	CARDARELLI ANGELO	178.162
PRUDENTIAL SERIES FUND SPINTERNATIONAL VALUE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	38.600
PRUDENTIAL TRUST CO MASTER COMMINGLED INV F FOR TAX EXEMPT TR	CARDARELLI ANGELO	90.134
PRUDENTIAL TRUST COMPANY COLLECTIVE TRUST	CARDARELLI ANGELO	9.600
PRUDENTIAL WORLD FUND INC - PRUDENTIAL INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	35.100
PRUDENTIAL WORLD FUND INC DRYDEN INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	93.086
PS FTSE RAFI DEVEL MAR EXUS PORT	CARDARELLI ANGELO	114.410
PUBLIC EDUCATION RET SYSTEM MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	32.525
PUBLIC EDUCATION RET SYSTEM MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	10.481
PUBLIC EDUCATION RET SYSTEM MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	6.800
PUBLIC EMPLOYEE RETIREMENT SYSTEM OF IDAHO	CARDARELLI ANGELO	110.008
PUBLIC EMPLOYEE RETIREMENT SYSTEM OF IDAHO	CARDARELLI ANGELO	564.200
PUBLIC EMPLOYEE RETIREMENT SYSTEM OF IDAHO	CARDARELLI ANGELO	322.435
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	255.141
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	111.537

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO AZIONI
	VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	61.318
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF MISSISSIPPI	CARDARELLI ANGELO	177.130
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF NEVADA	CARDARELLI ANGELO	705.314
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF NEVADA	CARDARELLI ANGELO	365.668
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	1.370.034
PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	404.800
PUBLIC SCHOOL RET SYSTEM OF MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	4.795
PUBLIC SCHOOL RET SYSTEM OF MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	279.195
PUBLIC SCHOOL RET SYSTEM OF MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	29.664
PUBLIC SCHOOL RET SYSTEM OF MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	95.640
PUBLIC SCHOOL RET SYSTEM OF MISSOURI	CARDARELLI ANGELO	64.300
PUBLIC SCHOOL TEACHERS PNS & RET.FND	CARDARELLI ANGELO	300.026
PUBLIC SCHOOL TEACHERS PNS & RET.FND	CARDARELLI ANGELO	31.896
PUBLIC SCHOOL TEACHERS PNS E RET.FND CHICAGO	CARDARELLI ANGELO	29.321
PUBLIC SCHOOL TEACHERS PNS E RET.FND CHICAGO	CARDARELLI ANGELO	6.240
PUBLIC SCHOOL TEACHERS PNS E RET.FND CHICAGO	CARDARELLI ANGELO	8.300
PUBLIC SECTOR PENSION INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	609.772
PUBLIC SECTOR PENSION INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	248.862
PUTNAM ASSET ALLOCATION FUNDS - BALANCED PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	41.496
PUTNAM ASSET ALLOCATION FUNDS - CONSERVATIVE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	18.689
PUTNAM ASSET ALLOCATION FUNDS - GROWTH PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	77.685
PUTNAM ASSET ALLOCATION: EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	1.330
PUTNAM FUNDS TRUST - PUTNAM INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	121.156
PUTNAM GLOBAL ENERGY FUND	CARDARELLI ANGELO	27.868
PUTNAM GLOBAL NATURAL RESOURCES FUND	CARDARELLI ANGELO	270.544
PUTNAM RETIREMENT ADVANTAGE GAA BALANCE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	6.134
PUTNAM RETIREMENT ADVANTAGE GAA CONSERVATIVE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	867
PUTNAM RETIREMENT ADVANTAGE GAA EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	2.062
PUTNAM RETIREMENT ADVANTAGE GAA GROWTH PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	8.667
PUTNAM TOTAL RETURN FUND, LLC	CARDARELLI ANGELO	11.067
PUTNAM TOTAL RETURN TRUST	CARDARELLI ANGELO	69.665
PUTNAM VAR TRUST - PUTNAM VT INT VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	65.384
PUTNAM VARIABLE TRUST - PUTNAM VT GLOBAL ASSET ALLOCATION F	CARDARELLI ANGELO	8.374
PUTNAM WORLD TRUST	CARDARELLI ANGELO	3.932
PYRAMIS GLOBAL EX US INDEX FUND LP	CARDARELLI ANGELO	79.865
PYRAMIS GROUP TR FOR EMPLOYEES BENEF PLA	CARDARELLI ANGELO	742.900
PYRAMIS GROUP TR FOR EMPLOYEES BENEF PLA	CARDARELLI ANGELO	156.242

78195/183

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

ANOME	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE	
PYRAMIS GROUP TR FOR EMPLOYEES BENEF PLA	CARDARELLI ANGELO	39.000
PYRAMIS GROUP TR FOR EMPLOYEES BENEF PLAN	CARDARELLI ANGELO	22.100
PYRAMIS INTERNATIONAL GROWTH FUND LLC	CARDARELLI ANGELO	8.309
PYRAMIS INTERNATIONAL GROWTH TRUST	CARDARELLI ANGELO	47.659
PYRAMIS SELECT GLOBAL EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	63.400
PYRAMIS SELECT INTER EQ FUND LLC	CARDARELLI ANGELO	26.900
PYRAMIS SELECT INTERNATIONAL EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	118.000
PZENA EAFE DYNAMIC VALUE SERVICES FUND	CARDARELLI ANGELO	450
PZENA EAFE DYNAMIC VALUE SERVICES FUND	CARDARELLI ANGELO	575
PZENA INTERNATIONAL VALUE SERVICE	CARDARELLI ANGELO	991
PZENA VALUE GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	68.984
PZENA VALUE GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	35.300
PZENA VALUE GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	67.500
PZENA VALUE TRUST	CARDARELLI ANGELO	3.375
Pension Boards-United Church of Christ	CARDARELLI ANGELO	27.700
Pension Plan Trust Fund	CARDARELLI ANGELO	233.845
Publix Super Markets	CARDARELLI ANGELO	18.300
QANTAS SUPERANNUATION LIMITED AS TRUSTEE FOR THE QANTAS SUPERANNUATI	CARDARELLI ANGELO	24.901
QIC INTERNATIONAL EQUITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	21.499
QM COMMON DAILY WORLD INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	79.628
QUADRUS SETANTA GLOBAL DIVIDEND CORPORATE CLASS	CARDARELLI ANGELO	43.091
QUADRUS TEMPLETON INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	31.389
QUADRUS US AND INTERNATIONAL EQUITY CORPORATE CLASS	CARDARELLI ANGELO	7.316
QUAGLIERO GIOVANNI		10.000
QUANTITATIVE GLOBAL VALUE PORTFOLIO BRANDYWINE INVESTMENTS TRUST	CARDARELLI ANGELO	1.130
QUATREM ASSURANCE COLLECTIVE	CARDARELLI ANGELO	27.200
QUEENSLAND INVESTMENT TRUST NO 2	CARDARELLI ANGELO	106.112
QUEENSLAND LOCAL GOVERNMENT SUPERANNUATI	CARDARELLI ANGELO	133.900
QUERCUS	CARDARELLI ANGELO	70.093
R.K. MELLON INTERNATIONAL FUND.	CARDARELLI ANGELO	45.913
R.I. PENSIONS TRUSTEES (ROI) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	1.200
RAIFFEISEN ZENTRALBANK OESTERREICH AG	CARDARELLI ANGELO	97.200
RAILWAYS PENSION TRUSTEE COMPANY LTD	CARDARELLI ANGELO	386.700
RAILWAYS PENSION TRUSTEE COMPANY LTD	CARDARELLI ANGELO	684.657
RAVGDT DIVERSIFIE II DEXIA AM	CARDARELLI ANGELO	18.928
RAYTHEON MASTER PENSION TRUST.	CARDARELLI ANGELO	126.200
RAYTHEON MASTER PENSION TRUST.	CARDARELLI ANGELO	91.403

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
	VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE
RAYTHEON MASTER PENSION TRUST .	CARDARELLI ANGELO	39.488
RBC DISB RE CMI EURO TRCKR CMI ASSET MANAGEMENT(LUX)SA	CARDARELLI ANGELO	30.507
RBC GLOBAL ASSET MANAGEMENT (U.S.) INC	CARDARELLI ANGELO	1.846
RBC O SHAUGHNESSY GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	25.504
RBC O'SHAUGHNESSY INTL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	420.000
RBC TRUST CO. FUND FOR GRANTOR TRUST	CARDARELLI ANGELO	37.006
RBS AS DEP FOR CS G EQ	CARDARELLI ANGELO	74.400
RBS AS DEP FOR CS G EQ	CARDARELLI ANGELO	8.600
RBS AS DEP OF FIRST STATE INVESTMENTS ICVC	CARDARELLI ANGELO	715
RBS AS DEPO OF SVM CONTINENTAL EUROP	CARDARELLI ANGELO	35.000
RBS AS TRUSTEE OF BLACKROCK CONSENSUS FUND	CARDARELLI ANGELO	84.420
RBS AS TRUSTEE OF BLACKROCK EUROPEAN ABSOLUTE ALPHA FUND-	CARDARELLI ANGELO	18.093
RBS AS TRUSTEE OF L&G (N) TARGET RETURN	CARDARELLI ANGELO	98.088
RBS AS TRUSTEE OF THE ARMED FORCES COMMON INV. FUND GROUP FLOOR	CARDARELLI ANGELO	46.823
RBS ATF BARING EUROPEAN GROWTH TRUST	CARDARELLI ANGELO	160.036
RBS CITIZENS N.A GLB MANAGED USD	CARDARELLI ANGELO	705
RBS GROUP PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	1.254.100
RBS INVESTMENT FUNDS ICVC BALANCED FUND	CARDARELLI ANGELO	47.161
RBS JUPITER EUROPEAN INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	32.767
RBS LEGAL E GENERAL INTL INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	33.391
RBS LTD TSTEE OF BLACKROCK INSTIT EQ FD CONTINENTAL EUROPE	CARDARELLI ANGELO	381.255
RBS PLC AS TRUSTEE OF THE BLACKROCK CONTINENTAL EUROPE EQUITY TRY TRAC	CARDARELLI ANGELO	874.676
RBS PLC AS TRUSTEES OF THE BLACKROCK INTERNATIONAL EQUITY	CARDARELLI ANGELO	44.936
RBSICB BREWIN DOLP RE BR BREWIN DOLPHIN)	CARDARELLI ANGELO	2.000
READER'S DIGEST ASSOCIATION INC PLAN	CARDARELLI ANGELO	8.023
REASSURE LIMITED	CARDARELLI ANGELO	25.000
REED ELSEVIER US RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	43.300
REEVE COURT GENERAL PARTNER	CARDARELLI ANGELO	2.600
REFORM PENSION ROAD	CARDARELLI ANGELO	15.957
REG RETR EMPL SYND COMN URB MONTREAL	CARDARELLI ANGELO	160.500
REGARD ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	CARDARELLI ANGELO	153.500
REGARD ACTIONS EURO	CARDARELLI ANGELO	600.000
REGARD ACTIONS EUROPE	CARDARELLI ANGELO	500.000
REGENT STRAT EUROPEAN EQ	CARDARELLI ANGELO	40.019
REGIME DE RENTES DU MOUVEMENT DESJARDINS	CARDARELLI ANGELO	23.030
REGIME DE RETRAITE DE L'UNIVER DU QUEBEC	CARDARELLI ANGELO	1.623
REGIME DE RETRAITE DE L'UNIVERSITE DE MONTREAL	CARDARELLI ANGELO	171.141

78195/185

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
REGIME DE RETRAITE DE L'UNIVERSITE DE MONTREAL	CARDARELLI ANGELO	21.359
REGIME DES FONCTIONNAIRES DE LA VILL	CARDARELLI ANGELO	8.492
RENAISSANCE INTERNATIONAL DIVIDEND FUND	CARDARELLI ANGELO	4.988
RESOURCE STOCK INDEX COMMON TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	120.209
RESPONSIBLE INV LEADERS INTER SHARE FUND	CARDARELLI ANGELO	38.047
RESURRECTION HEALTH CARE	CARDARELLI ANGELO	12.910
RESURRECTION HEALTH CARE PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	7.004
RET.PLAN FOR CHICAGO TRANSIT AUT.EMP	CARDARELLI ANGELO	22.500
RETAIL EMPLOYEES SUPERANNUATION TRUST	CARDARELLI ANGELO	564.700
RETAIL EMPLOYEES SUPERANNUATION TRUST	CARDARELLI ANGELO	632.200
RETIR.PL.EMPL.SOUTH BROWARD HOSPITAL DISTRICT HOLLYWOOD FLORIDATRIST	CARDARELLI ANGELO	28.340
RETIREMENT AND SECY PROGRAM FOR EMPL/NTCA AND MEMBERS SYS	CARDARELLI ANGELO	54.167
RETIREMENT BENEFITS FUND BOARD	CARDARELLI ANGELO	83.125
RETIREMENT BENEFITS INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	6.295
RETIREMENT INCOME PLAN OF SAUDI ARABIAN	CARDARELLI ANGELO	15.600
RETIREMENT INCOME PLAN OF SAUDI ARABIAN	CARDARELLI ANGELO	19.603
RETIREMENT PLAN FOR EMPLOYEES OF AETNA I	CARDARELLI ANGELO	27.264
RETIREMENT PLAN FOR EMPLOYEES OF AETNA I	CARDARELLI ANGELO	56.085
REUNICA CAAM ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	84.036
REYNOLDS AMERICAN DEFINED BENEFIT MASTER	CARDARELLI ANGELO	14.187
RHM PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	18.025
RICHARD KING MELLON FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	35.283
RICHARD KING MELLON FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	49.160
RIDGEWORTH INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	236.947
RIVERSIDE CHURCH IN THE CITY OF NEW YORK	CARDARELLI ANGELO	11.889
RMB MULTIMANAGER SICAV-SIF	CARDARELLI ANGELO	169.475
ROBECO CAPITAL GROWTH FUNDS	CARDARELLI ANGELO	604.000
ROBECO INSTITUTIONEEL GLOBAL ENHANCED INDEX FONDS	CARDARELLI ANGELO	21.896
ROBINSON UNIT 2 QUALIFIED NUCLEAR DECOMMISSIONING FUND	CARDARELLI ANGELO	7.876
ROCHE US DB PLANS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	25.490
ROCKEFELLER & CO., INC	CARDARELLI ANGELO	202.027
ROGERSCASEY TARGET SOLUTIONS LLC.	CARDARELLI ANGELO	56.313
ROGERSCASEY TARGET SOLUTIONS LLC.	CARDARELLI ANGELO	86.303
ROHM AND HAAS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	68.700
ROHM AND HAAS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	18.984
ROOSEVELT INTERNATIONAL FUND, L.P.	CARDARELLI ANGELO	126
ROSATI GIUSEPPINA	DORI CARLO	400

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
ROSSETTI RAUL FERNANDO	TREVISAN DARIO	800
ROSSI AGOSTINO	ROSSI AGOSTINO	6.525
ROSSI PAOLO	ROSSI AGOSTINO	3.330
ROYAL BANK OF CANADA (CHANNELL ISLANDS) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	4.400
ROYAL BANK OF CANADA TRUST COMPANY ASIA LIMITED AS TRUSTEE OF THE JF SA	CARDARELLI ANGELO	249.585
ROYAL BOROUGH OF KINGSTON UPON THAMES PE	CARDARELLI ANGELO	20.400
ROYAL SCOTTISH ASSURANCE PLC	CARDARELLI ANGELO	16.621
RR DONNELLEY SAVING PLAN MASTERTRUST	CARDARELLI ANGELO	36.354
RUSSEL INSTITUTIONAL FUNDS, LLC-RUSSELL EMERGING MARKETS EQUITYPLUS FU	CARDARELLI ANGELO	273.150
RUSSELL DEVELOPED EX-U.S. LARGE CAP INDEX FUND B	CARDARELLI ANGELO	27.429
RUSSELL DEVELOPED EX-U.S. LOW VOLATILITY ETF	CARDARELLI ANGELO	2.070
RUSSELL EXCHANGE TRADED F TR RUSSELL DEVEL EX-US HIGH MOMEN	CARDARELLI ANGELO	1.092
RUSSELL INSTITUTIONAL FUNDS LLCRUSSELL INTERNATIONAL EQUITY FD	CARDARELLI ANGELO	87.400
RUSSELL INSTITUTIONAL FUNDS LLCRUSSELL INTL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	100.393
RUSSELL INTERNATIONAL SHARES FUND	CARDARELLI ANGELO	48.825
RUSSELL INTERNATIONAL SHARES FUND	CARDARELLI ANGELO	145.400
RUSSELL INTERNATIONAL SHARES TRACKER FUND	CARDARELLI ANGELO	35.823
RUSSELL INVESTMENT COMPANY II PLC	CARDARELLI ANGELO	55.200
RUSSELL INVESTMENT COMPANY II PLC	CARDARELLI ANGELO	17.514
RUSSELL INVESTMENT COMPANY II PLC	CARDARELLI ANGELO	36.505
RUSSELL INVESTMENT COMPANY II PLC	CARDARELLI ANGELO	42.150
RUSSELL INVESTMENT COMPANY INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	37.578
RUSSELL INVESTMENT COMPANY INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	239.893
RUSSELL INVESTMENT COMPANY INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	595.275
RUSSELL INVESTMENT COMPANY INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	725.896
RUSSELL INVESTMENT COMPANY IV PLC	CARDARELLI ANGELO	143.365
RUSSELL INVESTMENT COMPANY PLC	CARDARELLI ANGELO	553
RUSSELL INVESTMENT COMPANY PLC	CARDARELLI ANGELO	62.956
RUSSELL INVESTMENT COMPANY PLC	CARDARELLI ANGELO	98.640
RUSSELL INVESTMENT COMPANY PLC	CARDARELLI ANGELO	89.535
RUSSELL INVESTMENT FUNDS NON-U.S. FUND	CARDARELLI ANGELO	73.400
RUSSELL INVESTMENT FUNDS NON-U.S. FUND	CARDARELLI ANGELO	73.507
RUSSELL OVERSEAS EQUITY FUND .	CARDARELLI ANGELO	95.700
RUSSELL OVERSEAS EQUITY FUND .	CARDARELLI ANGELO	134.748
RUSSELL OVERSEAS EQUITY FUND .	CARDARELLI ANGELO	20.871
RUSSELL OVERSEAS EQUITY POOL .	CARDARELLI ANGELO	9.723
RUSSELL OVERSEAS EQUITY POOL .	CARDARELLI ANGELO	67.232

78195/187

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALI
RUSSELL OVERSEAS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	49.200
RUSSELL TRUST CO COMMINGLED EMPLOYEE BENEFIT FUNDS TRUST	CARDARELLI ANGELO	437.725
RUSSELL TRUST CO COMMINGLED EMPLOYEE BENEFIT FUNDS TRUST	CARDARELLI ANGELO	207.440
RUSSELL TRUST CO COMMINGLED EMPLOYEE BENEFIT FUNDS TRUST	CARDARELLI ANGELO	543.124
RYDEX MSCI EAFE EQUAL WEIGHT ETF	CARDARELLI ANGELO	591
Raiffeisen Index Fonds	CARDARELLI ANGELO	12.600
S2G	CARDARELLI ANGELO	27.365
S2G	CARDARELLI ANGELO	17.284
S2G	CARDARELLI ANGELO	6.741
S2G	CARDARELLI ANGELO	1.876
S2G	CARDARELLI ANGELO	19.690
S2G	CARDARELLI ANGELO	1.089
S2G	CARDARELLI ANGELO	85.261
S2G	CARDARELLI ANGELO	75.050
S2G	CARDARELLI ANGELO	80.013
S2G	CARDARELLI ANGELO	15.630
S2G	CARDARELLI ANGELO	166.748
S2G	CARDARELLI ANGELO	90.000
S2G	CARDARELLI ANGELO	108.348
S2G	CARDARELLI ANGELO	68.343
S2G	CARDARELLI ANGELO	34.973
S2G	CARDARELLI ANGELO	62.866
S2G	CARDARELLI ANGELO	88.947
S2G	CARDARELLI ANGELO	9.975
S2G	CARDARELLI ANGELO	105.774
S2G	CARDARELLI ANGELO	84.498
S2G	CARDARELLI ANGELO	170.000
S2G	CARDARELLI ANGELO	29.464
S2G	CARDARELLI ANGELO	127.890
S2G	CARDARELLI ANGELO	33.034
S2G	CARDARELLI ANGELO	49.552
S2G	CARDARELLI ANGELO	185.441
S2G	CARDARELLI ANGELO	20.169
S2G	CARDARELLI ANGELO	92.291
S2G	CARDARELLI ANGELO	32.602
S2G	CARDARELLI ANGELO	67.469
SACRAMENTO COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	147.800

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TITOLARE
SACRAMENTO REGIONAL TRANSIT DISTRICT	CARDARELLI ANGELO	24.700
SAFRAN MIXTE	CARDARELLI ANGELO	12.057
SAL PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	39.800
SALVATION ARMY A CALIFORNIA CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	27.900
SAMPENSION INVEST AFDELING GLOBAL AKTIEN	CARDARELLI ANGELO	134.158
SAN BERNARDINO COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	59.308
SAN DIEGO CITY EMPLOYEES' RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	325.370
SAN DIEGO ELEC WORKERS PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	12.124
SAN DIEGO GAS AND ELEC CO NUCLEAR FACILITIES QUAL DEC	CARDARELLI ANGELO	21.541
SAN FRANCISCO CITY E COUN.RET.SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	250.800
SAN FRANCISCO CITY E COUN.RET.SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	192.440
SAN MATEO COUNTY EMPLOYEES' RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	162.548
SANCIOLO MAURO		500
SANFORD BERNSTEIN DBT INTERNATIONAL	CARDARELLI ANGELO	17.682
SANFORD BERNSTEIN DELAWARE BUSINESS	CARDARELLI ANGELO	199.181
SANFORD BERNSTEIN DELAWARE BUSINESS	CARDARELLI ANGELO	71.731
SANFORD BERNSTEIN DELAWARE BUSINESS	CARDARELLI ANGELO	19.790
SANFORD BERNSTEIN DELAWARE TRUST	CARDARELLI ANGELO	25.600
SANFORD C BERNSTEIN & CO DELAWARE TS	CARDARELLI ANGELO	58.900
SANFORD C. BERNSTEIN INTL VALUE EQ (CAP-WEIGHTED UNHEDGED) F	CARDARELLI ANGELO	75.566
SANFORD C. BERNSTEIN & CO. DELAWARE BUSINESS TRUST	CARDARELLI ANGELO	7.700
SANFORD C. BERNSTEIN F INC - TAX-MANAGED INTERNATIONAL PTF	CARDARELLI ANGELO	1.144.990
SANFORD C. BERNSTEIN FUND, INC. - INTERNATIONAL PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	455.010
SANFORD C. BERNSTEIN FUND, INC. - OVERLAY A PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	58.600
SANFORD C. BERNSTEIN FUND, INC. - TAX-AWARE OVERLAY A PTF	CARDARELLI ANGELO	51.200
SANFORD C. BERNSTEIN GLOBAL VALUE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	17.260
SANFORD INTERNATIONAL VALUE SERIES	CARDARELLI ANGELO	131.870
SANFORD MANAGED VALUE SERIES	CARDARELLI ANGELO	9.188
SANGIORGI GIORGIO		101.000
SANLAM UNIVERSAL FUNDS PUBLIC LIMITED CO	CARDARELLI ANGELO	256.417
SANOPIAVENTIS US SAVINGS MASTERTRUST	CARDARELLI ANGELO	25.159
SANTA BARBARA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	50.830
SAS TRUSTEE CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	61.400
SAS TRUSTEE CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	68.083
SAS TRUSTEE CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	192.019
SAS TRUSTEE CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	94.010
SASKATCHEWAN HEALTHCARE EMPLOYEES' PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	218.015

78195/189

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI RAPPRESENTATE
SATURNE ACTIONS EUROPEENNES	CARDARELLI ANGELO	20.644
SAUDI ARABIAN MONETARY AGENCY	CARDARELLI ANGELO	142.800
SBC MASTER PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	198.634
SBC MASTER PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	978.364
SBC MASTER PENSION TRUST SBC MASTER PENSION TRUST 208	CARDARELLI ANGELO	442.205
SBL FUND SERIES D	CARDARELLI ANGELO	8.860
SBL FUND SERIES N	CARDARELLI ANGELO	2.888
SBSA ENGINEERING INDUSTRIES PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	245.700
SBSA ITF SANLAM GLOBAL EQUITY FUND FOUR CAPITAL PARTNERS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	59.674
SBSA METAL INDUSTRIES PROVIDENTFUND	CARDARELLI ANGELO	132.300
SC ALLIANCEBERNSTEIN INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	29.500
SC BLACKROCK INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	18.998
SCHOOL EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	51.148
SCHOOL EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	131.000
SCHOOL EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	203.467
SCHRODER DIVERSIFIED GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	108.997
SCHRODER GAIA	CARDARELLI ANGELO	845
SCHRODER GLOBAL ACTIVE VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	116.329
SCHRODER GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	134.701
SCHRODER GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	9.681
SCHRODER INTERNATIONAL DIVERSIFIED VALUE	CARDARELLI ANGELO	2.852
SCHRODER INTERNATIONAL SELECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	484.340
SCHRODER INTERNATIONAL SELECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	40.095
SCHRODER INTERNATIONAL SELECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	48.949
SCHRODER INTERNATIONAL SELECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	66.665
SCHRODER INTERNATIONAL SELECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	91.717
SCHRODER QEP GLOBAL ACTIVE VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	436.785
SCHRODER QEP GLOBAL CORE FUND	CARDARELLI ANGELO	106.503
SCHRODER SPECIAL SITUATIONS FUND	CARDARELLI ANGELO	1.325.370
SCHWAB FUNDAMENTAL INTER LARGE COMP IN FUND	CARDARELLI ANGELO	147.604
SCHWAB INTERNATIONAL CORE EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	34.705
SCHWAB INTERNATIONAL EQUITY ETF	CARDARELLI ANGELO	147.074
SCHWAB INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	327.921
SCORE SAINT NICOLAS	CARDARELLI ANGELO	3.000
SCOTIA CANADIAN TACTICAL ASSET ALLOCATION FUND T15-6938-12	CARDARELLI ANGELO	6.239
SCOTIABANK GROUP MASTER TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	21.900
SCOTTISH WIDOWS OVERSEAS GROWTH INV F ICVC - EURO GROWTH F	CARDARELLI ANGELO	313.414

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
SCOTTISH WIDOWS PLC	CARDARELLI ANGELO	29.550
SCOTTISH WIDOWS PLC	CARDARELLI ANGELO	8.840
SCOTTISH WIDOWS PLC	CARDARELLI ANGELO	301.675
SCOTTISH WIDOWS PLC	CARDARELLI ANGELO	287.014
SCOTTISH WIDOWS UNIT FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	99.070
SCOTTISH WIDOWS UNIT FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	230.523
SCPE 5 HYDROPLAN EPARGNE	CARDARELLI ANGELO	34.119
SDA INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	980
SDV METZLER INVESTMENT F20	CARDARELLI ANGELO	43.612
SDV METZLER INVESTMENT F22	CARDARELLI ANGELO	93.350
SDV METZLER INVESTMENT F23	CARDARELLI ANGELO	47.900
SDV METZLER INVESTMENT F26	CARDARELLI ANGELO	91.228
SDV METZLER INVESTMENT F30	CARDARELLI ANGELO	26.952
SEASONS SERIES TRUST ASSET ALLOCATION:DIVERSIFIED GROWTH PTF	CARDARELLI ANGELO	64.300
SEASONS SERIES TRUST INTERNATIONAL EQUITY PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	11.913
SECURITY EQUITY FUND - GLOBAL SERIES	CARDARELLI ANGELO	22.603
SEI GLOBAL MASTER FUND PLC	CARDARELLI ANGELO	3.268
SEI INS INV TRU INT FUND/INTECH	CARDARELLI ANGELO	22.020
SEI INSTITUTIONAL INTERN TRUST INTERNATI	CARDARELLI ANGELO	2.141
SEI INSTITUTIONAL MULTI ASSET INLATION M	CARDARELLI ANGELO	10.524
SELECT INDEX SERIES	CARDARELLI ANGELO	62.550
SEMPRA ENERGY PENSION MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	140.845
SENTINEL INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	84.938
SENTINEL INTERNATIONAL TRUST	CARDARELLI ANGELO	5.379
SEQUOIA FUNDATION	CARDARELLI ANGELO	2.056
SERENIS CAP 1092	CARDARELLI ANGELO	470
SERENIS CAP 1093	CARDARELLI ANGELO	481
SERENIS CAP 1094	CARDARELLI ANGELO	275
SERENIS CAP 1097	CARDARELLI ANGELO	140
SERENIS CAP 1101	CARDARELLI ANGELO	233
SEVENTH SWEDISH NATIONAL PENSION FUND - AP7 EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	1.914
SEWARD PROSSER MELLON	CARDARELLI ANGELO	1.374.321
SHELL AUSTRIA PENSIONSKASSE AG	CARDARELLI ANGELO	8.104
SHELL CONTRIBUTORY PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	25.000
SHELL FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	727.926
SHELL PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	24.839
	CARDARELLI ANGELO	62.000

18195/191

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

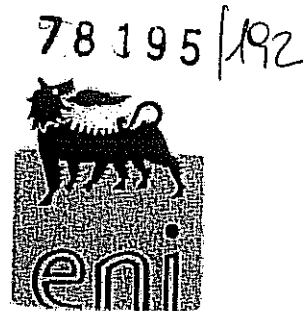
Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/A VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
SHELL PENSION TRUST .	CARDARELLI ANGELO	104.484
SHELL PENSION TRUST .	CARDARELLI ANGELO	191.000
SHELL TRUST (BERMUDA) LIMITED AS TRUSTEE	CARDARELLI ANGELO	39.942
SHELL TRUST (BERMUDA) LTD AS TRUSTEE OF THE SHELL OVERSEAS C.P. FUND	CARDARELLI ANGELO	227.073
SHINKO GLOBAL EQUITY INDEX	CARDARELLI ANGELO	15.521
SHY LLC	CARDARELLI ANGELO	5.968
SIA DAIWA S TR&BK(EU)PLC F AN KOK LV	CARDARELLI ANGELO	13.231
SICAV 5000	CARDARELLI ANGELO	626.445
SICAV AMUNDI ACTIONS EURO ISR	CARDARELLI ANGELO	142.264
SICAV AMUNDI ACTIONS EUROPE	CARDARELLI ANGELO	63.111
SICAV AMUNDI INDICIA FRANCE	CARDARELLI ANGELO	25.781
SICAV AMUNDI SELECT EUROPE	CARDARELLI ANGELO	24.218
SICAV AMUNDI SELECT FRANCE	CARDARELLI ANGELO	164.679
SICAV AXA EUROPE ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	344.000
SICAV AXA VALEURS EURO	CARDARELLI ANGELO	770.000
SICAV C I P E C	CARDARELLI ANGELO	10.000
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	2.264
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	3.060
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	4.331
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	16.439
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	38.132
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	8.186
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	16.184
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	22.361
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	12.071
SICAV EPARGNE RETRAITE	CARDARELLI ANGELO	17.092
SICAV NATIXIS ACTIONS EUROPE HORS FRANCE	CARDARELLI ANGELO	60.289
SICAV TRANSATINVEST	CARDARELLI ANGELO	20.000
SIEMENS SVERIGE PENSIONSSTIFSELSE	CARDARELLI ANGELO	33.711
SIERRA/ TEMPLETON INTERNATIONAL EQUITY T	CARDARELLI ANGELO	93.331
SJOITUSRAHASTO ALFRED BERG GLOBAL	CARDARELLI ANGELO	7.592
SIMON LOE FUND, LP	CARDARELLI ANGELO	2.458
SINGLE SELECT PLATFORM	CARDARELLI ANGELO	57.000
SISTERS OF MERCY OF NORTH CAROLINA FOUNDATION INC	CARDARELLI ANGELO	5.543
SISTERS OF ST FRANCIS HEALTH SERVICES MASTER PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	23.413
SK EUROPA FCP-FIS	CARDARELLI ANGELO	10.000
SK WELT FCP-FIS	CARDARELLI ANGELO	17.500

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA 8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALE
SKAG BALANCED	MEGGIOLARO MAURO	13.001
SKAG DC BALANCED	MEGGIOLARO MAURO	130.823
SKAG EUROINVEST AKTIEN	MEGGIOLARO MAURO	309.284
SKAG WELTINVEST AKTIEN	MEGGIOLARO MAURO	10.145
SKAG-FONDS SIEMENS RENTE	MEGGIOLARO MAURO	1.202.726
SKAG-FONDS SPT MM	MEGGIOLARO MAURO	623.787
SKY INTERNATIONAL EQUITY FUND (NON-TAXABLE)	CARDARELLI ANGELO	15.292
SKY INTL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	26.289
SLFC ASSURANCE (UK) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	128.735
SLFC ASSURANCE (UK) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	440.734
SMITHFIELD FOODS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	28.412
SOJECCI II LTEE	CARDARELLI ANGELO	15.300
SONOMA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	17.125
SONOMA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	52.372
SONOMA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	55.359
SOUTHEASTERN PA TRANSPORTATION AUTHORITY MASTER TRU	CARDARELLI ANGELO	16.163
SOUTHERN CA UNITED FOOD COMMERCIAL WORKERS UNION AND FOOD EMPLOYER:	CARDARELLI ANGELO	143.881
SOUTHERN CALIFORNIA EDISON CO NUCLEAR FACILITIES Q	CARDARELLI ANGELO	100.761
SOUTHERN CALIFORNIA EDISON COMPANY RETIREMENT P	CARDARELLI ANGELO	86.080
SOUTHERN COMPANY SYSTEM MASTER RETIREMEN	CARDARELLI ANGELO	175.975
SOUTHERN COMPANY SYSTEM MASTER RETIREMEN	CARDARELLI ANGELO	412.148
SPARINVEST SICAV	CARDARELLI ANGELO	83.946
SPDR DJ EURO STOXX 50 ETF	CARDARELLI ANGELO	715.224
SPDR MSCI ACWI EX-US ETF	CARDARELLI ANGELO	69.337
SPDR MSCI ACWI IMI ETF	CARDARELLI ANGELO	260
SPDR S&P WORLD (EX-US) ETF	CARDARELLI ANGELO	37.544
SPDR S+P GLOBAL NATURAL RESOURCES ETF	CARDARELLI ANGELO	81.543
SPDR S+P INTERNATIONAL ENERGY SECTOR ETF	CARDARELLI ANGELO	23.785
SPDR STOXX EUROPE 50 ETF	CARDARELLI ANGELO	24.441
SPECTRUM 360 - OLIVE FUND	CARDARELLI ANGELO	6.250
SPINA ROSARIO		3.000
SPRING CREEK INVESTORS LLC	CARDARELLI ANGELO	1.871
SRLEV NV AANDELENPOOL EUROPA MND SNS ASS.MAN	CARDARELLI ANGELO	200.341
SRLEV NV INZ. AAND. POOL INT. MNDT SNS ASSET MNG	CARDARELLI ANGELO	340.000
SRLEV NV INZ. AAND. POOL INT. MNDT SNS ASSET MNG	CARDARELLI ANGELO	136.300
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	65.969
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	138.425

78195/193

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ NOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALE
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	110.149
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	1.174.497
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	21.239
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	223.890
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	3.660.164
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	732.700
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	554.360
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	1.509.029
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	922.018
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	189.931
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	36.033
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	65.085
SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	CARDARELLI ANGELO	820.636
SSGA ACWI INTEGR ALPHA SELECT NON-LENDING OP COMMON TRUST F	CARDARELLI ANGELO	6.105
SSGA ALL COUNTRY W EX-US INTEGR ALPHA SEL NON-LEND COMM TR F	CARDARELLI ANGELO	25.166
SSGA DOW JONES SUSTAINABILITY WORLD EX-AUSTRALIA INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	85.743
SSGA EMU ALPHA EQUITY FUND I	CARDARELLI ANGELO	411.944
SSGA EMU INDEX EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	1.615.829
SSGA ENERGY INDEX EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	45.927
SSGA EUROPE ALPHA EQUITY FUND I	CARDARELLI ANGELO	73.443
SSGA EUROPE ENHANCED EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	220.555
SSGA EUROPE INDEX EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	243.355
SSGA EUROPE SRI ALPHA EQUITY FUND I	CARDARELLI ANGELO	641
SSGA GLOBAL INDEX PLUS NL TRUST	CARDARELLI ANGELO	95.930
SSGA GLOBAL INDEX PLUS TRUST	CARDARELLI ANGELO	48.373
SSGA INTERNATIONAL EQUITIES INDEX NL TRUST	CARDARELLI ANGELO	30.612
SSGA INTERNATIONAL EQUITIES INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	32.076
SSGA INTERNATIONAL STOCK SELECTION FUND	CARDARELLI ANGELO	333.241
SSGA ITALY INDEX EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	144.300
SSGA MA INTERNATIONAL ALPHA SELECT FUND	CARDARELLI ANGELO	7.163
SSGA MSCI ACWI EX-USA INDEX NON-LENDING DAILY TRUST	CARDARELLI ANGELO	46.207
SSGA MSCI EAFE INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	176.368
SSGA MSCI EUROPE SCREENED INDEX NON-LENDING COMMON TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	60.683
SSGA S+P GLB LARGEMIDCAP NAT RES INDEX NON-LEND OP COMM TR F	CARDARELLI ANGELO	67.848
SSGA SPDR ETFS EUROPE I PUBLIC LIMITED COMPANY	CARDARELLI ANGELO	2.732
SSGA WEALTH WEIGHTED GLOBAL EQUITIES INDEX NL TRUST	CARDARELLI ANGELO	16.868
SSGA WEALTH WEIGHTED GLOBAL EQUITIES INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	12.469

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DRAZIONI TOTALE
SSGA WORLD INDEX EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	244.489
SSGA WORLD SRI INDEX EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	48.402
ST LUKE'S EPISCOP.HOSPI.RETIREM.PLAN	CARDARELLI ANGELO	5.045
ST LUKE'S EPISCOPAL HOSPITAL FOUNDAT	CARDARELLI ANGELO	18.093
ST. JOSEPH HEALTH SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	39.960
ST. JOSEPH HEALTH SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	27.154
ST.BW. ZWITSERL BELFDS MANDAAT SNS AM	CARDARELLI ANGELO	2.005.000
STAGECOACH GROUP PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	200.000
STAGECOACH GROUP PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	115.400
STANDARD LIFE INVESTMENT COMPANY EUROPEAN EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	1.098.898
STANDARD LIFE INVESTMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	1.729.700
STANDARD LIFE INVESTMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	46.594
STANDARD LIFE INVESTMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	263.925
STANDARD LIFE INVESTMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	250.061
STANDARD LIFE INVESTMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	44.019
STANDARD LIFE INVESTMENT LIMITED	CARDARELLI ANGELO	47.587
STANISLAUS COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	1.719.430
STANLIB FUNDS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	73.600
STATE BOSTON RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	338.200
STATE BOSTON RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	76.005
STATE FARM MUTUAL FUND TRUST, INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	32.480
STATE FARM VARIABLE PRODUCT TRUST, INTERNATIONAL EQ INDEX F	CARDARELLI ANGELO	44.884
STATE INSURANCE FUND CORPORATION	CARDARELLI ANGELO	59.251
STATE OF ALASKA RETIREMENT AND BENEFITS PLANS	CARDARELLI ANGELO	46.099
STATE OF ALASKA RETIREMENT AND BENEFITS PLANS	CARDARELLI ANGELO	1.173.900
STATE OF CALIFORNIA MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	71.817
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	45.803
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	552.895
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	281.483
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	101.000
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	157.936
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	81.636
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	275.244
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	CARDARELLI ANGELO	12.285
STATE OF MINNESOTA	CARDARELLI ANGELO	511.709
STATE OF MINNESOTA	CARDARELLI ANGELO	185.858
STATE OF MINNESOTA	CARDARELLI ANGELO	79.846

78195/195

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

INOME	DELEGATO/A VOTO PER CORRISPONDENZA E	NUMERO DI AZIONI RAPPRESENTATE
STATE OF MINNESOTA	CARDARELLI ANGELO	79.900
STATE OF MINNESOTA	CARDARELLI ANGELO	169.185
STATE OF NEBRASKA	CARDARELLI ANGELO	11.037
STATE OF NEW MEXICO STATE INVESTMENT CO	CARDARELLI ANGELO	283.182
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	69.990
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	467.250
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	57.750
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	757.160
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	59.744
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	461.969
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	57.097
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	483.345
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	59.740
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	1.042.986
STATE OF WISCONSIN INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	71.125
STATE OF WYOMING, WYOMING STATE TREASURE	CARDARELLI ANGELO	112.380
STATE OF WYOMING, WYOMING STATE TREASURE	CARDARELLI ANGELO	19.190
STATE PUBLIC SECTOR SUPERANNUATION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	515.680
STATE STREET GLOBAL ADVISORS GROSS ROLL UP UNIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	56.466
STATE STREET GLOBAL ADVISORS EXEMPT UNIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	97.335
STATE STREET GLOBAL ADVISORS LUXEMBOURG SICAV	CARDARELLI ANGELO	116.374
STATE STREET GLOBAL ADVISORS, CAYMAN	CARDARELLI ANGELO	224
STATE STREET GLOBAL ADVISORS, CAYMAN	CARDARELLI ANGELO	1.088
STATE STREET TRUSTEES LIMITED ATF SWIP CAPITAL TRUST	CARDARELLI ANGELO	122.347
STATE SUPER FINANCIAL SERVICES AUSTRALIA	CARDARELLI ANGELO	40.333
STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	310.009
STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	1.170.000
STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	289.207
STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OHIO	CARDARELLI ANGELO	23.927
STATE UNIVERSITIES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	60.700
STATE UNIVERSITIES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	37.500
STATE UNIVERSITIES RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	123.600
STAUBLI 50 50 CREDIT MUTUEL FCPE	CARDARELLI ANGELO	2.000
STAUBLI 80 20 CREDIT MUTUEL FCPE	CARDARELLI ANGELO	4.000
STEADYHAND GLOBAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	33.357
STEELWORKERS PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	13.100
STEWARDSHIP FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	1.553

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



78195/196

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO AZIONI
	VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE IN %
STICHG BEHER BEROEPVR MGR	CARDARELLI ANGELO	218.087
STICHTING ACHMEA GLOBAL EQUITY	CARDARELLI ANGELO	24.987
STICHTING BEDRIJFSTAKPENSIOEN FONDS VOORDE MEDIA PNO	CARDARELLI ANGELO	27.000
STICHTING BEWAARBEDRIJF BLACKROCK	CARDARELLI ANGELO	227.340
STICHTING BEWAARDER INTERPOLIS PENSIOENEN BELEGGINGSPOLS	CARDARELLI ANGELO	97.411
STICHTING CZ FUND DEPOSITARY	CARDARELLI ANGELO	31.028
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	195.922
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	1.072.858
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	7.411.132
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	2.725.237
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	3.682.516
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	296.468
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	522.407
STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	CARDARELLI ANGELO	145.657
STICHTING DOW PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	110.000
STICHTING F & C MULTI MANAGER EUROPEAN EQUITY ACTI	CARDARELLI ANGELO	75.458
STICHTING F AND C WERELDWIJD ENHANCED AANDELENFONDS	CARDARELLI ANGELO	16.812
STICHTING INSTITUUT GAK	CARDARELLI ANGELO	11.875
STICHTING MARS PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	22.294
STICHTING MN SERVICES AANDELENFONDS EUROPA	CARDARELLI ANGELO	50.551
STICHTING MN SERVICES EUROPE EX UK EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	18.889
STICHTING PENSIOENFONDS AKZO NOBEL	CARDARELLI ANGELO	169.405
STICHTING PENSIOENFONDS AKZO NOBEL	CARDARELLI ANGELO	175.436
STICHTING PENSIOENFONDS AKZO NOBEL	CARDARELLI ANGELO	256.043
STICHTING PENSIOENFONDS CAMPINA	CARDARELLI ANGELO	96.559
STICHTING PENSIOENFONDS CARIBISCH	CARDARELLI ANGELO	9.760
STICHTING PENSIOENFONDS ELSEVIER	CARDARELLI ANGELO	8.300
STICHTING PENSIOENFONDS HORECA & CATERING	CARDARELLI ANGELO	198.762
STICHTING PENSIOENFONDS ING (PFI)	CARDARELLI ANGELO	247.622
STICHTING PENSIOENFONDS METAAL EN TECHNIEK	CARDARELLI ANGELO	356.230
STICHTING PENSIOENFONDS SAGITTARIUS	CARDARELLI ANGELO	117.153
STICHTING PENSIOENFONDS SDB	CARDARELLI ANGELO	27.480
STICHTING PENSIOENFONDS UNILEVER NEDERLAND PROGRESS	CARDARELLI ANGELO	100
STICHTING PENSIOENFONDS UWV	CARDARELLI ANGELO	187.907
STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE ABN AMBRO BANK N.V.	CARDARELLI ANGELO	223.961
STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE ABN AMBRO BANK N.V.	CARDARELLI ANGELO	241.516
STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE ABN AMBRO BANK N.V.	CARDARELLI ANGELO	241.233

78195/107

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO D'AZIONI TOTALE
STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE ABN AMBRO BANK N.V.	CARDARELLI ANGELO	239.550
STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE METALEKTR	CARDARELLI ANGELO	335.276
STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE METALEKTR	CARDARELLI ANGELO	101.100
STICHTING PENSIOENFONDS VOOR HUISARTSEN	CARDARELLI ANGELO	138.896
STICHTING PENSIOENFONDS VOOR HUISARTSEN	CARDARELLI ANGELO	71.800
STICHTING PENSIOENFONDS VOOR HUISARTSEN	CARDARELLI ANGELO	2.391
STICHTING PENSIOENFONDS VOPAK	CARDARELLI ANGELO	124.028
STICHTING PFDS VOOR DE TANDTECHNIEK	CARDARELLI ANGELO	32.535
STICHTING PGGM DEPOSITARY	CARDARELLI ANGELO	1.670.556
STICHTING PGGM DEPOSITARY	CARDARELLI ANGELO	1.930.175
STICHTING PHILIPS PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	430.732
STICHTING RABOBANK PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	242.069
STICHTING RABOBANK PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	191.445
STICHTING RABOBANK PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	453.428
STICHTING SHELL PENSIOENFONDS	CARDARELLI ANGELO	909.075
STICHTING TRUST F&C UNHEDGE .	CARDARELLI ANGELO	1.681
STICHTING TRUST F&C UNHEDGE .	CARDARELLI ANGELO	218.951
STRATEGIC INV.MANAGEMENT INT.EQUITY	CARDARELLI ANGELO	22.029
STRATEGIC INVESTMENT SERVICE	CARDARELLI ANGELO	910
STREETTRACKS MSCI EUROPE ETF	CARDARELLI ANGELO	176.338
STREETTRACKS SM MCSI EUROPE ENERGYSM ETF	CARDARELLI ANGELO	101.995
STRUCTURA - SMART EURO EQUITIES	CARDARELLI ANGELO	94.315
STRUCTURA-ASYMMETRY EUROPE EQUITIES	CARDARELLI ANGELO	22.549
SUN LIFE ASSURANCE COMPANY OF CANADA (U.K.) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	47.612
SUN LIFE ASSURANCE COMPANY OF CANADA (U.K.) LIMITED	CARDARELLI ANGELO	365.229
SUNAMERICA SERIES TRUST FOREIGN VALUE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	409.535
SUNAMERICA SERIES TRUST INTERNATIONAL GROWTH AND INCOME PTF	CARDARELLI ANGELO	181.261
SUNSUPER SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	217.215
SUPEANN ARRANGE UNIVERSITY LONDON	CARDARELLI ANGELO	104.963
SUPERANNUATION FUNDS MANAGEMENT CORPORAT	CARDARELLI ANGELO	78.800
SUPERANNUATION FUNDS MANAGEMENT CORPORAT	CARDARELLI ANGELO	464.858
SUPERANNUATION FUNDS MANAGEMENT CORPORATION OF SOUTH AUSTRALIA	CARDARELLI ANGELO	103.709
SUPERVALU INC. MASTER INVESTMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	41.593
SWISS REINSURANCE COMPANY LTD	CARDARELLI ANGELO	452.337
SYNGENTA CORPORATION PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	13.198
SYNTRUS ACHMEA MULTI MANAGER POOL EUROPE	CARDARELLI ANGELO	155.771
SYNTRUS ACHMEA MULTI MANAGER POOL EUROPE	CARDARELLI ANGELO	137.043

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO / VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO D'AZIONE TOTALE
SYNTRUS ACHMEA MULTI MANAGER POOL EUROPE	CARDARELLI ANGELO	145.002
Sector Leaders Internat Equities Fund	CARDARELLI ANGELO	24.053
Spectrum Private Trust Company Limited	CARDARELLI ANGELO	113.100
Staffordshire County Council Pension Fund	CARDARELLI ANGELO	365.577
States of Jersey Common Investment Fund	CARDARELLI ANGELO	28.217
Stichting Dela Depositary and Management	CARDARELLI ANGELO	414.556
Strathclyde Pension Fund	CARDARELLI ANGELO	456.000
T ROWE CONCENTRATED INTERNAT EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	8.912
T ROWE PRICE INTERNATIONAL EQUITY INDEX	CARDARELLI ANGELO	83.695
T ROWE PRICE INTERNATIONAL FUNDS INC T.	CARDARELLI ANGELO	3.727.128
T ROWE PRICE INTERNATIONAL VALUE EQUITY	CARDARELLI ANGELO	109.940
T ROWE PRICE NEW ERA FUND INC	CARDARELLI ANGELO	3.045.499
T ROWE PRICE REAL ASSETS FUND INC	CARDARELLI ANGELO	446.802
T. ROWE PERSONAL STRATEGY BALANCED PORTF	CARDARELLI ANGELO	17.294
T. ROWE PRICE FUNDS SICAV	CARDARELLI ANGELO	4.003
T. ROWE PRICE FUNDS SICAV	CARDARELLI ANGELO	19.340
T. ROWE PRICE FUNDS SICAV	CARDARELLI ANGELO	10.070
T. ROWE PRICE FUNDS SICAV	CARDARELLI ANGELO	93.76
T. ROWE PRICE INTERNATIONAL FUNDS, INC.	CARDARELLI ANGELO	792.604
T. ROWE PRICE OVERSEAS STOCK FUND	CARDARELLI ANGELO	1.398.617
T. ROWE PRICE BALANCED FUND INC	CARDARELLI ANGELO	352.357
T. ROWE PRICE INTERNATIONAL CORE EQUITY TRUST T. ROWE PRICE	CARDARELLI ANGELO	72.039
T. ROWE PRICE PERSONAL STRATEGY BALANCED	CARDARELLI ANGELO	184.119
T. ROWE PRICE PERSONAL STRATEGY GROWTH FU	CARDARELLI ANGELO	171.086
T. ROWE PRICE PERSONAL STRATEGY INCOME FU	CARDARELLI ANGELO	79.351
T. ROWE PRICE REAL ASSETS TRUST I T. ROWE PRICE	CARDARELLI ANGELO	15.807
T. ROWE PRICE RETIREMENT DATE TRUST	CARDARELLI ANGELO	27.805
T. ROWE PRICE RETIREMENT DATE TRUST	CARDARELLI ANGELO	199.940
T. ROWE PRICE RETIREMENT DATE TRUST	CARDARELLI ANGELO	92.669
T. ROWE PRICE U.S. VALUE EQUITY TRUST T. ROWE PRICE	CARDARELLI ANGELO	140.623
TAIWAN BUSINESS BK AMCO ALL GLOB INV GLOB DIV QUANTITATIVE F	CARDARELLI ANGELO	2.983
TANYA AND CHARLES BRANDES FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	9.800
TARGET ASSET ALLOCATION FUNDS TARG ET MODERATE ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	10.700
TARGET ASSET ALLOCATION FUNDS- TARGET GROWTH ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	10.300
TBC INC POOLED EMPLOYEE FUNDS INTERNATIONAL EQUITY	CARDARELLI ANGELO	71.068
TBC INC POOLED EMPLOYEE FUNDS EAFE VALUE POOL	CARDARELLI ANGELO	3.530
TBC POOLED EMPLOYEE FUNDS INTERNATIONAL ACWI E	CARDARELLI ANGELO	11.192

78195/109

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALI
TD BALANCED GROWTH FUND .	CARDARELLI ANGELO	66.514
TD EMERALD GLOBAL DIVIDEND POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	28.179
TD EMERALD INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	525.223
TD EMERALD LOW VOLATILITY GLOBAL EQUITY POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	3.863
TD EUROPEAN INDEX FUND .	CARDARELLI ANGELO	15.441
TD GLOBAL DIVIDEND FUND .	CARDARELLI ANGELO	1.067.600
TD GLOBAL SUSTAINABILITY FUND	CARDARELLI ANGELO	7.600
TD INTERNATIONAL GROWTH FUND	CARDARELLI ANGELO	412.446
TD INTERNATIONAL INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	45.045
TD INTERNATIONAL VALUE FUND .	CARDARELLI ANGELO	368.500
TD PRIVATE INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	116.398
TD PRIVATE INTERNATIONAL STOCK FUND	CARDARELLI ANGELO	536.200
TOX INDEPENDENCE 2010 EXCHANGE TRADED FUND	CARDARELLI ANGELO	412
TOX INDEPENDENCE 2020 EXCHANGE TRADED FUND	CARDARELLI ANGELO	2.107
TOX INDEPENDENCE 2030 EXCHANGE TRADED FUND	CARDARELLI ANGELO	2.926
TOX INDEPENDENCE 2040 EXCHANGE TRADED FUND	CARDARELLI ANGELO	3.071
TOX INDEPENDENCE INTARGET EXCHANGE TRADED FUND	CARDARELLI ANGELO	276
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	KNIGHT ERIC	3.757.386
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	32.387
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	10.434
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	288.050
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	482.355
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	45.648
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	72.655
TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	CARDARELLI ANGELO	37.738
TEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OKLAHOMA	CARDARELLI ANGELO	603.627
TEACHERS' RETIREMENT ALLOWANCES FUND	CARDARELLI ANGELO	93.414
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF LOUISIANA	CARDARELLI ANGELO	140.200
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	694.985
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	50.543
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	109.600
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	1.043.814
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	570.320
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	326.739
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	156.253
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	85.204
TECK COMINICO PP FOR B.C. UNIONIZED EMPLOYEED CBC PLANS	CARDARELLI ANGELO	28.400

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
TELCORDIA TECHNOLOGIES PENSIONPLAN	CARDARELLI ANGELO	18.640
TELEVIE CAP 1079 FCP SGM	CARDARELLI ANGELO	228
TELEVIE CAP 1080	CARDARELLI ANGELO	693
TELEVIE CAP 1086	CARDARELLI ANGELO	428
TELEVIE CAP 1087 FCP SGM	CARDARELLI ANGELO	270
TELEVIE CAP 1089 FCP CM CIC AM	CARDARELLI ANGELO	157
TELSTRA SUPERANNUATION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	137.625
TELSTRA SUPERANNUATION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	69.700
TEMPLETON EUROPE FUND	CARDARELLI ANGELO	12.701
TEMPLETON GLOBAL EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	278.510
TEMPLETON GLOBAL GROWTH FUND LIMITED	CARDARELLI ANGELO	58.750
TEMPLETON GLOBAL OPPORTUNITIES TRUST	CARDARELLI ANGELO	165.246
TEMPLETON GLOBAL STOCK TRUST	CARDARELLI ANGELO	72.905
TEMPLETON GLOBAL TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	88.852
TEMPLETON GROWTH FUND II LIMITED	CARDARELLI ANGELO	10.217
TEMPLETON GROWTH FUND INC.	CARDARELLI ANGELO	6.671.477
TEMPLETON INSTITUTIONAL FUNDS - FOREIGN	CARDARELLI ANGELO	3.007.718
TEMPLETON INSTITUTIONAL FUNDS - GLOBAL EQUITY SERIES	CARDARELLI ANGELO	171.929
TEMPLETON INTERNATIONAL EQUITY TRUST	CARDARELLI ANGELO	219.727
TEMPLETON INTERNATIONAL FOREIGN FUND	CARDARELLI ANGELO	704.600
TEMPLETON INTERNATIONAL STOCK FUND	CARDARELLI ANGELO	775.057
TEMPLETON INTERNATIONAL STOCK TRUST.	CARDARELLI ANGELO	164.827
TEMPLETON MASTER TRUST - SERIES 1	CARDARELLI ANGELO	88.330
TEMPLETON MASTER TRUST - SERIES 2	CARDARELLI ANGELO	17.711
TEMPLETON MASTER TRUST - SERIES 6	CARDARELLI ANGELO	5.770
TEMPLETON NVIT INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	141.946
TENNESSE CONSOLIDATED RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	394.808
TENNESSEE VALLEY AUTHORITY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	54.031
TENNESSEE VALLEY AUTHORITY RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	46.300
TERESI VITTORIO		6.000
TESCO PLC PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	262.600
TEXAS EDUCATION AGENCY .	CARDARELLI ANGELO	666.539
TEXAS SCOTTISH TITE FOR HOSPITAL CRIPPLE	CARDARELLI ANGELO	20.249
TEXAS SCOTTISH TITE FOR HOSPITAL CRIPPLE	CARDARELLI ANGELO	41.800
THE ABERDEEN DELAWARE BUSINESS TRUST	CARDARELLI ANGELO	14.000
THE ABERDEEN DELAWARE BUSINESS TRUST	CARDARELLI ANGELO	965.000
THE ABERDEEN DELAWARE BUSINESS TRUST	CARDARELLI ANGELO	38.400

78195/201

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
	VOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE
THE ABERDEEN DELAWARE BUSINESS TRUST	CARDARELLI ANGELO	40.000
THE ABERDEEN DELAWARE BUSINESS TRUST	CARDARELLI ANGELO	71.600
THE ALLIANCEBERNSTEIN POOLING PTF-ALLIANCEBRN GLB RE INV PTF	CARDARELLI ANGELO	154.480
THE ALLIANCEBERNSTEIN POOLING PTF-ALLIANCEBRN INT VALUE PTF	CARDARELLI ANGELO	410.260
THE AMERICAN NATIONAL RED CROSS	CARDARELLI ANGELO	59.006
THE BANK OF KOREA	CARDARELLI ANGELO	26.208
THE BANK OF NEW YORK MELLON ADR DIVISION	CARDARELLI ANGELO	38.427.784
THE BANK OF NEW YORK MELLON CORP RET PLANS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	62.538
THE BANK OF NEW YORK MELLON SA NV	CARDARELLI ANGELO	7.423.812
THE BANKERS INVESTMENT TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	205.000
THE BARCLAYS BANK UK RETIREMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	315.358
THE BARING GLOBAL OPPORTUN UMBRELLA	CARDARELLI ANGELO	10.848
THE BOARD OF PENSIONS OF THE PRESBYTERIAN CHURCH	CARDARELLI ANGELO	175.150
THE BOARD OF TRUSTEES OF THE LELAND STANFORD JR U	CARDARELLI ANGELO	218.358
THE BOARD OF TRUSTEES OF THE LELAND STANFORD JR U	CARDARELLI ANGELO	26.532
THE BOEING CO EMPLOYEE SAVINGS PLANS MASTER TR INV ACCOUNT	CARDARELLI ANGELO	61.014
THE BOEING COMPANY EMPLOYEE RETIREMENT P	CARDARELLI ANGELO	324.366
THE BOEING COMPANY EMPLOYEE RETIREMENT P	CARDARELLI ANGELO	77.649
THE BOEING COMPANY EMPLOYEE RETIREMENT P	CARDARELLI ANGELO	225.695
THE BOSTON COMPANY PRIVATE TRUTHE INTERNATIONAL EO	CARDARELLI ANGELO	27.976
THE CALIFORNIA WELLNESS FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	83.742
THE CANADA LIFE ASSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	53.711
THE CANADA LIFE ASSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	24.185
THE CANADA LIFE ASSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	19.555
THE CANADA LIFE ASSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	56.555
THE CANADA LIFE CANADIAN EMPLOYEES PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	7.712
THE CAROLINAS HEALTHCARE FOUNDATION INC	CARDARELLI ANGELO	32.865
THE CLEVELAND CLINIC FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	29.988
THE CONGREG SISTER OF MERCY WESTERN PROV	CARDARELLI ANGELO	15.867
THE DEARBORN PARTNERS GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	80.015
THE DELTA MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	5.342
THE DELTA MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	15.695
THE DIVERSIFIED CHARITY FUND	CARDARELLI ANGELO	24.604
THE DUN AND BRADSTREET CORP DEFINED BENEFIT GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	18.601
THE EUROPEAN INVESTMENT TRUST PLC	CARDARELLI ANGELO	516.262
THE GABELLI EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	29.000
THE GE UK PENSION COMMON INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	328.900

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

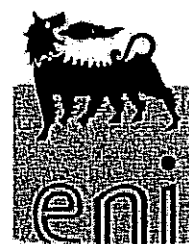
NO	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
VOLO PER CORRISPONDENZA		TOTALE
THE GENERAL RETIREMENT SYSTEM OF THE CITY OF DETROIT	CARDARELLI ANGELO	10.900
THE GM CANADA DOMESTIC TRUST	CARDARELLI ANGELO	17.743
THE GM CANADA DOMESTIC TRUST	CARDARELLI ANGELO	21.800
THE GM CANADA FOREIGN TRUST	CARDARELLI ANGELO	146.650
THE GREAT EASTERN LIFE ASSURANCE COMPANY LIMITED	CARDARELLI ANGELO	1.895
THE GREAT-WEST LIFE ASSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	4.697
THE GREAT-WEST LIFE ASSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	15.649
THE HARTFORD DIVERSIFIED INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	1.433
THE HARTFORDGLOBAL ALL- ASSET FUND	CARDARELLI ANGELO	28.834
THE HENRY SMITH CHARITY	CARDARELLI ANGELO	67.678
THE HONGKONG SHINGHAI BANK.CORPseul branc	CARDARELLI ANGELO	23.400
THE HONGKONG SHINGHAI BANK.CORPseul branc	CARDARELLI ANGELO	18.306
THE INVESTMENT COMPANY OF AMERICA	CARDARELLI ANGELO	2.698.000
THE MANUFACTURERS LIFE INSURANCE COMPANY	CARDARELLI ANGELO	60.999
THE MASTER TRUS OF JAPAN	CARDARELLI ANGELO	16.010
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOR MTBJ400045829 11-3	CARDARELLI ANGELO	2.364.965
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	61.597
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	125.910
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	136.100
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	62.013
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	4.582
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	97.201
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	109.900
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	13.600
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	53.554
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	64.800
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	41.115
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	CARDARELLI ANGELO	61.213
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOR MUTB400045794 11-3	CARDARELLI ANGELO	2.394.016
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOR MUTB400045795 11 3	CARDARELLI ANGELO	2.399.321
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOT MTBJ400045825	CARDARELLI ANGELO	409.803
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD.AS TRUSTEE FORGOVERNMENT PENSION II	CARDARELLI ANGELO	292.600
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD	CARDARELLI ANGELO	2.408.382
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD AS TRUSTEE FOR MORGAN STANLEY DEVE	CARDARELLI ANGELO	3.989
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD AS TRUSTEE FOR MORGAN STANLEY DEVE	CARDARELLI ANGELO	487
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD AS TRUSTEE FOR MUTB400045796	CARDARELLI ANGELO	2.379.683
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD. AS TRUSTEE FOR MTBC400045782	CARDARELLI ANGELO	107.321

78195/203

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALE
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD. AS TRUSTEE FOR MTBJ400045798	CARDARELLI ANGELO	130.000
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD. AS TRUSTEE FOR MTBJ400045821	CARDARELLI ANGELO	204.619
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD. AS TRUSTEE FOR MTBJ400045827	CARDARELLI ANGELO	349.814
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN, LTD. AS TRUSTEE FOR MUTB400045792	CARDARELLI ANGELO	2.367.994
THE MASTER TRUST BK OF JP LTD ATF FS INT EQ MF	CARDARELLI ANGELO	281.700
THE MASTER TRUST BK OF JP LTD: HITACHI FOREIGN EQ INDEX MF	CARDARELLI ANGELO	71.331
THE MEDICAL CENTRE INSURANCE COMPANY LTD.	CARDARELLI ANGELO	45.623
THE METHODIST HOSPITAL	CARDARELLI ANGELO	50.094
THE METHODIST HOSPITAL	CARDARELLI ANGELO	16.052
THE METHODIST HOSPITAL	CARDARELLI ANGELO	24.500
THE MOTOROLA PENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	112.181
THE MOWLEM STAFF PENS LIFE ASS SCHEME	CARDARELLI ANGELO	21.100
THE NATIONAL FARMERS UNION MUTUAL INSURA	CARDARELLI ANGELO	405.000
THE NATIONAL FARMERS UNION MUTUAL INSURA	CARDARELLI ANGELO	368.000
THE NATIONAL MUTUAL LIFE ASS OF AUSTRALASIA LIMITED	CARDARELLI ANGELO	32.894
THE NEW YORK PROVINCE OF THE SOCIETY OF JESUS	CARDARELLI ANGELO	8.460
THE NEW YORK TIMES CO. PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	25.389
THE NFU TRUST STAFFPENSION SCHEME	CARDARELLI ANGELO	10.000
THE NOMURA TRUST AND BANKING CO LTD	CARDARELLI ANGELO	85.646
THE NOMURA TRUST AND BANKING CO LTD	CARDARELLI ANGELO	1.557
THE NOMURA TRUST AND BANKING CO LTD AS THE TRUSTEE OF WORLD PRIME EQU	CARDARELLI ANGELO	76.300
THE OPEC FUND FOR INTERNATIONAL DEVELOPMENT	CARDARELLI ANGELO	151.700
THE PENSION FUND SOCIETY OF THE TORONTO-DOMINION	CARDARELLI ANGELO	104.202
THE PITNEY BOWES RETIREMENT PLANS TRUST	CARDARELLI ANGELO	5.620
THE PITNEY BOWES RETIREMENT PLANS TRUST	CARDARELLI ANGELO	5.900
THE PREMIER TRUST FUND FOR QUALIFIED EMPLOYEE BENEFIT PLANS	CARDARELLI ANGELO	5.720
THE PREMIER TRUST FUND FOR QUALIFIED EMPLOYEE BENEFIT PLANS	CARDARELLI ANGELO	10.350
THE PROV TREAS OF P PRINCE EDW ISL	CARDARELLI ANGELO	76.725
THE PRUDENTIAL INSURANCE COMPANY OF AMERICA	CARDARELLI ANGELO	59.786
THE PRUDENTIAL INSURANCE COMPANY OF AMERICA	CARDARELLI ANGELO	62.205
THE PRUDENTIAL INSURANCE COMPANY OF AMERICA	CARDARELLI ANGELO	51.450
THE PRUDENTIAL INVESTMENT PORTFOLIOS INCDRYDEN ACTIVE ALLOCATION	CARDARELLI ANGELO	3.423
THE PRUDENTIAL SERIES FUND GLOBAL PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	88.000
THE PRUDENTIAL SERIES FUND INC CONSERVATIVE BALANCED PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	9.524
THE PRUDENTIAL SERIES FUND INC-FLEXIBLE MANAGED PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	9.096
THE RBS AS DEPOSITARY FOR ABERDEEN	CARDARELLI ANGELO	418.700
THE RBS AS DEPOSITARY FOR ABERDEEN	CARDARELLI ANGELO	397.000

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
THE RBS AS DEPOSITARY FOR ABERDEEN	CARDARELLI ANGELO	284.600
THE RBS AS DEPOSITARY FOR ABERDEEN	CARDARELLI ANGELO	2.085.603
THE RBS AS TRUSTEE OF THE BLACKROCK CAUTIOUS PORTFOLIO FUND	CARDARELLI ANGELO	88.667
THE RBS PLC AS TRUSTEE BLACKROCK CONTINENTAL EUROPEAN FUNDANFUND	CARDARELLI ANGELO	893.081
THE REDITUS UMBRELLA EXEMPT UNIT TRUST	CARDARELLI ANGELO	78.902
THE REDITUS UMBRELLA EXEMPT UNIT TRUST C	CARDARELLI ANGELO	14.401
THE REDITUS UMBRELLA EXEMPT UNIT TRUST C	CARDARELLI ANGELO	18.784
THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA	CARDARELLI ANGELO	8.688
THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA	CARDARELLI ANGELO	72.088
THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA	CARDARELLI ANGELO	91.239
THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA	CARDARELLI ANGELO	322.009
THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA	CARDARELLI ANGELO	1.583.243
THE REPRESENTATIVE CHURCH BODY	CARDARELLI ANGELO	33.871
THE RETIREMENT ANN PL FOR EMPL OF THE ARMY&AIR FORCE EX SERV	CARDARELLI ANGELO	80.089
THE RETIREMENT SYSTEM OF THE AMERICAN NATIONAL RED CROSS	CARDARELLI ANGELO	62.475
THE ROYAL BANK OF SCOTL.PLC AS TRUST. OF BLACKROCK GLOB.EQ.FUNDEQUITY I	CARDARELLI ANGELO	24.915
THE ROYAL BANK OF SCOTLAND GROUP PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	556.825
THE ROYAL BANK OF SCOTLAND PLC AS TRUSTEE OF THE BLACKROCK OVERSEA	CARDARELLI ANGELO	57.315
THE SRI FUND FOR CHARITIES	CARDARELLI ANGELO	23.270
THE STATE OF NEVADA	CARDARELLI ANGELO	1.236
THE STATE OF NEVADA	CARDARELLI ANGELO	3.142
THE STATE OF NEVADA	CARDARELLI ANGELO	2.437
THE TARGET PORTFOLIO TRUST INTERNATIONAL EQUITY PORTFOLIOTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	90.000
THE TAYSIDE SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	154.330
THE TBC PRIVATE TRUST ACWI EX US VALUE FUND EQUITY	CARDARELLI ANGELO	3.830
THE TD BANK PENSION PLAN FOR FORMER EMPLOYEES OF THE CT GROUP	CARDARELLI ANGELO	11.517
THE THOMSON HOLDINGS INC.GROUP PENSION P	CARDARELLI ANGELO	25.700
THE TRUSTEE FOR INTERNATIONAL EQUITIES SECTOR TRUST	CARDARELLI ANGELO	10.077
THE TRUSTEES OF THE RETIREMENT BENEFITS	CARDARELLI ANGELO	70.000
THE TRUSTEES OF THE STANDARD LIFE ASSURANCE COMPANY STAFF PENSION SCH	CARDARELLI ANGELO	59.202
THE UNITED CHURCH OF CANADA PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	22.800
THE UNIVERSAL INST F INC - GLOBAL TACT ASSET ALL PTF	CARDARELLI ANGELO	2.877
THE UNIVERSITY OF MANITOBA PENSION PLAN (1970)	CARDARELLI ANGELO	19.800
THE WALT DISNEY COMPANY RETIREMENT PLAN MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	69.218
THE WELLINGTON TR CO NAT ASS MULT COM ALPHA STRATEGIES PTF	CARDARELLI ANGELO	80.765
THE WELLINGTON TR COM NATIONAL ASS MULT COLLECT INV F TRUST	CARDARELLI ANGELO	3.355
THE WELLINGTON TR COM NATIONAL ASS MULT COLLECT INV F TRUST	CARDARELLI ANGELO	3.314

78195/205

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOLO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALE
THOMPSON & MURFF	CARDARELLI ANGELO	15.298
THREADNEEDLE PAN EUROPEAN EQUITY DIVIDEN	CARDARELLI ANGELO	26.035
THREADNEEDLE PENSIONS LIMITED	CARDARELLI ANGELO	40.672
THRIVENT PARTNER INTERNATIONAL STOCK PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	377.800
THRIVENT PARTNER WORLDWIDE ALLOCATION FUND	CARDARELLI ANGELO	199.950
THRIVENT PARTNER WORLDWIDE ALLOCATION PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	181.400
TIAA-CREF FUNDS - ENHANCED INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	82.233
TIFF INVESTMENT PROGRAM, INC - TIFF MULTI-ASSET FUND	CARDARELLI ANGELO	275.931
TIAA-CREF INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	716.986
TIME WARNER CABLE PENSION PLANSMASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	40.129
TIME WARNER CABLE PENSION PLANSMASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	89.013
TIME WARNER INC MASTER PENSION TRUST	CARDARELLI ANGELO	68.063
TORSTAR MASTER TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	67.211
TOWERS PERRIN RETIREMENT PLAN FOR US EMPLOYEES	CARDARELLI ANGELO	60.200
TOYOTA MOTOR PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	39.833
TRANSAMERICA ALLIANCEBERNSTEIN DYNAMIC ALLOCATION VP	CARDARELLI ANGELO	5.308
TRANSAMERICA BLACKROCK GLOBAL ALLOCATION	CARDARELLI ANGELO	41.460
TRANSAMERICA HANSBERGER INTERNATIONAL VALUE	CARDARELLI ANGELO	84.105
TRANSAMERICA VAN KAMPEN ACTIVE INTERNATIONAL ALLOCATION VP	CARDARELLI ANGELO	550
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	99.425
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	397.927
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	486.774
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	60.673
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	811.600
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	1.089.523
TREASURER OF THE STATE OF NORTH CAROLINA EQUITY INVESTMENT FUND POOLEE	CARDARELLI ANGELO	1.336.435
TRIAD FOUNDATION INC	CARDARELLI ANGELO	8.400
TRINITY COLLEGE	CARDARELLI ANGELO	17.641
TROWE PRICE INTERNATIONAL CORE EQUITY FD	CARDARELLI ANGELO	21.589
TRUST & CUSTODY SERVICES BANK LTD AS TRUSTEE FOR PENSION INVESTMENT FU	CARDARELLI ANGELO	528.157
TRUST & CUSTODY SERVICES BANK LTD AS TRUSTEE FOR PENSION INVESTMENT FU	CARDARELLI ANGELO	107.483
TRUST & CUSTODY SERVICES BANK LTD AS TRUSTEE FOR PENSION INVESTMENT FU	CARDARELLI ANGELO	316.489
TRUST & CUSTODY SERVICES BANK LTD AS TRUSTEE FOR PENSION INVESTMENT FU	CARDARELLI ANGELO	7.953
TRUST & CUSTODY SERVICES BANK LTD AS TRUSTEE FOR PENSION INVESTMENT FU	CARDARELLI ANGELO	37.235
TRUST & CUSTODY SERVICES BANK LTD AS TRUSTEE FOR POS	CARDARELLI ANGELO	121.217
TRUST E CUSTODY SERVICES BANK LTD	CARDARELLI ANGELO	117.039
TRUST FOR RETIR MED, DENT & LIFE INS ARMY&AIR FORCE EXCH	CARDARELLI ANGELO	43.433

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
TRUST+CUSTODY SERV BANK LTD RENIKKO CS GLB HIGH YIELD EQU MF	CARDARELLI ANGELO	211.000
TRUST+CUSTODY SERV.BANK LTD RENIKKO GLOBAL HIGH DIV EQ M F	CARDARELLI ANGELO	114.648
TRUSTEES OF CHINESE UNIV OF HK STAFF SUPERANN SCHEME (1995)	CARDARELLI ANGELO	9.420
TRUSTEES OF THE ESTATE OF BERNICE PAUAHIBISHOP DBA KAMAHAMEHA SCHOOL	CARDARELLI ANGELO	137.597
TT INTERNATIONAL FUNDS PLC TT EUROPE EX UK EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	244.514
TT INTERNATIONAL FUNDS PLC TT EUROPEAN EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	1.979
TT INTERNATIONAL FUNDS PLC TT EUROPEAN EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	34.906
TUI Travel Plc Common Investment Fund	CARDARELLI ANGELO	156.054
TULARE COUNTY EMPLOYEES' RETIREMENT ASSOCIATION	CARDARELLI ANGELO	21.500
TUTELAIRE ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	12.000
TUTELAIRE ACTIONS ETHIQUES	CARDARELLI ANGELO	14.436
TUTMAN B&CE CONTRACTED-OUT PENSION SCHEM	CARDARELLI ANGELO	40.442
TWEEDY BROWNE GLOBAL HIGH DIVIDEND PARTNERS LL	CARDARELLI ANGELO	10.000
TWEEDY BROWNE GLOBAL VAUE FUND II CURRENCY UNHEDGED	CARDARELLI ANGELO	110.000
TWEEDY BROWNE VALUE FUNDS-TWEEDY BROWNE GLOB HIGH DIV VALUE F	CARDARELLI ANGELO	95.800
TWEEDY BROWNE WORLDWIDE HIGH DIVIDEND YIELD VALUE	CARDARELLI ANGELO	457.200
TYCO ELECTRONICS DEFINED MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	25.100
TYCO ELECTRONICS RETIREMENT SAVINGS AND	CARDARELLI ANGELO	7.911
The Health Foundation	CARDARELLI ANGELO	15.100
The Health Foundation	CARDARELLI ANGELO	136.826
The Meadows Foundation Inc	CARDARELLI ANGELO	4.600
The Oenoke Fund	CARDARELLI ANGELO	14.301
The Rawda Settlement	CARDARELLI ANGELO	156.800
The TM Overstone UCITS Equity Income Fund	CARDARELLI ANGELO	52.739
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	36.041
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	37.300
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	56.314
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	163.700
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	167.354
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	111.739
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	56.709
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	365.109
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	151.485
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	13.423
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	CARDARELLI ANGELO	66.737
UBI SICAV	CARDARELLI ANGELO	3.957
UBS (LUX) EQUITY FUND - EURO COUNTRIES	CARDARELLI ANGELO	397.444

78.195 | 207

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
	MOTO PER CORRISPONDENZA	TOTALE
UBS (LUX) EQUITY SICAV - EUROPEAN HIGH DIVIDEND	CARDARELLI ANGELO	243.430
UBS (LUX) STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	10.080
UBS (LUX) STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	12.256
UBS (LUX) STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	2.723
UBS (LUX) STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	18.099
UBS (Lux) Equity SICAV - Global High Dividend	CARDARELLI ANGELO	137.636
UBS (Lux) Equity Sicav	CARDARELLI ANGELO	1.558
UBS (Lux) Key Selection Sicav	CARDARELLI ANGELO	5.611
UBS (Lux) Key Selection Sicav	CARDARELLI ANGELO	3.008
UBS (Lux) Key Selection Sicav	CARDARELLI ANGELO	8.714
UBS (Lux) Sicav 3	CARDARELLI ANGELO	20.752
UBS (Lux) Sicav 3	CARDARELLI ANGELO	15.726
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	5.136
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	8.030
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	870
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	5.611
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	6.520
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	808
UBS (Lux) Strategy Xtra Sicav	CARDARELLI ANGELO	960
UBS CANADA	CARDARELLI ANGELO	4.190
UBS DYNAMIC ALPHA STRATEGY FUNDA (AUD)	CARDARELLI ANGELO	9.703
UBS ETF	CARDARELLI ANGELO	407.062
UBS ETF	CARDARELLI ANGELO	16.451
UBS ETF	CARDARELLI ANGELO	11.485
UBS ETF	CARDARELLI ANGELO	60.529
UBS ETF-UBS-ETF DJ EURO STOXX 50	CARDARELLI ANGELO	1.177.641
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	24.170
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	3.306
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	1.944
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	586
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	6.490
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	4.458
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	2.128
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	1.018
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	6.245
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	1.710
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	139.800

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
UBS Fund Management (Luxembourg) S.A.	CARDARELLI ANGELO	521.365
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	482.943
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	74.701
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	1.755
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	2.334
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	9.771
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	9.798
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	1.267
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	978
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	408.447
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	27.254
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	170.000
UBS Fund Management (Switzerland) AG	CARDARELLI ANGELO	300.000
UBS GLOBAL ASSET MANAGEMENT LIFE LTD	CARDARELLI ANGELO	33.741
UBS PACE ALTERNATIVE STRATEGIES INVESTMENTS	CARDARELLI ANGELO	8.969
UFCW INTERNATIONAL UNION PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	19.100
UFCW LOCAL 56 RETAIL MEAT PENSION FD	CARDARELLI ANGELO	15.780
UFF TEMPO PEA	CARDARELLI ANGELO	149.415
ULSTER BANK STRATEGY FD UNIVERSAL BF	CARDARELLI ANGELO	493
ULSTER BANK STRATEGY FD UNIVERSAL BF	CARDARELLI ANGELO	854
UMB	CARDARELLI ANGELO	14.500
UNILEVER UK PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	98.356
UNION CARBIDE EMPLOYEES' PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	2.630
UNION INVESTMENT PRIVATFONDS	CARDARELLI ANGELO	9.000
UNION INVESTMENT PRIVATFONDS	CARDARELLI ANGELO	676.033
UNION INVESTMENT PRIVATFONDS	CARDARELLI ANGELO	1.532.511
UNION INVESTMENTS FUNDS SA	CARDARELLI ANGELO	2.063.680
UNION PACIFIC CORP MASTER RET TRUST	CARDARELLI ANGELO	13.266
UNIPENSION INVEST FMBA EUROPAEISKE AKTIER	CARDARELLI ANGELO	2.600
UNISUPER	CARDARELLI ANGELO	95.295
UNISUPER	CARDARELLI ANGELO	65.606
UNISYS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	23.588
UNISYS MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	160.400
UNITED AIRLINES PILOTS DIR.PLAN TR.	CARDARELLI ANGELO	30.600
UNITED CHURCH FOUNDATION	CARDARELLI ANGELO	35.100
UNITED FOOD & COMM WORKERS UNIONS	CARDARELLI ANGELO	25.469
UNITED FOOD AND COMMERCIAL WORKERS INT UNION INDUSTRY PENSION F	CARDARELLI ANGELO	36.000

78195/209

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NO	DELEGATO	NUMERO DI AZIONI
VOTO	PER CORRISPONDENZA	TOTALE
UNITED INTERNATIONAL EQ GROWTH POOL	CARDARELLI ANGELO	200
UNITED NATIONS RELIEF AND WORKS FOR PALESTINIAN REFUGEES IN THE NEAR EA	CARDARELLI ANGELO	11.935
UNITED TECHNOLOGIES CORP. MASTER RETIREMENT TR	CARDARELLI ANGELO	96.997
UNITED TECHNOLOGIES CORPORATION EMPLOYEE SAVINGS PLAN	CARDARELLI ANGELO	109.753
UNIVERS CNP 1	CARDARELLI ANGELO	48.386
UNIVERSAL INVEST BAYVK A1 FONDS	CARDARELLI ANGELO	116.375
UNIVERSAL SHIPOWNERS MARINE INS ASS LTD EQUITY CLASS 3	CARDARELLI ANGELO	15.256
UNIVERSITY OF GUELPH	CARDARELLI ANGELO	9.900
UNIVERSITY OF GUELPH FOREIGN PROPERTY TRUST	CARDARELLI ANGELO	47.000
UNIVERSITY OF ILLINOIS	CARDARELLI ANGELO	29.387
UNIVERSITY OF PITTSBURGH MEDICAL CENTER SYSTE	CARDARELLI ANGELO	26.766
UNIVERSITY OF RICHMOND	CARDARELLI ANGELO	16.074
UNIVERSITY OF WASHINGTON	CARDARELLI ANGELO	7.404
UNIVEST	CARDARELLI ANGELO	234.908
UNPMF	CARDARELLI ANGELO	18.000
UPMC BASIC RETIREMENT PLAN MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	13.522
UPS GROUP TRUST	CARDARELLI ANGELO	49.686
URS CORPORATION 401(K) PLAN	CARDARELLI ANGELO	11.526
US RETIREMENT TRUST	CARDARELLI ANGELO	10.964
USAA MASTER TRUST (PENSION AND RISP)	CARDARELLI ANGELO	86.125
USAA MUTUAL FUNDS TRUST - USAA CORNERSTONE STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	35.987
USAA MUTUAL FUNDS TRUST - USAA GLOBAL OPPORTUNITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	8.381
UTAH STATE RETIREMENT SYSTEMS	CARDARELLI ANGELO	146.766
UTAH STATE RETIREMENT SYSTEMS	CARDARELLI ANGELO	237.664
UTAM INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	164.849
UTAM INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	45.600
VALIANT AKTIEN EUROPA	CARDARELLI ANGELO	22.900
VALIC COMPANY I - GLOBAL STRATEGY FUND	CARDARELLI ANGELO	161.966
VALIC COMPANY I - INTERNATIONAL EQUITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	65.562
VALIC COMPANY I - INTERNATIONAL EQUITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	77.955
VALIC COMPANY I - INTERNATIONAL EQUITIES FUND	CARDARELLI ANGELO	95.722
VALOR ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	45.400
VAN ANDEL INSTITUTE	CARDARELLI ANGELO	5.593
VANGUARD CARBON AWARE INTERNATIONAL SHAR	CARDARELLI ANGELO	22.905
VANGUARD DEVELOP MARKET INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	2.714.529
VANGUARD ENERGY FUND	CARDARELLI ANGELO	351.875
VANGUARD ENERGY FUND	CARDARELLI ANGELO	846.838

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DIAZIONI TOTALE
VANGUARD EUROPEAN STOCK INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	2.451.690
VANGUARD FID COMPANY EUROPEAN STOCK INDE	CARDARELLI ANGELO	128.653
VANGUARD FTSE ALL-WORLD EX US INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	2.192.661
VANGUARD INTERNATIONAL SHARE INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	807.713
VANGUARD INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	712.276
VANGUARD INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	513.400
VANGUARD INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	2.043.800
VANGUARD INV F ICVC- FTSE DEV WOR LD EX - U.K. EQ INDEX F	CARDARELLI ANGELO	78.003
VANGUARD INV F ICVC-VANGUARD FTSE DEV EUROPE EX-UK EQ INDEX F	CARDARELLI ANGELO	64.775
VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	CARDARELLI ANGELO	8.312
VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	CARDARELLI ANGELO	495.403
VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	CARDARELLI ANGELO	1.103.190
VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	CARDARELLI ANGELO	678.105
VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	CARDARELLI ANGELO	347.325
VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	CARDARELLI ANGELO	57.390
VANGUARD TAX-MANAGED INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	2.354.924
VANGUARD TOTAL INTERNATIONAL STOCK INDEX	CARDARELLI ANGELO	9.432.879
VANGUARD TOTAL WORLD STOCK INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	142.378
VANTAGEPOINT INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	408.859
VANTAGEPOINT INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	97.900
VANTAGEPOINT OVERSEAS EQUITY INDEX FUND	CARDARELLI ANGELO	47.007
VARIABLE INSURANCE PRODUCTS FUND OVERSEA	CARDARELLI ANGELO	200.700
VARIABLE PORTFOLIO - DFA INTERNATIONAL VALUE FUND	CARDARELLI ANGELO	144.350
VARIABLE PORTFOLIO - PYRAMIS INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	272.200
VAUXHALL MOTORS LIMITED PENSION PLAN	CARDARELLI ANGELO	43.600
VEBA PARTNERSHIP N LP.	CARDARELLI ANGELO	97.982
VEBA PARTNERSHIP N LP.	CARDARELLI ANGELO	92.297
VEBA PARTNERSHIP N LP.	CARDARELLI ANGELO	93.469
VERDIPAPI KLP AKSJEUROPA INDEKS 1	CARDARELLI ANGELO	90.026
VERDIPAPIR FONDET KLP AKSJGLOBAL 1	CARDARELLI ANGELO	166.266
VERMONT PENSION INVESTMENT COMMITTEE	CARDARELLI ANGELO	147.334
VFP SECURITIES LLC	CARDARELLI ANGELO	946
VICTORIAN SUPERANNUATION FUND	CARDARELLI ANGELO	197.976
VILLIERS DIVERSIFIE DEXIA AM	CARDARELLI ANGELO	302.249
VINSON & ELKINS LLP RETIREMENT PLANS MAS	CARDARELLI ANGELO	40.296
VIRGINIA RETIREMENT SYSTEM.	CARDARELLI ANGELO	4.766
VIRGINIA RETIREMENT SYSTEM.	CARDARELLI ANGELO	212.500

78195/24

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOOME	DELEGATO/ VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
VIRGINIA RETIREMENT SYSTEM .	CARDARELLI ANGELO	1
VIRGINIA RETIREMENT SYSTEM .	CARDARELLI ANGELO	316.367
VIRGINIA RETIREMENT SYSTEM .	CARDARELLI ANGELO	1.259.354
VISION POOLED SUPERANNUATION TRUST	CARDARELLI ANGELO	33.670
VIVACCIO ACTIONS	CARDARELLI ANGELO	815.008
VOCATION MARCHE ARIANESPACE CONSEIL DE SURVEILLANCE DU FCP	CARDARELLI ANGELO	3.924
VOLKSWAGEN US, INC. E. RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	26.900
VOLUNTARY SOUTHERN CALIFORNIA EDISON	CARDARELLI ANGELO	4.969
ValueQuest Partners LLC	CARDARELLI ANGELO	7.650
Voluntary Employees Beneficiary Associat	CARDARELLI ANGELO	10.203
WALTER E. DISNEY FAMILY TRUST UNDER WILL	CARDARELLI ANGELO	4.505
WAMU PENSION PLAN MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	25.600
WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	90.941
WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	1.121.044
WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	44.685
WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	1.127.845
WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	1.272.900
WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD 2	CARDARELLI ANGELO	1.564
WASHINGTON UNIVERSITY .	CARDARELLI ANGELO	149.821
WBW TRUST NUMBER ONE	CARDARELLI ANGELO	552
WELLMARK INC. .	CARDARELLI ANGELO	28.030
WELLMARK OF SOUTH DAKOTA INC .	CARDARELLI ANGELO	12.134
WELLS FARGO ADVANTAGE GLOBAL DIVIDEND OPPORTUNITY FUND	CARDARELLI ANGELO	600.000
WELLS FARGO ADVANTAGE INTERNATIONAL CORE FUND	CARDARELLI ANGELO	257.236
WELLS FARGO ADVANTAGE INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	43.135
WELLS FARGO ADVANTAGE INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	25.100
WELLS FARGO ADVANTAGE VT. INTERNATIONAL CORE FUND	CARDARELLI ANGELO	206.895
WELLS FARGO AND CO CASH BALANCEPLAN	CARDARELLI ANGELO	241.089
WELLS FARGO AND COMPANY CASH BALANCE PLAN	CARDARELLI ANGELO	19.544
WELLS FARGO MASTER TRUST INTERNATIONAL CORE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	17.455
WELLS FARGO MASTER TRUST INTERNATIONAL INDEX PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	6.045
WELLS FARGO MASTER TRUST INTERNATIONAL VALUE PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	135.200
WELLS FARGOMASTER TRUST DIVERSIFIED STOCK PORTFOLIO	CARDARELLI ANGELO	210.880
WEST MIDLANDS METROPOLITAN AUTHORITI	CARDARELLI ANGELO	391.000
WEST SUBURBAN RETIREMENT INCOME PLAN	CARDARELLI ANGELO	1.697
WEST VIRGINIA INVESTMENT MANAGEMENT BOARD	CARDARELLI ANGELO	424.300
WEST YORKSHIRE PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	500.000

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione



Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO AZIONI TOTALE
WESTERN METAL INDUSTRY PENSION	CARDARELLI ANGELO	43.655
WESTERN PENNSYLVANIA TEAMSTERS AND EMPLOYERS PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	59.196
WESTPAC INTERNATIONAL SHARE INDEX TRUST	CARDARELLI ANGELO	158.337
WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	37.599
WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	71.648
WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	CARDARELLI ANGELO	44.496
WHITBREAD GROUP PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	135.000
WHOLESALE GLOBAL EQUITY - INDEX FUND (UNHEDGED)	CARDARELLI ANGELO	53.888
WICHITA RETIREMENT SYSTEMS	CARDARELLI ANGELO	85.214
WILLIAM BARRON HILTON CHARITABLE REMAINDER	CARDARELLI ANGELO	107.900
WILMINGTON MULTI-MANAGER INTERNATIONAL FUND	CARDARELLI ANGELO	24.800
WILMINGTON TRUST RETIREMENT AND INST SER CO COLLECTIVE INV TR	CARDARELLI ANGELO	265.400
WILSHIRE VIT INTERNATIONAL EQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	3.946
WINDSOR LIFE ASSURANCE COMPANY LTD	CARDARELLI ANGELO	92.700
WINDSOR LIFE ASSURANCE COMPANY LTD	CARDARELLI ANGELO	609.000
WINDSOR LIFE ASSURANCE COMPANY LTD	CARDARELLI ANGELO	245.000
WINDSTREAM MASTER TRUST	CARDARELLI ANGELO	103.600
WINTERTHUR LIFE U.K. LIMITED	CARDARELLI ANGELO	69.600
WINTERTHUR LIFE UK LTD	CARDARELLI ANGELO	48.342
WISDOMTREE DEFA EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	151.016
WISDOMTREE DEFA FUND	CARDARELLI ANGELO	199.821
WISDOMTREE GLOBAL EQUITY INCOME FUND	CARDARELLI ANGELO	44.579
WISDOMTREE INTERNATIONAL DIVIDEND EX-FINANCIALS FUND	CARDARELLI ANGELO	240.355
WISDOMTREE INTERNATIONAL ENERGY SECTOR FUND	CARDARELLI ANGELO	43.999
WISDOMTREE INTERNATIONAL HEDGEDEQUITY FUND	CARDARELLI ANGELO	13.508
WISDOMTREE INTERNATIONAL LARGE CAP DIVIDEND	CARDARELLI ANGELO	120.015
WM POOL EQUITIES TRUST NO 20	CARDARELLI ANGELO	253.025
WM POOL EQUITIES TRUST NO.34	CARDARELLI ANGELO	1.121.623
WORLD HEALTH ORGANISATION	CARDARELLI ANGELO	25.461
WORLD INDEX OLUS SECURITIES LENDING COMMON TRUST FUND	CARDARELLI ANGELO	71.264
WRIGHT INTL BLUE CHIP	CARDARELLI ANGELO	26.278
WSIB INVESTMENTS (PUBLIC EQUITIES) POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	120.138
WSIB INVESTMENTS (PUBLIC EQUITIES) POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	295.234
WSIB INVESTMENTS (PUBLIC EQUITIES) POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	293.900
WSIB INVESTMENTS (PUBLIC EQUITIES) POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	46.918
WSIB INVESTMENTS (PUBLIC EQUITIES) POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	194.300
WSIB INVESTMENTS (PUBLIC EQUITIES) POOLED FUND TRUST	CARDARELLI ANGELO	329.388

78195/213

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA

8 MAGGIO 2012

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli



Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti

NOME	DELEGATO VOTO PER CORRISPONDENZA	NUMERO DI AZIONI TOTALE
WSSP INTERNATIONAL EQUITIES TRUST	CARDARELLI ANGELO	56.800
WUT47	CARDARELLI ANGELO	10.660
WYOMING RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	78.850
WYOMING RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	51.123
WYOMING RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	6.356
WYOMING RETIREMENT SYSTEM	CARDARELLI ANGELO	50.227
Wisconsin Public Service Corporation Mas	CARDARELLI ANGELO	22.200
XEROX CANADA EMPLOYEES RETIREMENT PLAN	CARDARELLI ANGELO	17.041
XEROX CORPORATION RETIREMENT & SAVINGS PLAN	CARDARELLI ANGELO	29.900
YORK UNIVERSITY PENSION FUND	CARDARELLI ANGELO	73.200
YORKSHIRE & CLYDESDALE BANK PENSION SCHE	CARDARELLI ANGELO	114.300
YORKSHIRE & CLYDESDALE BANK PENSION SCHE	CARDARELLI ANGELO	185.890
YOUNG MENS CHRISTIAN ASSOC. RETIR FD	CARDARELLI ANGELO	73.500
ZACCAGNINO RAFFAELE		500
ZENITH INVESTMENT FUND PLC	CARDARELLI ANGELO	6.666
ZIFFER GUIDO		2.425
ZURICH FINANCIAL SERVICES UK PENSION SCH	CARDARELLI ANGELO	110.658
Zurich Assurance Limited	CARDARELLI ANGELO	28.517
Zurich Assurance Limited	CARDARELLI ANGELO	298.958
Zurich Assurance Limited	CARDARELLI ANGELO	1.272.427
the city of london inv trust plc	CARDARELLI ANGELO	350.000

TOTALI PARTECIPANTI n° 3.758 Azionisti, per un numero totale di azioni pari a 2.258.351.494

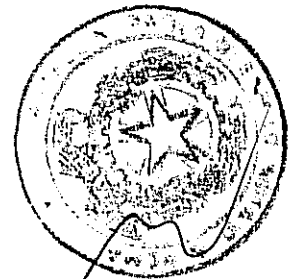
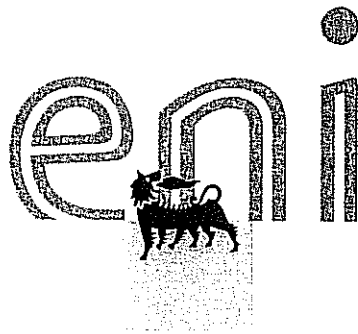
IN PROPRIO n° 34 azionisti per n° 206.159 Azioni

PER DELEGA n° 3.721 azionisti per n° 2.258.144.460 Azioni

PER CORRISPONDENZA n° 3 azionisti per n° 875 Azioni

78195/216

Allegato "B"
Rogito 19677



PAGINA ANNULLATA

78 195/215

Relazione e bilancio consolidato

Relazione sulla gestione

- 4 Il Gruppo Eni
- 6 Profilo dell'anno
- 10 Lettera agli azionisti
- 13 La strategia Eni
- 15 Scenario e contesto di riferimento
- 17 Come operiamo
- 22 Governance

Andamento operativo

- 25 Exploration & Production
- 42 Gas & Power
- 50 Refining & Marketing
- 56 Petrochimica
- 59 Ingegneria & Costruzioni

Commento ai risultati e altre informazioni

- 62 Commento ai risultati economico-finanziari
- 62 Conto economico
- 80 Stato patrimoniale riclassificato
- 85 Rendiconto finanziario riclassificato
- 90 Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
- 98 Fattori di rischio e incertezza
- 110 Evoluzione prevedibile della gestione
- 111 Altre informazioni
- 115 Glossario

Bilancio consolidato

- 120 Schemi di bilancio
- 128 Note al bilancio consolidato
- 217 Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

- 233 Consolidato di sostenibilità
- 259 Attestazione del management
- 260 Relazione della Società di revisione
- 262 Independent Assurance Report

Bilancio di esercizio di Eni SpA

- 266 Schemi di bilancio
- 271 Note al bilancio d'esercizio
- 329 Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti
- 330 Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.
- 333 Attestazione del management
- 334 Relazione della Società di revisione
- 336 Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

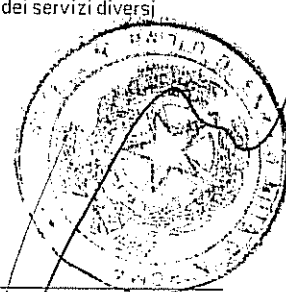
Allegati

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2011

- 338 Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011
- 376 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Allegato alle note del bilancio di esercizio

- 377 Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA
- 386 Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione



Disclaimer

La relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 30 aprile e dell'8 maggio 2012.

L'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times WWT" del 22 marzo 2012, e su "Milano Finanza" del 30 marzo 2012.

Il Gruppo Eni

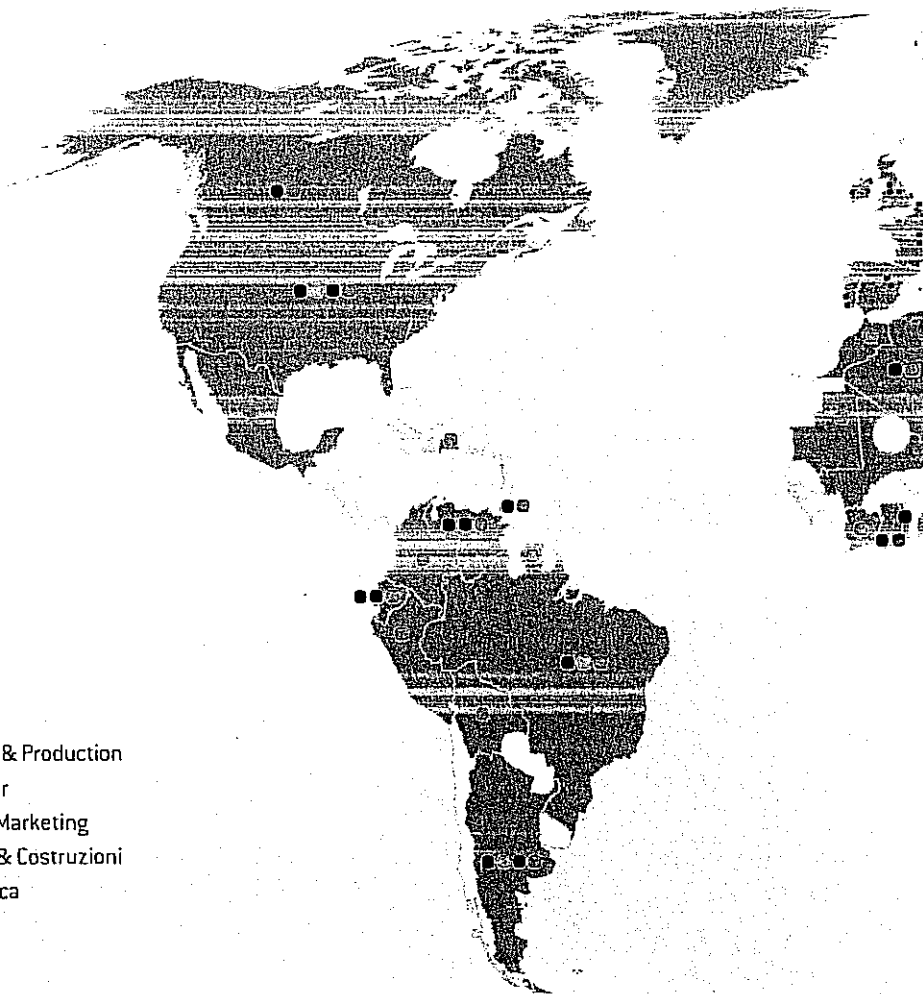
EUROPA

Austria, Belgio, Cipro,
Croazia, Danimarca,
Finlandia, Francia,
Germania, Grecia, Irlanda,
Italia, Lussemburgo,
Malta, Norvegia, Paesi
Bassi, Polonia, Portogallo,
Regno Unito, Repubblica
Ceca, Repubblica
Slovacca, Romania,
Slovenia, Spagna, Svezia,
Svizzera, Turchia,
Ucraina, Ungheria

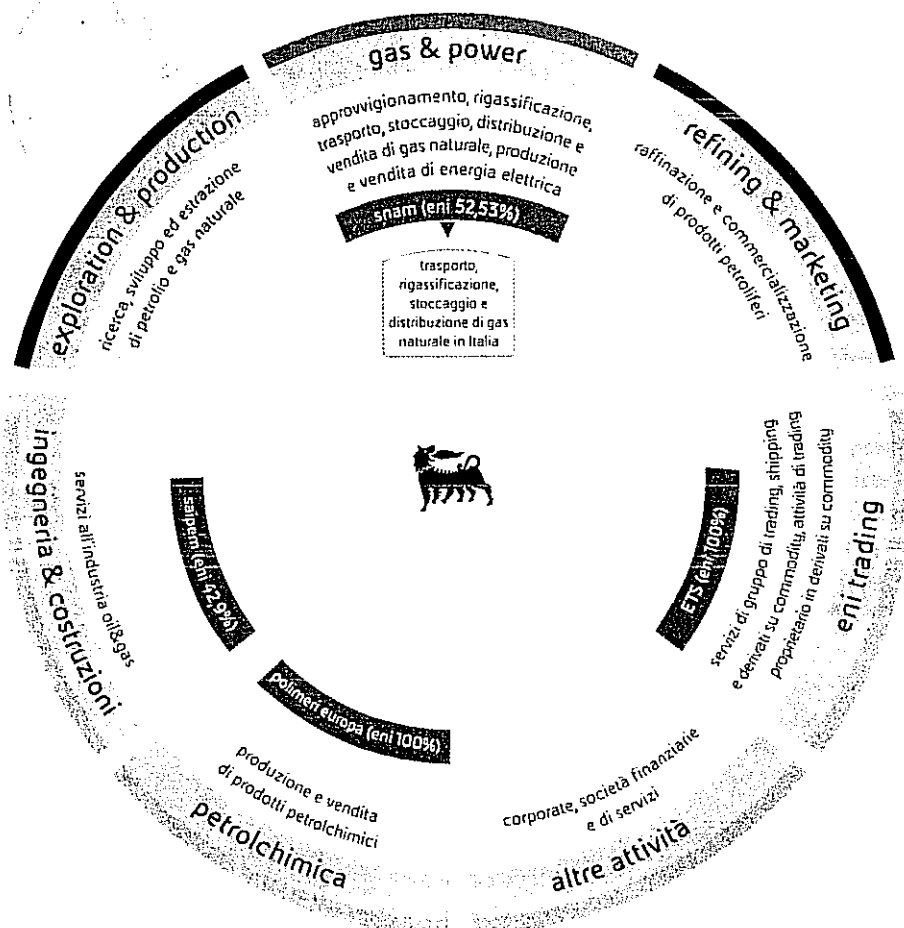
AFRICA

Algeria, Angola, Congo,
Costa d'Avorio, Egitto,
Gabon, Ghana, Guinea
Equatoriale, Libia,
Mali, Marocco, Mauritania,
Mozambico, Nigeria,
Repubblica Democratica
del Congo, Togo, Tunisia

- Exploration & Production
- Gas & Power
- Refining & Marketing
- Ingegneria & Costruzioni
- Petrolchimica

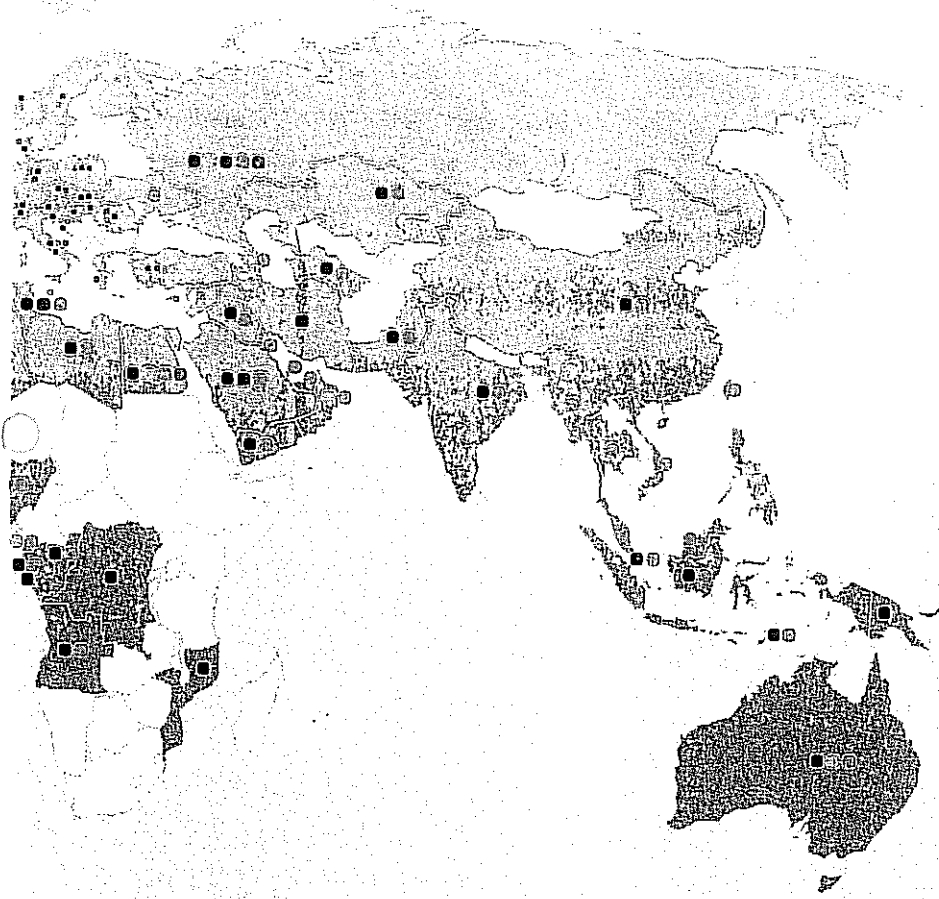


Struttura del Gruppo Eni



Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia ed è presente oggi con circa 79.000 persone in 85 Paesi del mondo.

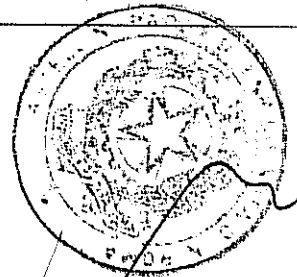
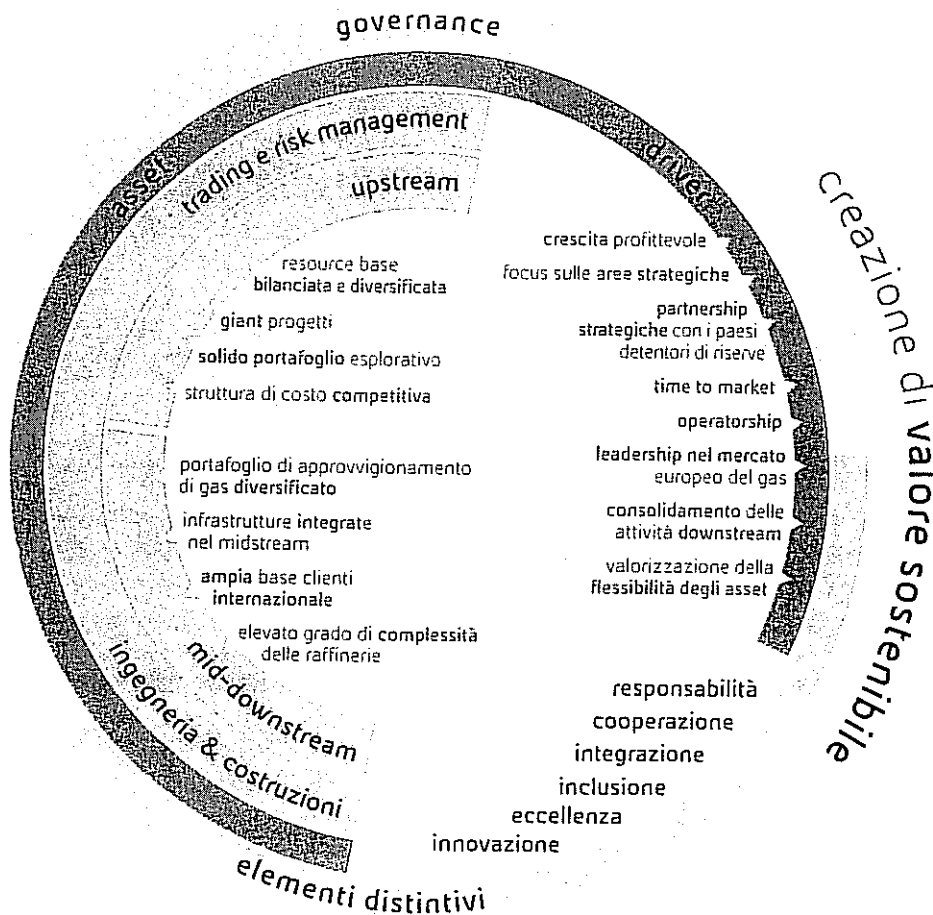
La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

**ASIA E OCEANIA**

Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Emirati Arabi Uniti, Filippine, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakhstan, Kuwait, Malaysia, Myanmar, Oman, Pakistan, Papua-Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Siria, Taiwan, Thailandia, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam, Yemen

AMERICHE

Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Trinidad & Tobago, Venezuela

Il modello di business Eni

L'eccellente posizionamento strategico e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni fanno leva su un modello di business caratterizzato da un patrimonio di asset distintivi e da linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business. Innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, cooperazione e responsabilità guidano l'operare di Eni nell'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.

Profilo dell'anno

78 195 48

I risultati

Nel 2011 Eni ha conseguito l'utile netto di 6,86 miliardi di euro. L'utile netto adjusted è stato di 6,97 miliardi di euro, l'1,5% in più rispetto al 2010. L'eccellente performance del settore Exploration & Production sostenuta dalla ripresa del prezzo del petrolio ha assorbito sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia la contrazione dei risultati dei business gas, raffinazione e petrolchimica a causa della recessione economica.

Il cash flow (flusso di cassa netto da attività operativa) di 14,38 miliardi di euro, unitamente agli incassi dei disinvestimenti (1,9 miliardi di euro), ha consentito di coprire la gran parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti di 13,8 miliardi di euro e alla remunerazione degli azionisti. A fine esercizio il leverage è pari a 0,46 (0,47 al 31 dicembre 2010).

Il dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,04 euro per azione (1,00 euro per azione nel 2010), di cui 0,52 euro già distribuiti nel settembre 2011 a titolo di acconto. Il management conferma l'impegno di Eni nell'assicurare agli azionisti una remunerazione al top del settore.

La produzione di idrocarburi

La produzione è stata di 1,58 milioni di boe/giorno penalizzata dal blocco temporaneo delle attività in Libia. Escludendo l'impatto della forza maggiore causata dagli eventi libici e l'effetto dei maggiori prezzi del petrolio, sugli entitlement dei PSA, la produzione conferma il livello 2010. Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di 2,03 milioni di boe/giorno, facendo leva sullo sviluppo nelle aree core e sul modello di cooperazione tradizionale di Eni.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe a fine anno si attestano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all sources del 142% che raggiunge il 159% a prezzi costanti. La vita residua è di 12,3 anni.

Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con i volumi 2010. La crescita registrata nei principali mercati europei, grazie alle azioni commerciali intraprese, ha consentito di attenuare l'impatto della crisi dei consumi, l'azione della concorrenza e la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico.

Nel prossimo quadriennio Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo. La presenza commerciale e l'eccellenza del servizio in Italia, la piena integrazione degli asset acquisiti, le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine saranno le chiavi per raggiungere questi obiettivi.

Successi esplorativi

I successi esplorativi sono stati il tratto distintivo del 2011.

La scoperta a gas di Mamba, un giacimento dalle enormi proporzioni nell'offshore del Mozambico con oltre 1.100 miliardi di metri cubi di volumi in place, apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti.

Nel Mare di Barents, le scoperte di Skrugard e Havís hanno identificato un hub con circa 500 milioni di barili di riserve recuperabili (Eni 30%).

In Indonesia la scoperta offshore di Jangkrik nel blocco operato di Muara Bakau (Eni 55%) ha consentito di raddoppiare le risorse dell'area.

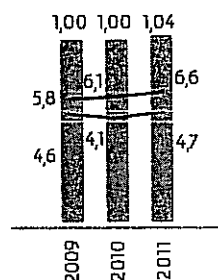
Altre scoperte sono avvenute in Angola, USA, Ghana e appraisal in Venezuela. Nel complesso l'esplorazione di successo ha incrementato di 1,1 miliardi di boe la resource base di Eni.

Accordo con Gazprom

Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011.

Andamento dividendo

€ per azione



■ Dividendo

— Dividend yield Eni (%)

— Dividend yield - media oil&gas* (%)

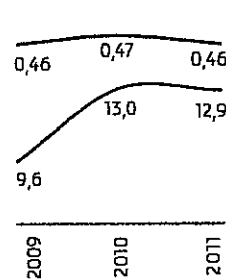
Flusso di cassa netto da attività operativa

€ milioni



■ Flusso di cassa netto da attività operativa

Leverage e ROAE



— ROAE (%)

— Leverage

* Media calcolata sulle compagnie petrolifere: BP, Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell e Total.

78195/29

Ripristino della produzione in Libia

Le attività produttive Eni in Libia e le esportazioni di gas tramite il GreenStream sono state riavviate in tempi record grazie alla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC. In questi giorni gli asset Eni erogano circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012.

La sicurezza delle persone

L'indice di frequenza degli infortuni del 2011 mostra, rispetto all'anno precedente, un miglioramento sia per i dipendenti, sia per i contrattisti, proseguendo per il sesto anno consecutivo il trend positivo. In particolare il miglioramento rispetto ai risultati annuali del 2010 per i dipendenti è stato del 22%, per i contrattisti del 15,9%.

Il coinvolgimento delle persone

Nel 2011 è stata realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "eni secondo te", un sondaggio volto a raccogliere le opinioni e le aspettative di oltre 32.000 dipendenti in 47 Paesi sull'azienda.

Continua il trend di aumento della presenza femminile in azienda [+3,4% rispetto al 2010] nonostante la diminuzione complessiva della forza lavoro [-1,6% rispetto al 2010].

La partecipazione alla governance globale dei temi di sostenibilità

Allo scopo di supportare l'iniziativa del Segretario Generale delle Nazioni Unite "Sustainable Energy for All", Eni ha promosso nell'ambito del Global Compact LEAD la Task Force on Business Action. Entro il 2030 l'iniziativa intende: assicurare l'accesso universale ai servizi energetici moderni, raddoppiare il tasso di crescita dell'efficienza energetica e la percentuale di energia rinnovabile nel mix energetico globale. La Task Force è parte integrante dell'iniziativa e ha il compito di assicurare il contributo e l'impegno del settore

privato. Eni ha inoltre sottoscritto un accordo internazionale di cooperazione tra pubblico e privato con l'International Scientific and Professional Advisory Council of the United Nations Crime Prevention per la ricerca in materia di anti-corruzione.

Innovazione tecnologica

Nel 2011 è stato siglato un nuovo accordo con la Stanford University, per lo sviluppo di un programma di ricerca incentrato principalmente sulle tecnologie core dell'oil&gas industry e sulla tutela ambientale, per complessivi 10 milioni di dollari nei prossimi quattro anni.

Sviluppi di business

È stata deliberata la final investment decision del progetto di sviluppo della scoperta giant Perla nell'offshore del Blocco Cardon IV nel Golfo del Venezuela. Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.

Sono state ottenute numerose decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburskoye e Urengoskoye in Siberia e ad altri giacimenti che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione nel 2015.

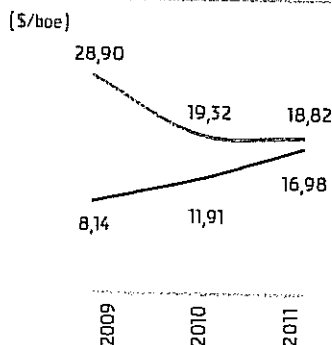
Nel 2011 sono stati definiti nuovi accordi di cooperazione con l'Ucraina, Cina, Algeria, Sudafrica, Libia, Angola e Venezuela.

Il settore Gas & Power ha consolidato la posizione di leadership nel mercato europeo con l'integrazione di Altagaz in Francia e la recente acquisizione di Nuon Belgium in Belgio.

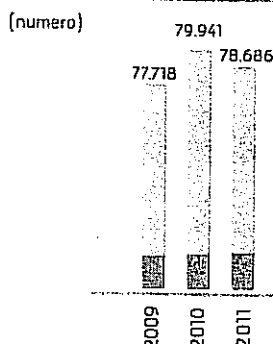
La Polimeri Europa con il progetto "chimica verde" di Porto Torres ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso del business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative.

Il portafoglio è stato razionalizzato con la cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia, oltre al disinvestimento di asset marginali.

Profit e F&D cost per boe



Dipendenti in servizio a fine periodo



Indice di frequenza infortuni

(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000



— Profit per boe
— F&D cost per boe

■ Donne ■ Uomini

■ Indice di frequenza infortuni dipendenti
■ Indice di frequenza infortuni contrattisti

Principali dati economici e finanziari

		2009	2010	2011
Ricavi della gestione caratteristica	[milioni di euro]	83.227	98.523	109.589
Utile operativo		12.055	16.111	17.435
Utile operativo adjusted ^(a)		13.122	17.304	17.974
Utile netto ^(a)		4.367	6.318	6.860
Utile netto adjusted ^{(a) (b)}		5.207	6.869	6.969
Flusso di cassa netto da attività operativa		11.136	14.694	14.382
Investimenti tecnici		13.695	13.870	13.438
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)		3.622	3.622	3.767
Dividendi pagati nell'esercizio		4.166	3.622	3.695
Totale attività a fine periodo		117.529	131.860	142.945
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		50.051	55.728	60.393
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		23.055	26.119	28.032
Capitale investito netto a fine periodo		73.106	81.847	88.425
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	17,80	16,34	16,01
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,4	3.622,7	3.622,7
Capitalizzazione di borsa ^(d)	(miliardi di euro)	64,5	59,2	58,0

[a] Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

[b] Di competenza Eni.

[c] L'importo 2011 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

[d] Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari*

		2009	2010	2011
Utile netto				
- per azione ^(a)	(euro)	1,21	1,74	1,89
- per ADR ^{(a) (b)}	(USD)	3,36	4,62	5,27
Utile netto adjusted				
- per azione ^(a)	(euro)	1,44	1,90	1,92
- per ADR ^{(a) (b)}	(USD)	4,01	5,04	5,36
Leverage		0,46	0,47	0,46
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)			
- reported		8,0	10,0	9,7
- adjusted		9,2	10,7	9,9
Return On Average Equity (ROAE)		9,6	13,0	12,9
Coverage		17,9	22,2	15,4
Current ratio		1,0	1,0	1,1
Debt coverage		48,3	56,3	51,3
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,00	1,00	1,04
Pay-out	(%)	83	57	55
Dividend yield ^(c)	(%)	5,8	6,1	6,6

* Per la definizione degli indicatori si rinvia al glossario.

[a] Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

[b] Un ADR rappresenta due azioni.

[c] Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

78195/221

Principali dati operativi e di sostenibilità

		2009	2010	2011
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	77.718	79.941	78.686
di cui: - donne		12.564	12.754	13.185
- all'estero		42.633	45.967	45.516
Donne in posizioni manageriali	(%)	17,0	17,7	18,2
Ore di formazione	(migliaia di ore)	3.097	3.114	3.327
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,00	0,91	0,71
Indice di frequenza infortuni contrattisti		1,18	0,88	0,74
Oil spill da incidenti	(barili)	6.259	4.269	7.295
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	6.127
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	57,69	60,64	51,10
Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(milioni di euro)	207	221	191
Spese per il territorio ^(b)		99	108	102
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.571	6.843	7.086
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,2	10,3	12,3
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	1.581
Profit per boe ^(c)	(\$/boe)	8,14	11,91	16,98
Opex per boe ^(c)		5,77	6,14	7,28
Cash flow per boe		23,70	25,52	31,65
Finding & Development cost per boe ^(d)		28,90	19,32	18,82
Gas & Power				
Vendite gas mondo ^(e)	(miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	96,76
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	6,88	7,10
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	40,28
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	83,7	87,4	91,0
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,55	34,80	31,06
Duota di mercato rete	(%)	31,5	30,4	30,5
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,02	11,73	11,37
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.986	6.157	6.287
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.477	2.353	2.206
Petrochimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.521	7.220	6.245
Vendite di prodotti petrolchimici		4.265	4.731	4.040
Tasso di utilizzo impianti	(%)	65,4	72,9	65,3
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	9.917	12.935	12.505
Portafoglio ordini a fine periodo		18.730	20.505	20.417

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

(e) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (6,17 e 5,55 miliardi di metri cubi nel 2009 e 2010).

Lettera agli azionisti

78195/722



Consiglio di Amministrazione Eni

Da sinistra verso destra: Francesco Taranto, Alessandro Lorenzi, Alessandro Profumo, Paolo Marchioni, Paolo Scaroni (Amministratore Delegato e Direttore Generale), Giuseppe Recchi (Presidente), Roberto Petri, Mario Resca, Carlo Cesare Gatto.

Il 2011 è stato un anno di grandi progressi per le prospettive di crescita a medio e lungo termine di Eni.

I successi nell'esplorazione di idrocarburi sono il primo tratto distintivo dell'anno. La scoperta offshore di Mamba in Mozambico, che stimiamo possa contenere oltre 1.100 miliardi di metri cubi di gas in place, apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti. Altre scoperte di rilievo sono state realizzate nel Blocco offshore 15/06 in Angola, nel mare di Barents, in Indonesia, Ghana, Stati Uniti oltre a un numero di scoperte near fields. Complessivamente l'esplorazione dell'anno ha incrementato di 1,1 miliardi di barili le nostre risorse. Nell'ambito dell'esplorazione di idrocarburi non convenzionali abbiamo firmato accordi di ampia portata in Cina, Algeria e Ucraina che garantiscono altrettante opzioni di crescita a lungo termine. L'attività di sviluppo è stata intensa con 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine e con l'avanzamento tecnico e commerciale di importanti progetti, tra i quali in particolare i giant a gas di Perla, nell'offshore del Venezuela, e di Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia per i quali sono stati firmati i contratti di fornitura del gas e deliberata la Final Investment Decision. I progetti venezuelani e russi, unitamente agli altri avviati nell'anno, contribuiranno con circa 140 mila boe/giorno al nostro plateau produttivo del 2015.

Il secondo elemento distintivo del 2011 è stato il ripristino in tempi record delle nostre attività in Libia. A partire dalla liberazione di Tripoli in settembre, abbiamo riavviato tutti i nostri campi e riaperto il GreenStream, crescendo più rapidamente di quanto ci aspettassimo. Attualmente il nostro livello produttivo nel Paese ha recuperato quasi interamente il plateau ante crisi; per il 2012 prevediamo una produzione di circa 240 mila boe/giorno rispetto ai 110 mila boe del 2011 e ai 223 mila boe del 2010. Si tratta di un risultato straordinario frutto dell'impegno e della tenacia delle donne e degli uomini di Eni, come pure del nostro modello operativo sostenibile che ha fatto leva sulle ottime relazioni con le comunità locali e sulla part-

nership consolidata con le istituzioni del popolo libico.

In definitiva, pur considerando l'impatto economico del blocco temporaneo delle produzioni libiche, il 2011 è stato un anno brillante per la Divisione Exploration & Production. Abbiamo posto le basi per la crescita futura mantenendo da un lato un focus costante nell'eccellenza operativa e nella prevenzione dei rischi, driver dell'estrazione di valore dai barili prodotti, dall'altro l'impegno nella cooperazione con i Paesi in cui operiamo e le comunità locali, driver della sostenibilità dei risultati nel tempo.

I nostri business downstream del gas, della raffinazione e della petrolchimica hanno sofferto le conseguenze della recessione economica che si è acuita nell'ultima parte dell'anno in Europa e in Italia. Stiamo perseguendo con determinazione iniziative volte a rafforzare il posizionamento competitivo e a recuperare la redditività.

Nella Divisione Gas & Power siamo impegnati nella rinegoziazione dei principali contratti di approvvigionamento con i nostri fornitori: abbiamo chiuso il negoziato con Sonatrach e nel 2012 quello con Gazprom il cui beneficio economico è retroattivo dal 2011. Abbiamo consolidato la leadership europea grazie alle azioni commerciali e ad acquisizioni mirate come quella di Nuon e di Altergaz che rafforzano la nostra posizione nel più redditizio segmento retail. In Italia abbiamo incrementato la quota di mercato nel settore residenziale superando per la prima volta i 7 milioni di clienti grazie al migliorato servizio, alla forza del brand eni e alla penetrazione commerciale dell'offerta di gas e luce.

Nella Divisione Refining & Marketing abbiamo intensificato le iniziative di efficienza e integrazione dei cicli che ci hanno consentito di ottenere saving di 150 milioni di euro. Nel marketing abbiamo consolidato la leadership nel mercato italiano grazie a efficaci campagne di marketing, il rebranding della rete a marchio eni, il lancio di servizi innovativi nel non oil e la costante attenzione al cliente.

78.195.223

Nella Petrochimica, con il progetto "chimica verde" di Porto Torres abbiamo avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative.

Abbiamo continuato a operare in coerenza ai nostri principi guida della sostenibilità d'impresa: eccellenza operativa, cooperazione, valorizzazione delle persone e responsabilità. Abbiamo sviluppato il know-how strategico, progredito nello studio e implementazione di tecnologie volte a minimizzare gli impatti industriali sull'ambiente e le comunità, mantenuto costante attenzione alla salute e alla sicurezza delle persone che lavorano in Eni e per Eni, di cui è espressione il costante miglioramento degli indici infortunistici.

I risultati dell'anno

L'utile netto reported del 2011 è stato di 6,86 miliardi di euro. L'utile netto adjusted di 6,97 miliardi di euro è cresciuto dell'1,5% trainato dalla solida performance operativa della Divisione Exploration & Production (+15,8%) e, in misura minore, del settore Ingegneria & Costruzioni (+8,8%). Tali driver positivi sono stati attenuati dall'impatto della Rivoluzione libica con ricadute sia sulla produzione di idrocarburi sia sulla redditività delle vendite di gas, e dal negativo andamento dei business downstream a causa del quadro economico recessivo e della concorrenza.

La remunerazione del capitale investito è stata del 9,9% su base adjusted. Il flusso di cassa netto da attività operativa ammonta a 14,38 miliardi di euro. Le dismissioni di asset non strategici hanno generato 1,9 miliardi di euro di cassa, in particolare il disinvestimento delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia. I principali flussi in uscita sono stati gli investimenti tecnici per la crescita e l'esplorazione di 13,44 miliardi di euro, 0,36 miliardi di euro di finanziamenti a progetti in joint venture, il dividendo agli azionisti Eni di 3,70 miliardi di euro e a quelli delle società controllate (0,55 miliardi di euro). Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e total equity a fine esercizio – leverage – scende a 0,46 da 0,47 a fine 2010.

Sulla base dei risultati conseguiti ed in coerenza con la nostra dividend policy, proponiamo all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo per azione di 1,04 euro, in crescita del 4% rispetto al 2010.

La Divisione Exploration & Production ha realizzato 16,1 miliardi di euro di utile operativo adjusted sostenuto dall'andamento del prezzo del petrolio. Lo sforzo straordinario per ripristinare la produzione in Libia nell'ultima parte dell'anno ha consentito di attenuare l'impatto sui volumi della forza maggiore. La produzione è stata di 1,58 milioni di boe/giorno. Escludendo l'interruzione delle produzioni libiche e l'effetto dei maggiori prezzi del petrolio sugli entitlement dei

PSA, la produzione conferma il livello 2010. Le riserve certe a fine anno ammontano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all-sources del 142% che si ridetermina nel 159% a prezzi costanti. La vita residua è di 12,3 anni. Entrambi gli indicatori risentono del ridotto apporto delle produzioni libiche.

La Divisione Gas & Power ha subito una contrazione dell'utile operativo del 37,6% a causa delle perdite registrate dall'attività Mercato che ha beneficiato solo in parte delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendosi concluse dopo la chiusura dell'esercizio al 31 dicembre hanno comportato necessariamente il rinvio della rilevazione contabile dei benefici. La negativa performance del Mercato ha risentito del calo della domanda, della forte pressione competitiva e degli effetti dell'indisponibilità del gas libico. Nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza, le vendite hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL a fronte della flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e della contrazione registrata in Belgio.

La Divisione Refining & Marketing ha accusato un sensibile aumento delle perdite operative a -535 milioni di euro a causa del livello depresso dei margini di raffinazione e della contrazione della domanda di carburanti. Abbiamo intensificato le azioni di efficienza e di ottimizzazione per attenuare lo scenario negativo. Le lavorazioni sono state ridotte dell'8% a 32 milioni di tonnellate. Nonostante il calo delle vendite Rete Italia (-3%), abbiamo difeso la quota di mercato che si attesta a 30,5% (+0,1 punti percentuali rispetto al 2010) grazie ad azioni commerciali efficaci e alla forza del brand eni.

La Petrochimica ha registrato una perdita operativa di 276 milioni di euro a causa della flessione del margine del cracker e dei ridotti volumi di vendita in particolare delle produzioni commodity. I business di nicchia degli elastomeri e degli stirenici hanno continuato a migliorare la redditività grazie all'elevato contenuto tecnologico.

La Saipem chiude un anno brillante con profitti operativi di 1,44 miliardi di euro e un flusso di commesse acquisite che consente di mantenere il portafoglio ordini al livello record di oltre 20 miliardi di euro a garanzia della crescita e dei ritorni futuri.

Gli investimenti e la strategia per la crescita e i ritorni

L'outlook 2012 presenta elementi di incertezza a causa delle difficoltà della ripresa economica, in particolare nell'area euro, in un quadro di forte volatilità dei mercati. Il prezzo del petrolio è atteso su di un trend solido sostenuto dalla crescita dei consumi delle economie di Cina e Paesi emergenti. Per le finalità di programmazione degli in-

78195/226

vestimenti assumiamo un prezzo del Brent di 90 dollari/barile per il 2012 e di 85 dollari/barile nel lungo termine. Le prospettive di ripresa della domanda gas sono deboli e la pressione competitiva nel mercato del gas rimarrà intensa a causa dell'eccesso di offerta. Nella Divisione Refining & Marketing prevediamo il permanere dei margini di raffinazione su livelli depressi e consumi di carburanti in contrazione. In tale scenario la nostra strategia rimane immutata. Le priorità sono la crescita profittevole nell'upstream e il consolidamento/ottimizzazione del business downstream. Abbiamo pianificato per il prossimo quadriennio una manovra d'investimento di 59,6 miliardi di euro. Tale ammontare rappresenta un incremento del 12% rispetto al piano precedente, come conseguenza dell'avvio di importanti progetti upstream in Mozambico, Nigeria e Norvegia che contribuiranno alla crescita di lungo termine di Eni. Il grosso della manovra (circa il 75%) è finalizzato a raggiungere il nostro ambizioso programma di crescita organica della produzione d'idrocarburi con un target al 2015 di 2,03 milioni di barili/giorno (con un tasso di incremento medio annuo superiore al 3% rispetto al 2011 pro-forma con Libia normalizzata). Nella Divisione Gas & Power intendiamo recuperare un livello adeguato di redditività facendo leva sul beneficio delle rinegoziazioni e sulle attività di risk management. Puntiamo a riconquistare quota di mercato in Italia e a consolidare la posizione di leadership in Europa. La Divisione Refining & Marketing attuerà una strategia di miglio-

mento dell'efficienza, ottimizzazione dei processi e selettività degli investimenti per rendere il business raffinazione meno vulnerabile alle fasi negative del ciclo. Nel marketing puntiamo a consolidare la leadership nel mercato italiano e a crescere nei mercati europei di interesse. Ci aspettiamo importanti miglioramenti nell'utile operativo da conseguire nell'arco del piano attraverso le azioni programmate. La strategia di rilancio della Polimeri Europa punta a conseguire la sostenibilità economica di lungo termine del business. Le prospettive del settore Ingegneria & Costruzioni sono favorevoli potendo contare su un patrimonio di mezzi, tecnologie e know-how di rilevanza mondiale e sulla solidità del portafoglio commesse. In definitiva, pur nel difficile contesto globale, nel 2011 Eni ha posto le basi per una nuova fase di sviluppo grazie soprattutto agli straordinari successi nell'esplorazione. Il ripristino della produzione in Libia in tempi record ha limitato l'impatto della Rivoluzione sui risultati 2011. Nei business downstream, maggiormente esposti all'indebolimento del quadro congiunturale, abbiamo intrapreso le iniziative più adeguate per un rapido recupero di redditività. Nel corso del prossimo quadriennio, con il progressivo riequilibrio dei mercati finanziari e il rafforzamento del ciclo economico, prevediamo che Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore sostenibile per gli azionisti.

15 marzo 2012

per il Consiglio di Amministrazione

Eni
S.p.A.
Via della Spina, 1
00186 Roma
Tel. 06 4973 1
Fax 06 4973 2
www.eni.it

Giuseppe Recchi
Il Presidente

F.B. Paolo Scaroni
L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

F. B. Giuseppe Recchi
" Paolo Costellini - Notaio

La strategia Eni

L'industria oil&gas si confronta con uno scenario complesso caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati delle commodity energetiche. Nel medio/lungo termine le principali sfide saranno rappresentate dalla concorrenza da parte di nuovi player nell'accesso alle riserve, dalle normative sempre più stringenti in tema di tutela dell'equilibrio climatico e dell'ambiente, dal peso crescente delle fonti rinnovabili e delle risorse "unconventional" nel soddisfacimento del fabbisogno energetico.

In tale contesto, Eni conferma la strategia di crescita e l'adozione di un modello di business sostenibile fondato su innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, responsabilità e cooperazione in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.

La gestione sostenibile del business contribuisce oltre che al conseguimento delle performance industriali, alla mitigazione e alla gestione dei rischi di natura politica, finanziaria e operativa, rafforzando negli anni la posizione di partner credibile ed affidabile, in grado di cogliere le nuove opportunità e gestire le complessità emergenti dal contesto competitivo.

Con queste leve, Eni persegue l'obiettivo di creazione di valore per gli investitori e gli stakeholder.

Il piano strategico 2012-2015 si sviluppa lungo le linee guida della crescita profittevole nell'upstream, consolidamento della leadership nel mercato del gas in Europa, miglioramento dell'efficienza nel downstream oil, rifocalizzazione della chimica e leadership globale nei segmenti tecnologicamente più avanzati e innovativi nell'ambito dell'ingegneria e costruzioni.

Eni intende preservare una solida struttura finanziaria coniugando, nell'arco del quadriennio 2012-2015, gli obiettivi di crescita e di remunerazione degli azionisti con le risorse finanziarie generate. Eni intende conseguire un rapporto tra mezzi propri e indebitamento finanziario netto (leverage) inferiore a 0,4 nel 2015 considerando una spesa per investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% concentrata nell'upstream. La capacità di generare solidi cash flow, la selettività degli investimenti e l'efficienza nell'impiego del capitale sono le leve a sostegno della solidità finanziaria.

Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica, con ritorni economici attrattivi e il rimpiazzo delle riserve. La creazione del valore farà leva sul consolidamento della leadership in aree core, accrescendo il ruolo di operatore, mantenendo una solida base di progetti con plateau di produzioni di lunga durata nonché sullo sviluppo di temi emergenti (gas/GNL e non convenzionale) e progetti integrati a gas. La crescita sarà sostenuta dall'impegno costante nello sviluppo e nel rafforzamento delle relazioni con i Paesi detentori di riserve attuando il modello di cooperazione Eni. L'innovazione tecnologica consentirà di acquisire competenze all'avanguardia per sostenere l'aumento della produzione ed incrementare il fattore di recupero, sviluppare tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi, in campi marginali e in deep/ultra deep water.

L'obiettivo al 2015 è incrementare la produzione di idrocarburi ad un tasso medio annuo di oltre il 3%. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo di aree core (Africa Sub-Sahariana e in particolare Mozambico, Venezuela, Mare di Barents, Penisola di Yamal in Russia, Kazakhstan, Iraq e Indonesia) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati all'approfondita conoscenza geologica delle zone e alle sinergie tecnico-produttive. La sostenibilità di lungo termine del business e l'accesso a nuove risorse saranno garantite dall'esplorazione per la quale il management prevede un aumento importante dell'attività (un incremento di circa 2 miliardi di euro rispetto al precedente Piano) bilanciando iniziative in bacini noti e aree di frontiera ad alto potenziale. La massimizzazione dei ritorni e il controllo dei rischi saranno perseguiti attraverso la minimizzazione del time-to-market delle risorse in portafoglio e il focus sull'operatorship come strumento di controllo del rischio, nonché l'accurata selezione dei partner nelle attività non operate. La valorizzazione del gas associato prevede un investimento nel quadriennio di circa 4 miliardi di euro per l'utilizzo del gas associato nei principali progetti di sviluppo operati da Eni previsti nei prossimi quattro anni (Algeria, Angola, Congo, Iraq, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia e Turkmenistan) e il conseguimento dell'obiettivo di riduzione dell'80% rispetto al 2007 del gas inviato a flaring.

Nel settore **Gas & Power** Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo nonostante la crescente pressione competitiva, l'eccesso di offerta e la debolezza dei prezzi spot del gas. La strategia farà leva su (i) il miglioramento della competitività del portafoglio di approvvigionamento attraverso la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura; (ii) la valorizzazione delle capacità logistiche e di accesso agli hub; (iii) lo sviluppo della piattaforma e dell'approccio multi-country; (iv) maggiori vendite di GNL; (v) il rafforzamento dell'offerta integrata gas ed elettricità, il miglioramento della qualità del servizio e la costante attenzione ai consumatori, in particolare del segmento retail.

Il settore punterà allo sviluppo della capacità di trasporto e stoccaggio del gas naturale, migliorando l'affidabilità e la flessibilità del sistema, e alla massimizzazione dell'efficienza operativa degli impianti. In particolare EniPower è impegnata a sviluppare i progetti di miglioramento dell'efficienza energetica per mantenere l'indice di performance delle emissioni di CO₂ da combustione su livelli inferiori al target di 415 gCO₂/kWh_{eq}.

L'obiettivo nel quadriennio è conseguire un graduale recupero della profittabilità. Particolare attenzione sarà posta alla sicurezza con il conseguimento della certificazione OHSAS 18001 dei sistemi di gestione salute e sicurezza di tutte le unità operative.

Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante la debolezza dello scenario. Nella raffinazione il recupero sarà sostenuto dall'ottimizzazione e integrazione dei cicli di raffineria, dalla riduzione dei costi operativi e dalle azioni di

78195/226

efficienza energetica, facendo leva sulla selettività degli investimenti, concentrati nei progetti di upgrading della conversione, di miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle performance ambientali.

Nel marketing, in un quadro di consumi stagnanti, Eni mira al consolidamento della leadership nel retail in Italia attraverso politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la segmentazione dell'offerta, l'automazione dei processi, lo sviluppo delle attività non-oil, la fidelizzazione dei propri clienti e il rafforzamento del proprio brand. All'estero si conferma la strategia di sviluppo selettivo nei mercati chiave europei con uscita dalle aree marginali.

Al 2015 si prevede un miglioramento dei margini, a scenario costante, di oltre 500 milioni di euro, attraverso azioni di efficientamento, il raggiungimento di una resa in distillati medi del 50% (vs 47% nel 2011) e, nel marketing, il consolidamento della quota di mercato Italia superiore al 30%. Proseguiranno i programmi di energy saving e il progetto di implementazione del Sistema di Gestione Energia nelle raffinerie sulla base dello standard internazionale ISO 50001. Nell'ambito della raffinazione, al fine di minimizzare gli impatti ambientali si prevede un investimento di 25,6 milioni di euro per ridurre, a partire dal 2013, le emissioni di SO_x e NO_x a parità di produzione.

Nella **Petrolchimica**, la strategia di Eni prevede la progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio delle produzioni innovative e di nicchia a maggiore redditività quali gli elastomeri e l'ampliamento della gamma specialties. Tale obiettivo farà leva sulla riconversione e il rilancio dei siti critici, l'aumento di integrazione e flessibilità del sistema, e su progetti di ottimizzazione. Eni punta a crescere nella chimica verde attraverso il progetto avviato in Italia con l'obiettivo di riconvertire il sito di Porto Torres in un moderno impianto per la produzione di prodotti chimici eco-compatibili. Allo sviluppo contribuirà la valorizzazione dell'attività di licensing come leva per favorire alleanze strategiche a livello internazio-

le. Nel quadriennio gli investimenti sono pari a 1,7 miliardi di euro, concentrati nel potenziamento del business elastomeri e nella riconversione dei siti critici. L'obiettivo di medio termine è l'equilibrio economico del business.

Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** l'obiettivo di consolidamento della posizione di leader globale nei segmenti offshore e onshore farà leva sul modello di business EPIC-oriented e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e le National Oil Company. Saipem intende rafforzare il proprio posizionamento competitivo nella realizzazione di mega-progetti ad elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili, mantenendo un approccio commerciale selettivo. Il potenziamento/rinnovo dei mezzi di perforazione e costruzione offshore, della yard di fabbricazione di strutture offshore in Indonesia nonché il completamento e lo sviluppo degli investimenti in local content in aree chiave (in particolare in Brasile) consentiranno di sostenere i vantaggi competitivi acquisiti.

Il conseguimento degli obiettivi industriali e degli attesi ritorni economici sarà sostenuto dall'eccellenza operativa, dalle sinergie da integrazione e dallo sviluppo delle attività di risk management integrato volto a estrarre valore dagli asset.

L'eccellenza operativa grazie al know-how e alle competenze distintive interne, si fonda su un approccio preventivo nella gestione degli impatti ambientali legati alle attività industriali e dei rischi legati alla salute e alla sicurezza dei lavoratori e delle comunità. Il continuo miglioramento dell'efficienza attraverso l'innovazione dei processi industriali, consentirà di ridurre l'intensità energetica delle produzioni, ottimizzare le attività di sito e raggiungere economie di scala dei servizi centralizzati.

Attraverso l'integrazione Eni intende cogliere le opportunità congiunte nel mercato, realizzando sinergie e massimizzando il rendimento degli asset. Per far fronte alla maggiore volatilità dell'attuale contesto competitivo è stata costituita la nuova business unit Eni Trading, che gestirà in modo integrato il rischio commodity.

Scenario e contesto di riferimento

L'incertezza che grava sulla ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, si è riflessa sull'andamento del settore energetico con l'evidente rallentamento della domanda di petrolio, gas e di prodotti petroliferi nel corso del 2011.

In generale, se da un lato gli operatori energetici condividono l'aspettativa che l'attuale fase di rallentamento dell'economia mondiale riduca il tasso di crescita della domanda di energia nel medio periodo, dall'altro non è immediata la quantificazione di tale riduzione. Allo stesso tempo, le incertezze sulla crescita dei consumi potranno indurre gli operatori ad applicare criteri di maggiore selettività negli investimenti in capacità produttiva.

Ulteriore incertezza deriva dalla considerazione che nel più lungo termine potranno gradualmente affermarsi politiche energetiche e di efficienza capaci di avere un impatto sul mix delle fonti energetiche primarie.

Tuttavia, riteniamo che tali politiche – in assenza di breakthrough tecnologici significativi – non possano ridurre in maniera rilevante il ruolo delle fonti fossili nel soddisfacimento del fabbisogno energetico globale.

Nel contesto più ampio dello sviluppo sostenibile a livello globale, avrà un ruolo primario l'accesso all'energia per tutti. Secondo il rapporto "Resilient People, Resilient Planet: A Future Worth Choosing", presentato dall'High-level Panel on Global Sustainability dell'ONU il 30 gennaio 2012 ad Addis Abeba, 1,3 miliardi di persone non dispongono di elettricità e 2,7 miliardi di persone ancora impiegano biomasse e altri combustibili tradizionali per cucinare. Nel lungo periodo, assicurare l'accesso universale all'energia sarà una sfida possibile, ma richiederà ingenti investimenti e un forte coinvolgimento delle istituzioni internazionali.

Un altro fenomeno in atto è il progressivo spostamento dell'asse dei consumi verso i Paesi emergenti e in via di sviluppo. In termini di domanda di energia mondiale i Paesi non-OCSE già rappresentano oltre metà della domanda primaria di energia; ben presto il sorpasso interesserà anche i consumi petroliferi. In particolare, il maggior driver della crescita della domanda di petrolio nei Paesi emergenti sarà rappresentato dall'avvio del processo di motorizzazione di massa.

Inceteezze sono presenti anche dal lato dell'offerta di petrolio. I Paesi OPEC continueranno ad avere un ruolo dominante nello sviluppo di nuova capacità produttiva. Si stima che, nel lungo termine, circa il 50% dell'offerta incrementale di petrolio sarà prodotto in Iraq e Arabia Saudita. Tuttavia, nel breve/medio periodo, il quadro è reso incerto dalle tensioni geopolitiche in corso e quindi dalla capacità dei Paesi di mettere in produzione i volumi necessari, sostenendo fin da subito gli investimenti. Il programma nucleare iraniano e l'evoluzione dello scenario geopolitico a seguito della "primavera araba" in Nord Africa e Medio Oriente (da cui già proviene rispettivamente il 36% e il 20% delle produzioni mondiali di petrolio e di gas naturale) potrebbero avere un impatto sugli inve-

stimenti per un ulteriore sviluppo di capacità produttiva.

In tale contesto, anche le prospettive riguardanti lo sviluppo della capacità non-OPEC appaiono ostacolate da un lato dal declino dei giacimenti in produzione (soprattutto nel Mare del Nord e Golfo del Messico), dall'altro dagli elevati costi di investimento connessi alla concentrazione di nuove opportunità in aree "difficili" (per es. artico e deep offshore).

Attualmente, la capacità di produzione di petrolio mondiale declina ad un tasso stimato tra il 3 e il 4%, per effetto della maturità di molti bacini minerari. Complessivamente, l'industria petrolifera deve rimpiazzare ogni anno nuova capacità ad una media di oltre 3 milioni di barili/giorno di petrolio (una quantità superiore alla produzione degli Emirati Arabi Uniti). A questi volumi andranno aggiunti quelli necessari per soddisfare la crescita dei consumi. Per ottenere questo crescente contributo produttivo sarà necessario proseguire nella ricerca di nuovi bacini minerari, anche in aree "difficili" e di frontiera, e nel miglioramento delle tecniche di produzione.

Un contributo all'aumento dell'offerta deriverà dall'utilizzo di tecniche di recupero assistito secondario e terziario (Improved Oil Recovery ed Enhanced Oil Recovery) che potrebbe incrementare la percentuale di petrolio recuperabile da ciascun giacimento. In tale contesto, la chiave tecnologica rappresenterà una delle principali leve per rispondere in maniera efficace alle sfide sopra delineate e, allo stesso tempo, sarà fonte di vantaggio per le compagnie energetiche internazionali che si trovano a operare in contesti sempre più competitivi. Detenere tecnologie di avanguardia potrà rappresentare un elemento distintivo su cui le Major potranno puntare nell'accedere a nuove riserve, anche in collaborazione con i Paesi produttori.

L'unconventional oil e il deep offshore rappresentano un'altra importante porzione della capacità potenziale non OPEC. Recentemente sono emersi temi nuovi come il tight oil – in parte a seguito del grande successo registrato dal gas non convenzionale americano – grazie all'applicazione su larga scala di tecnologie più avanzate e ai prezzi elevati del greggio. Tuttavia, sono ancora numerosi i vincoli che limitano lo sfruttamento del tight oil: disponibilità di mezzi, necessità di ingenti investimenti, necessità di limitare l'impatto ambientale a fronte dell'intensità delle perforazioni che lo sviluppo di queste risorse richiede.

Altrettanto incerte sono le prospettive di sviluppo dei consumi di gas naturale nei Paesi sviluppati, mentre relativamente più certa è la crescita dei consumi di gas in Paesi emergenti e di nuova industrializzazione, anche per le caratteristiche di ampia disponibilità, flessibilità d'impiego, minore impatto ambientale e maggiore economicità di questa fonte rispetto a quelle utilizzate tradizionalmente. Tutte queste caratteristiche fanno del gas naturale la materia prima "ponte" verso un futuro energetico decarbonizzato: il contributo del gas sarà indispensabile per delineare un percorso che combini un più ampio accesso all'energia con minori emissio-

78195/228

ni di CO₂, almeno fino a quando le energie rinnovabili non avranno raggiunto una maturità tecnologica tale da poter assumere un ruolo maggiore nello scenario energetico mondiale.

In particolare, l'ampia disponibilità di gas a prezzi contenuti è testimoniata dal caso americano: la "rivoluzione unconventional americana" in pochi anni ha infatti ridisegnato gli equilibri del mercato nordamericano del gas. Gli Stati Uniti sono diventati un mercato autosufficiente grazie all'applicazione di tecnologie di perforazione orizzontale e fratturazione idraulica, rendendo disponibili per altri mercati di consumo volumi di GNL che avevano inizialmente riguardato il mercato USA. Il boom dell'unconventional ha sicuramente suscitato un nuovo forte interesse verso il gas, tale da spingere molti Paesi ad intraprendere attività esplorative mirate all'unconventional gas. Sebbene ad oggi sia ancora difficile quantificare il potenziale delle riserve unconventional su

base mondiale, sicuramente le nuove scoperte potrebbero prolungare significativamente la vita residua di questa fonte energetica. L'attenzione crescente verso le fonti non convenzionali di idrocarburi si accompagna alla sempre più intensa preoccupazione verso gli impatti socio-ambientali che lo sfruttamento di tali risorse comporta. A tale riguardo, lo sviluppo della tecnologia sarà determinante per minimizzare l'impatto sull'ambiente delle attività di produzione, trasformazione e trasporto dell'energia.

Il progressivo aumento della complessità dei progetti di sviluppo (aree di frontiera e risorse non convenzionali) richiederà, oltre a rilevanti impegni finanziari, forti competenze tecnologiche. Per poter cogliere le nuove opportunità, sarà quindi cruciale la disponibilità di competenze tecniche e manageriali adeguate al contesto.

Il modello di business Eni per la creazione di valore sostenibile si fonda su un patrimonio di asset distintivi, linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business, l'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose. Nell'attuazione della missione d'impresa e nella gestione delle day-to-day operations l'agire di Eni è ispirato agli elementi chiave di:

- **cooperazione** allo sviluppo dei territori di attività, che esprime la capacità di comprendere le necessità locali e la volontà di contribuire alla loro soluzione;
- **integrazione** delle attività lungo tutta la filiera dell'energia, fonte di cruciali sinergie per affrontare le sfide dei mercati e garantire i vantaggi competitivi;
- **innovazione** elemento chiave per accedere a nuove risorse energetiche, migliorarne il recupero dal sottosuolo e l'efficienza di utilizzo, garantire il rispetto e l'uso responsabile delle risorse naturali;
- **eccellenza** nella conduzione delle operazioni che fa leva sull'adozione di best practice, sistemi di qualità, tecnologie avanzate e sicure per garantire il pieno rispetto delle comunità e dell'ambiente;
- **inclusione** di tutte le persone di Eni, delle diversità che esse esprimono, che si coniuga con la tutela della salute e della sicurezza nelle attività lavorative, lo sviluppo e il coinvolgimento negli obiettivi di impresa;
- **responsabilità** in termini di impegno nella trasparenza della gestione, nel contrasto alla corruzione e nel rispetto dei Diritti Umani in ogni ambito di operatività, presupposti di un contributo efficace allo sviluppo dei Paesi e della società civile.

Eni ritiene che fondare il proprio modo di operare su questi elementi distintivi unitamente alla propria cultura d'impresa sia fonte di vantaggi competitivi durevoli.

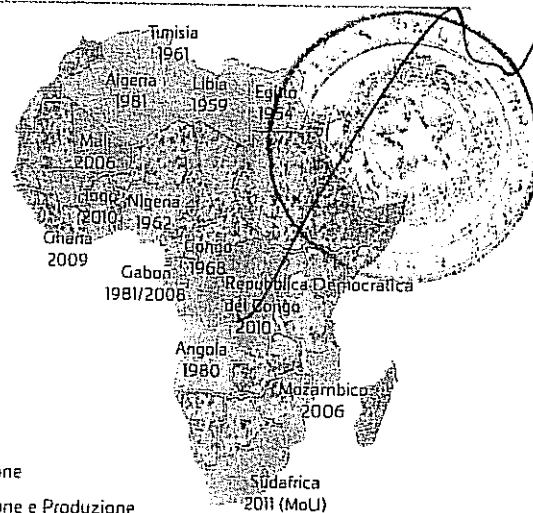
Cooperazione

Il modello di cooperazione con i Paesi produttori, ovvero la volontà di investire con una visione di lungo termine e la flessibilità nell'offrire soluzioni alle esigenze dei Paesi, è parte integrante delle strategie aziendali fin dalle origini e oggi si traduce in una sempre maggiore integrazione tra i progetti di sviluppo dell'azienda e sviluppo di opportunità di crescita dei territori in cui Eni è ospite.

Questo approccio ha permesso di finalizzare importanti accordi industriali in Paesi strategici e ha contribuito al raggiungimento della posizione di primo operatore in Africa. Nel 2011 sono stati definiti nuovi accordi di cooperazione con Ucraina, Cina, Algeria, Sudafrica, Libia, Angola, Venezuela che si aggiungono ai Memorandum of Understanding (MoU) esistenti. La posizione paritetica con i Paesi produttori ha permesso ad Eni di presentarsi come un partner affidabile che coniuga il perseguimento degli obiettivi aziendali con

l'offerta di soluzioni di sviluppo stabili. Il modello di cooperazione Eni è alla base di relazioni durevoli e di lungo termine con i Paesi produttori. Ne è un esempio il caso libico: Eni è presente in Libia dal 1959, da quando Agip ottenne la prima concessione, nel deserto del Sahara sud-orientale. In conseguenza della rivoluzione avvenuta nel 2011, nonostante l'interruzione di gran parte della produzione nel Paese, Eni ha mantenuto attivo il campo di Wafa, dove viene prodotto il gas necessario ad alimentare le centrali elettriche di Tripoli e far fronte al fabbisogno della popolazione locale, per un totale di circa 50 mila barili al giorno. Anche grazie a questa attenzione alle esigenze del Paese, a distanza di pochi mesi dalla risoluzione del conflitto, i livelli di produzione sono tornati a quelli precedenti la crisi. In Africa, con una produzione di circa 1 milione di boe/giorno, equivalenti al 55% della produzione Eni totale, il successo del modello di cooperazione è evidente: dopo essere entrata in Egitto nel 1954, Eni è cresciuta rapidamente fino a diventare leader con una posizione rilevante sia nei Paesi di presenza storica come Nord Africa, Angola, Nigeria e Congo sia nei nuovi Paesi produttori, come Togo, Ghana, Gabon, Sudafrica e Mozambico, dove nel 2011 è stata effettuata una nuova scoperta di gas naturale significativa per la storia di Eni.

Presenza in Africa e anno di inizio delle attività



In questo contesto Eni ha saputo integrare nelle attività core del proprio business anche lo sviluppo dei sistemi energetici locali cogliendo nuove opportunità e creando le basi per lo sviluppo nei Paesi di presenza, soprattutto in quei territori dove la povertà energetica è un problema cruciale. Il Memorandum of Understanding (MoU) siglato con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica, stabilisce ambiti di cooperazione sia in Sudafrica sia in Paesi terzi, che includono iniziative congiunte nell'importazione e nella fornitura di GNL destinate alla produzione di energia elettrica e GTL, nonché il supporto alla realizzazione di nuove cen-

78195/230

trali elettriche. Altri esempi sono gli interventi in Nigeria e Congo Brazzaville, dove Eni ha saputo cogliere le grandi potenzialità del gas che in passato veniva bruciato in torcia e ha investito nel suo recupero e nella costruzione di centrali elettriche che coprono oggi gran parte del fabbisogno energetico locale. Il successo degli interventi ha attirato l'attenzione di altri Paesi della regione e molti dei Memorandum of Understanding recentemente firmati in Angola, Ghana, Togo e Mozambico includono progetti di elettrificazione. Eni è diventato un interlocutore privilegiato anche per i progetti realizzati nei settori dell'agricoltura, della salute e per migliorare la qualità della vita delle comunità di cui è ospite. In particolare nel 2011 Eni ha investito circa 70 milioni di euro per l'avvio e la realizzazione di progetti per lo sviluppo delle comunità nei Paesi di operatività, di cui più di 20 milioni di euro nel continente africano.

Integrazione

Operare in modo integrato lungo tutta la filiera energetica fornisce un patrimonio solido e prezioso di competenze e di sinergie e rappresenta una chiave di successo nella crescita di Eni garantendo: competitività, flessibilità e un'offerta distintiva.

Una delle caratteristiche distintive di Eni risiede nell'avere attività e competenze integrate lungo tutta la filiera energetica. La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

L'integrazione lungo tutta la catena delle attività oil&gas diventa elemento chiave nello sviluppo del modello di cooperazione Eni che integra il business tradizionale con le attività di sostenibilità del territorio. In particolare, la gestione integrata del ciclo del gas rappresenta per Eni un'opportunità sotto il profilo economico, industriale e sociale. Il vantaggio generato dall'integrazione del business è ben rappresentato in Paesi quali Congo, Nigeria e Angola dove, grazie ad un business integrato in tutta la fase della filiera energetica e alla capacità di trovare soluzioni win-win attraverso gli accordi, si è consolidata la presenza di Eni e sono state intraprese attività per promuovere lo sviluppo socio-economico.

L'approccio integrato permette una maggiore flessibilità nei rapporti con i Paesi produttori, ai quali Eni propone soluzioni che di volta in volta si adattano alle specifiche esigenze tecnologiche, infrastrutturali, di crescita dell'economia e della società locale. L'integrazione è quindi un punto di forza che consente a Eni di usare le risorse del Paese in modo responsabile, garantendo la sicurezza delle operazioni per le persone, l'ambiente e le installazioni e di contribuire allo sviluppo locale sostenendo i Paesi nell'utilizzo più efficiente delle risorse energetiche a disposizione.

Innovazione

L'innovazione tecnologica rappresenta uno degli elementi cardine per perseguire la crescita di lungo termine. L'impegno nella ricerca tecnologica di Eni è orientato alla riduzione del time-to-market delle nuove scoperte scientifiche nei settori tradizionali oil&gas, alla valorizzazione delle energie rinnovabili e allo sviluppo di metodologie innovative per la salvaguardia ambientale. Più in generale la possibilità di sviluppare tecnologie innovative e sempre più sicure consente a Eni di presentarsi come un partner affidabile con grandi vantaggi in termini di competitività.

Eni è impegnata nello sviluppo e nell'applicazione di tecnologie e processi innovativi per il recupero avanzato di idrocarburi che consentano di aumentare il fattore di recupero sia nei giacimenti convenzionali sia in quelli contenenti risorse non convenzionali di petrolio (greggi pesanti e bitumi). Nel 2011 ad esempio è stato testato con successo un processo che ha permesso di recuperare ulteriore olio da un giacimento in Nord Africa. Attraverso l'innovazione tecnologica Eni si dota degli strumenti necessari per cogliere le migliori opportunità derivanti dagli scenari evolutivi del mercato. In particolare, nonostante la produzione di Eni si concentri in aree con limitata esposizione al rischio operativo, l'impegno di Eni si rivolge anche allo sviluppo di tecnologie che siano in grado di produrre in sicurezza in ambienti estremi, in campi marginali e campi in deep/ultradeep water.

Al fine di cogliere soluzioni innovative di più lungo termine Eni conferma l'impegno nello sviluppo di tecnologie potenzialmente breakthrough nell'ambito delle energie rinnovabili (energia solare e biomasse). La maturità tecnologica raggiunta da alcuni programmi di ricerca ha consentito di procedere alla fase applicativa. In particolare nell'area solare è stato attivato il progetto per la realizzazione di una serie di dimostrativi in siti Eni basati sulla tecnologia dei materiali fotoattivi. Per quanto riguarda le biomasse, la ricerca si è focalizzata sullo sviluppo di biocarburanti di seconda e terza generazione. Eni si avvale inoltre di collaborazioni con centri di ricerca sia in Italia sia all'estero. L'outsourcing verso Università e centri di ricerca ammonta a circa 30 milioni di euro nel 2011, ossia quasi un terzo dei costi esterni totali (esclusa Saipem e PE). Tra le collaborazioni più rilevanti spiccano il Politecnico di Milano, quello di Torino, il CNR e l'alleanza con il MIT. A queste partnership, nel 2011 si è aggiunta la nuova cooperazione con la Stanford University che prevede per i prossimi quattro anni un investimento di oltre 10 milioni di dollari.

Consapevole dell'importanza derivante dalle nuove scoperte tecnologiche, per salvaguardare il proprio patrimonio intellettuale Eni si è dotata di un sistema di gestione attiva che si focalizza su due direttrici: la massimizzazione della tutela delle soluzioni innovative generate dai progetti di R&S in corso e la razionalizzazione del portafoglio esistente in coerenza con le strategie di business. Nel 2011 sono state depositate 79 domande di brevetto.

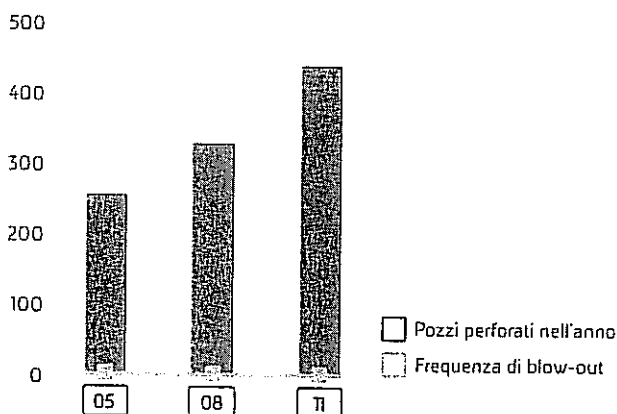
78195/231

Eccellenza

Eni è impegnata nel miglioramento continuo di processi, competenze e prodotti come leva per aumentare le performance e l'affidabilità degli impianti nel rispetto di salute, sicurezza e ambiente.

La gestione degli asset fa leva sull'applicazione di tecnologie proprietarie. Nel settore E&P sono adottate strumentazioni, software e flussi di lavoro per migliorare l'attività di operatore di perforazioni e completamenti in ambienti estremi. Particolare attenzione è dedicata agli aspetti di sicurezza operativa e ambientale, soprattutto finalizzata a pozzi deepwater, ad Alta Pressione e Alta Temperatura (HTHP), e al monitoraggio e mitigazione dei rischi ambientali connessi alle attività E&P. Le avanzate tecnologie impiegate, la costante formazione e competenza dei tecnici, il monitoraggio online delle operazioni da sede, l'utilizzo di procedure severe ed il controllo della loro applicazione hanno permesso il raggiungimento nel tempo di performance di sicurezza eccellenti con un indice di frequenza di blow-out (relativo a tutti i pozzi perforati, onshore e offshore) pari a 0 nel periodo 2005-2011.

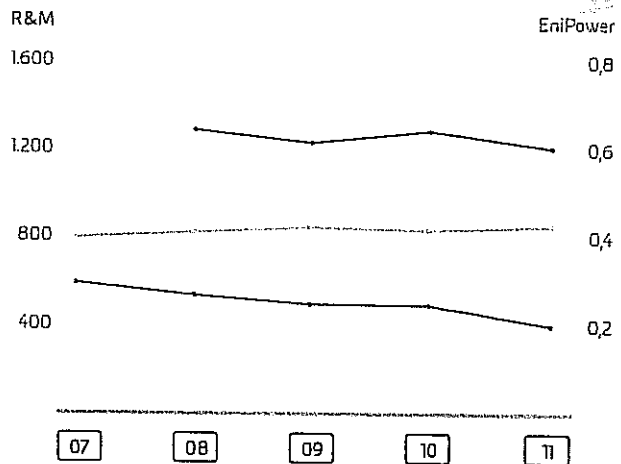
Pozzi perforati e frequenza di blow-out



L'eccellenza operativa si traduce per Eni nella continua innovazione dei carburanti volta ad offrire al mercato prodotti ad elevata prestazione e qualità ambientale che anticipino le normative sempre più stringenti. L'avvio su scala industriale del primo impianto basato sulla tecnologia proprietaria EST permetterà inoltre di utilizzare anche greggi pesanti riducendo quasi completamente la produzione di scarti. L'innovazione tecnologica permetterà anche il rilancio della chimica attraverso l'offerta di prodotti a basso impatto ambientale e la produzione di bioplastiche da materie prime vegetali.

Ai fini della riduzione dei propri impatti sul clima Eni ha da tempo avviato una strategia che prevede il progressivo abbandono della pratica del flaring nelle attività upstream e lo sviluppo di piani annuali di efficienza energetica in tutti i settori operativi. I risultati di questa strategia sono evidenti dai valori degli indici di emissione di CO₂ registrati nei diversi settori.

Indice di emissione di CO₂



- ☐ R&M: GHG per unità di capacità di distillazione equivalente (tonCO₂eq/kbbl/SD)
- ☐ EniPower: GHG per produzione elettrica (kgCO₂eq/kWheq)
- ☐ E&P: GHG per produzione di idrocarburi 100% operata netta (tonCO₂eq/tep)

Oltre alla continua riduzione dei consumi di acqua dolce e al riutilizzo delle acque industriali e di falda del settore downstream, Eni ha mappato le proprie attività in zone a stress idrico per un'ulteriore ottimizzazione nell'uso delle risorse idriche e sta aumentando progressivamente la reiniezione in giacimento delle acque di formazione associate al petrolio.

L'individuazione delle aree ricche di biodiversità potenzialmente influenzate dalle attività esplorative e di produzione permetterà di integrare ancora meglio l'impegno per la conservazione della biodiversità e l'uso responsabile delle risorse ecosistemiche nella gestione delle attività.

Eni continua a promuovere azioni volte ad assicurare l'integrità degli impianti operativi attraverso progetti di "asset integrity", ad innalzare gli standard e, ove necessario, ad avviare progetti impiantistici e gestionali, in accordo con i più avanzati standard internazionali. Nei prossimi 4 anni sarà completata la certificazione di tutte le più significative realtà operative secondo la normativa OHSAS 18001. Inoltre è proseguita la diffusione della cultura della sicurezza con l'attivazione del programma Eni in Safety, piano integrato di interventi formativi e informativi sulla sicurezza. Con riferimento alle ulteriori azioni per la diffusione del know-how e valorizzazione del patrimonio di conoscenze in tutti i suoi business, Eni ha un sistema di gestione delle competenze per mettere a fattor comune il patrimonio di conoscenze e pratiche eccellenti accumulate nel tempo. In particolare, nel settore Exploration & Production, nel corso del 2011 sono stati condotti circa 57 webinar che hanno visto coinvolte 1.800 persone.

Per migliorare la prevenzione e la mitigazione del rischio, Eni mantiene un impegno costante nella formazione delle sue persone sui temi della sicurezza e della prevenzione delle emergenze. Nel corso del 2011 è stata potenziata la piattaforma cartografica a servizio della gestione delle emergenze che permette di visualizzare i dati georefe-

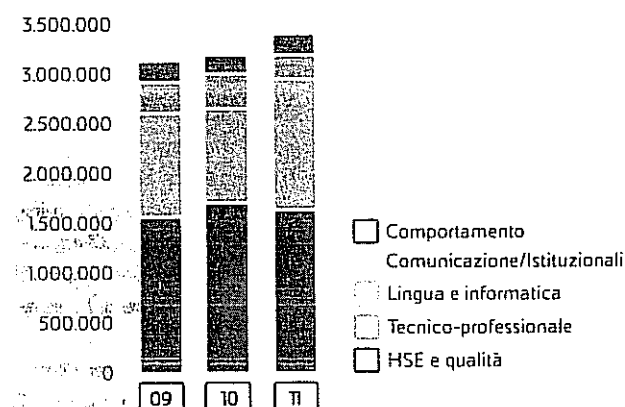
78195/232

renziati dei siti industriali a rischio incidente rilevante ed il posizionamento in tempo reale dei mezzi navali e delle autobotti in servizio per Eni. La tutela della salute dei lavoratori e delle comunità viene garantita non solo attraverso il miglioramento degli asset industriali e della loro gestione ma anche tramite lo sviluppo di strumenti di indirizzo e best practices su tematiche di tipo generale (valutazione delle esposizioni) e specifiche, in modo particolare per i rischi emergenti (es. Radiazioni Ottiche Artificiali e Campi Elettromagnetici).

È stato avviato il Progetto Health Impact Assessment con l'obiettivo di definire ed applicare standard per la valutazione dell'impatto delle nuove attività industriali sulle popolazioni residenti, aspetti fondamentali per le autorizzazioni alla costruzione e avvio delle attività nonché per una valutazione successiva del benessere delle collettività.

Il settore oil&gas richiede competenze tecniche complesse e specifiche spesso non disponibili sul mercato del lavoro. Per questo motivo la formazione delle persone e la gestione delle competenze rappresentano due leve organizzative fondamentali per garantire i risultati attesi del business.

Ore di formazione



Eni ha sviluppato dei programmi di formazione ad hoc per ciascun settore di attività con l'obiettivo di supportare lo sviluppo delle professionalità necessarie al business: complessivamente sono state erogate 1.176.928 ore di formazione tecnico-professionale, con un incremento rispetto al 2010 pari al 24%.

Inclusione

Il coinvolgimento, la valorizzazione delle persone e la creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni creano i presupposti per rispondere in modo adeguato e tempestivo alle dinamiche del mercato. Grazie alle competenze delle proprie persone, alla diversità che Eni valorizza al suo interno, alla capacità di integrazione con i vari contesti locali, Eni garantisce un'offerta distintiva con significativi vantaggi in termini di competitività.

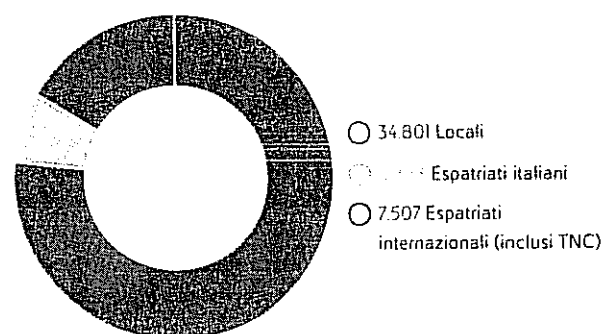
Il coinvolgimento delle persone è fondamentale per motivare e creare un clima positivo di reciproca collaborazione. In tale ottica nel 2011 è stata progettata e realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "Eni secondo te", un sondaggio volto a raccogliere le opinioni sull'azienda e le aspettative di oltre 32.000 dipendenti in 47 Paesi. Il tasso di partecipazione è stato del 70,5% e sulla base dei risultati emersi sarà definito un piano di interventi trasversali e mirati.

Il difficile scenario economico ha imposto l'avvio di processi di cambiamento e di riorganizzazione del business al fine di realizzare una maggiore competitività. In tale contesto, l'attività di relazioni industriali ha supportato tutte le fasi di riorganizzazione, anche attraverso una nuova modalità di relazione con le organizzazioni sindacali. A tale riguardo, con l'obiettivo di favorire una maggiore flessibilità, efficienza e produttività, il 26 maggio 2011 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali l'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali. I principi contenuti nel verbale di accordo sono stati confermati inoltre nel Protocollo di Intesa per la "chimica verde" a Porto Torres, sottoscritto presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri e relativo al processo di riconversione industriale del sito di Porto Torres.

La disponibilità di persone aperte e capaci di dialogare e collaborare con le diversità presenti nei differenti contesti operativi di Eni è perseguita attraverso un orientamento gestionale inclusivo, rispettoso delle diversità e capace di valorizzarne i differenti contributi. In questo quadro si annovera l'impegno di Eni per la valorizzazione e l'empowerment delle donne al fine di definire obiettivi di aumento della loro presenza nei piani di inserimento, di sviluppo e di nomina negli organi di gestione e controllo delle partecipate Eni.

Per favorire la mobilità internazionale è proseguito il percorso formativo "easy landing" finalizzato allo sviluppo delle competenze internazionali e multiculturali delle persone di Eni che vivono per la prima volta esperienze di lavoro all'estero e sono state avviate iniziative di formazione per la valorizzazione delle diversità interculturali e la corretta gestione degli aspetti correlati. Sono stati attuati inoltre una serie di interventi finalizzati alla valorizzazione delle persone locali che rappresentano il 76,5% dei dipendenti all'estero (il 44% della popolazione complessiva).

Dipendenti all'estero 2011 per tipologia



Per far fronte all'impatto dello "skill shortage" sulla tempistica dei progetti Eni ha mantenuto le core competences in house, come ad esempio geologi e ingegneri con grande esperienza; su queste figure Eni ha un turnover pari a circa l'1%, più basso rispetto al settore. Inoltre, oltre alla crescita interna, ulteriori possibili gap di professionalità sono colmati da ingressi di personale tecnico qualificato reclutato direttamente sul mercato internazionale da Eirl, international employer di Eni.

Eirl è impegnata nello sviluppo delle carriere internazionali con l'intento di valorizzarne le professionalità ed allo stesso tempo rispondere alle esigenze di crescita del business Eni, rendendo disponibili risorse motivate e qualificate ove necessario, con un focus specifico su risorse tecniche, gran parte delle quali qualificate come mid-career Petro Technical Professionals.

Prosegue la collaborazione con il mondo accademico attraverso l'attivazione di Master specifici nel settore oil&gas con il Politecnico di Torino e l'Università di Bologna.

In coerenza con i principi di equità, valorizzazione delle persone e non discriminazione, il sistema di reward Eni ha lo scopo di rafforzare l'engagement delle persone negli obiettivi d'impresa e premiare valori, capacità e comportamenti coerenti con la cultura e la strategia dell'azienda.

Il modello di reward integrato a livello worldwide è stato adeguato nel corso del 2011, in rapporto alle esigenze di retention e di sviluppo delle attività all'estero, attraverso politiche differenziate per famiglie professionali critiche. Nuovi strumenti di reward indirizzati alle risorse professionali maggiormente critiche saranno attuati, a partire dal 2012, adeguando l'offerta retributiva rispetto all'obiettivo di valorizzarne il contributo professionale.

Responsabilità

Un sistema di gestione dei rischi che stabilisce in modo chiaro limiti e responsabilità e un modo di operare improntato al rispetto delle regole e dei più elevati principi etici sono i fondamenti di una gestione responsabile. Questo approccio permette ad Eni di presentarsi come un interlocutore affidabile, attento a mantenere una reputazione eccellente e a ridurre i potenziali rischi. Nella pratica l'operare in modo responsabile si concretizza nell'attuare una rigorosa disciplina finanziaria, adottando un approccio selettivo nella scelta dei partner e degli investimenti lungo tutta la catena del valore (fornitori e partner industriali), nel contrasto attivo alla corruzione e nel rispetto dei diritti umani.

L'obiettivo di preservare una solida struttura finanziaria è perseguito attraverso il bilanciamento tra esigenze di crescita, di remunerazione e di mantenimento dell'adeguata flessibilità finanziaria. La capacità di generare cassa, l'approccio disciplinato nella selezione dei progetti di investimento, l'efficienza nell'uso del capitale e la strategia di business sono alla base della solidità finanziaria Eni. Eni intende preservare un bilanciamento ottimale tra capitale proprio e di terzi, continuando a investire nella crescita e a garantire remunerazioni attrattive agli azionisti.

Eni è inoltre impegnata a perseguire elevati livelli di efficienza operativa, applicando le best practice del settore nella gestione delle operation, attuando le migliori soluzioni organizzative sui processi interni e aggiornando opportunamente le regole e gli standard di comportamento, trasversali a tutte le realtà operative e specifiche delle singole aree, in relazione alle mutate esigenze operative e di contesto.

Al fine di favorire relazioni stabili e durature, Eni persegue la massima trasparenza e chiarezza nella conduzione delle proprie attività applicando misure a tutela di un business sano ed inclusivo. La lotta alla corruzione, che è un obiettivo prioritario, comporta un duplice vantaggio: riduce i rischi di business e massimizza i benefici derivanti dalle attività nei Paesi di presenza. L'azienda è già attiva da diversi anni su questo tema, proibendo espressamente nel suo Codice Etico pratiche di corruzione, attuando una serie di iniziative volte al rafforzamento della cultura d'impresa e aderendo al Global Compact e in particolare al suo working group sul 10° Principio.

Nel 2011 questo impegno è stato rafforzato attraverso le attività svolte dall'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che ha proseguito la consulenza legale specialistica in materia di anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate.

Per ridurre i rischi operativi e reputazionali, i principi di trasparenza e correttezza adottati da Eni sono estesi a tutta la catena del valore. Eni adotta processi di qualifica e selezione dei propri partner finalizzati a valutare la capacità tecnica, l'affidabilità etica, economica e finanziaria e a minimizzare i rischi insiti nell'operare con terze parti. Eni impone il rispetto di tutte le norme comprese quelle anti-corruzione ai propri business partner. In tale contesto Eni si è fatta promotrice di attività di mediazione e confronto con i principali operatori del settore petrolifero, finalizzate alla condivisione della policy anti-corruzione dell'azienda e dei più rilevanti principi internazionali in materia. Ne sono esempi le iniziative intraprese nel Golfo del Messico, in Inghilterra e in Nigeria.

L'azienda adotta criteri di gestione altrettanto selettivi per i fornitori. Nel 2011 sono proseguite l'attivazione di sistemi strutturati di gestione dei fornitori in aree critiche e l'emissione, diffusione e applicazione dei nuovi standard contrattuali, in cui sono presenti anche clausole riguardanti il rispetto dei diritti umani. È inoltre proseguito l'impegno nella verifica della condotta delle imprese che lavorano per Eni, con particolare riferimento alla tutela dei diritti umani, attraverso l'applicazione della Norma SA8000. Anche i subappaltatori/subcontrattisti sono richiamati al rispetto del Codice Etico Eni, del Modello 231, delle Linee Guida per la tutela e la promozione dei diritti umani nonché delle normative anti-corruzione. In considerazione dell'alta esposizione a differenti normative e culture locali, derivanti dall'elevato numero di Paesi in cui Eni è presente, è proseguita l'attività di Human Rights Compliance Assessment nei Paesi di operatività con un assessment effettuato in Pakistan ed è stato istituito uno specifico gruppo di lavoro intersettoriale e interfunzionale a livello Corporate, per affrontare e risolvere alcune aree di miglioramento rilevate negli assessment locali e implementare i Guiding Principles on Business and Human Rights, emessi dalle Nazioni Unite a giugno 2011.

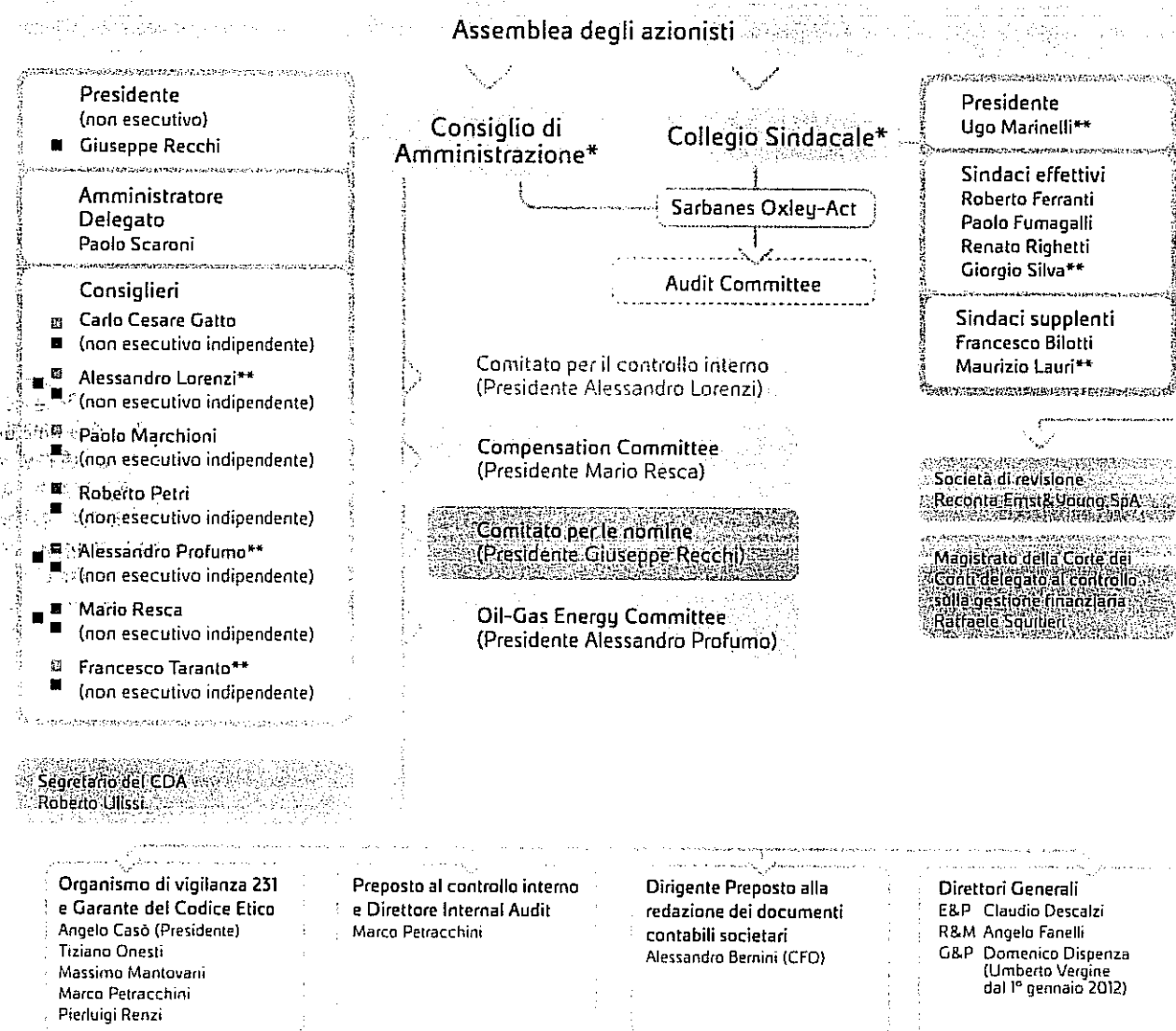
78195/23C

Governance

Eni considera la Corporate Governance un valore fondante del proprio modello di business, nella consapevolezza che una buona governance è il prerequisito per attuare la missione d'impresa nel rispetto degli standard di correttezza ed economicità: il sistema di governance è disegnato per sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e, affiancando la strategia d'impresa, per contribuire al raggiungimento di risultati di business stabili e alla creazione di valore sostenibile di lungo periodo.

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di controllo al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione¹.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2011, con aggiornamenti al 15 marzo 2012:



* Fino al 5 maggio 2011 sono stati componenti (i) del Consiglio di Amministrazione: Roberto Poli, Paolo Scaroni, Paolo Andrea Colombo, Alberto Clò, Paolo Marchioni, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta e Francesco Taranto; (ii) del Collegio Sindacale: Ugo Marinelli, Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi, Tiziano Onesti e Giorgio Silva.

** Componenti designati dalla lista di minoranza.

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

78195/235

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. La composizione dell'organo di amministrazione della Società tiene conto della necessità che siano rappresentate nel dibattito collegiale istanze, competenze e caratteristiche diverse e che siano presenti soggetti capaci di assicurare che il ruolo ad essi attribuito sia svolto in modo efficace; in particolare, in Consiglio, siedono manager e professionisti con differenti profili ed esperienze, in grado di esprimere altrettanti punti di vista nel dibattito consiliare, rendendolo completo e bilanciato. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio Sindacale, sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo. Inoltre, dei 9 amministratori, 8 sono non esecutivi, 7 dei quali in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana del 2006, cui Eni aderisce.

Il Consiglio di Amministrazione, investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società in relazione all'oggetto sociale, ha nominato un Amministratore Delegato, cui ha affidato la gestione della Società, salvi i poteri che si è riservato, ed ha attribuito al Presidente, nominato dall'Assemblea, deleghe, previste dallo Statuto, per l'individuazione e la promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica. Fra le proprie riserve di competenza, il Consiglio ha individuato le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge; in particolare, si è riservato un ruolo centrale in materia di controllo interno e gestione dei rischi, e nella definizione delle linee fondamentali della Corporate Governance², nonché dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo, di cui valuta annualmente l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento. Il Consiglio si è inoltre riservato la definizione delle politiche di sostenibilità e la condivisione dei risultati che devono essere presentati all'Assemblea degli azionisti, attraverso un sistema di reporting integrato in grado di rappresentare come le buone performance di sostenibilità concorrano a creare valore nel lungo termine.

La politica di remunerazione degli amministratori e del top management di Eni è definita in modo tale da attrarre persone di altissimo profilo professionale e manageriale e da allineare l'interesse del management con l'obiettivo prioritario di creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo. A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione sia al ruolo sia alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per cariche analoghe e per significatività del panel competitivo, ed è composta da un equilibrato

mix di componenti fisse, e di componenti variabili. Nell'ambito della politica di remunerazione Eni, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business ed operativi, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati, in coerenza con il Piano Strategico della Società³.

Il Consiglio ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee⁴, il Comitato per le nomine e l'Oil-Gas Energy Committee. In particolare, al Comitato per le nomine, costituito il 28 luglio 2011, sono stati affidati compiti istruttori, fra l'altro, in relazione alla designazione del top management di nomina consiliare e di supervisione dei piani di successione, incluso, eventualmente, quello dell'Amministratore Delegato.

Affinché il Consiglio possa assumere decisioni strategiche consapevoli e sovrintendere in modo adeguato alle attività di gestione, gli Amministratori devono essere, singolarmente e collegialmente, informati compiutamente e con il dovuto anticipo. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure e vengono accuratamente preparate, con il supporto del Segretario del Consiglio, dal Presidente, cui è riservato un ruolo di leadership e di moderazione del dibattito, affinché ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. Inoltre, nel giugno 2011, Eni ha avviato un nuovo programma di formazione (cd. "induction") per i Consiglieri e i Sindaci di nuova nomina, aperto anche ai componenti confermati. La sostenibilità e l'etica di impresa sono stati argomenti di induction, con l'obiettivo di formare Amministratori e Sindaci in grado di comprendere come le questioni sociali e ambientali influenzino l'ambito di business dell'azienda, e come le tendenze sociali e normative possano creare nuove opportunità e rischi.

Allo stesso tempo, il Consiglio ha dato corso, per il sesto anno consecutivo, ad un programma di autovalutazione (cd. "board review") della propria composizione e del proprio funzionamento, avvalendosi del supporto di un consulente esterno specializzato e indipendente. Con il supporto dello stesso consulente, il Consiglio di Eni ha sperimentato, primo in Italia, un esercizio di peer review, che si sostanzia nella valutazione del contributo alle attività consiliari fornito da ciascun consigliere da parte degli altri amministratori. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le Persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni [parte integrante del Modello 231 della Società], che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business della Società.

[2] In particolare, la composizione degli organi delle società controllate non quotate e la definizione dei relativi criteri di designazione sono state oggetto di iniziative volte a promuovere i principi ispiratori della recente normativa relativa all'equilibrio fra i generi (cd. Legge sulle quote rosa): Eni ha deciso di raccomandare l'anticipazione al 1° gennaio 2012 dell'efficacia della norma, programmando un piano di formazione destinato ai nuovi componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate da Eni, uomini e donne, con un particolare approfondimento sul contributo apportato dalla diversità nei Consigli.

[3] Per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società, in cui la Politica sulla remunerazione è oggetto del voto consultivo dell'Assemblea degli azionisti.

[4] Il Compensation Committee assiste il Consiglio in materia di remunerazione: per maggiori informazioni, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione, disponibile sul sito internet della Società.

78195/236

Eni adotta un sistema di controllo interno integrato e pervasivo, basato su organi, strumenti e flussi informativi che conducono da ultimo agli organi di amministrazione e controllo al vertice della Società. In questo contesto, Eni ha deciso di attuare un nuovo modello per la gestione integrata dei rischi, in una logica di arricchimento del sistema, anche organizzativo, in essere.

Se quanto detto riflette, seppur in sintesi, i temi più rilevanti in termini di gestione e controllo che caratterizzano il sistema e le regole di governance di Eni, occorre evidenziare che l'attenzione di Eni si riflette anche nella creazione di un canale di comunicazione aperto e trasparente nei confronti dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder, assicurando un impegno costante per l'effettivo esercizio dei diritti di ciascuno e di tutti gli azionisti. L'impegno di Eni è quello di rendere disponibili informazioni complete, tempestive, comprensibili e accessibili a tutti.

Ancor più, Eni sente la responsabilità, quale prima società italiana per capitalizzazione di borsa, di esprimere riflessioni sulla Corporate Governance utili per il sistema nazionale: in linea con i principi della propria Policy di Corporate Governance, Eni ha inteso fornire un contributo al dibattito sui sistemi di amministrazione e controllo delle società quotate, elaborando alcune proposte (normative o di autodisciplina) che possono contribuire ad incrementare l'efficienza del sistema italiano. Le proposte riguardano in primo luogo il Consiglio di Amministrazione e le principali figu-

re che ne fanno parte, di cui mettono in rilievo il ruolo strategico, che richiede anche la nomina di Amministratori con i necessari requisiti di professionalità. La diversity (non solo di genere) degli Amministratori è considerata come requisito fondamentale per la corretta composizione dell'organo consiliare. L'esigenza di assicurare la continuità del Consiglio ha condotto a suggerire la scadenza differenziata degli Amministratori (cd. "staggered board"), come riflessione da proporre alle società. Anche i compiti dei Comitati del Consiglio sono stati rivisti in funzione del ruolo strategico del Consiglio, valorizzando nel contempo i compiti di controllo del Collegio Sindacale. Accanto alla razionalizzazione del sistema di controllo interno, è stata messa in evidenza la necessità di prevedere, all'interno di esso, un'articolata ed efficace struttura di risk management. Un ultimo gruppo di proposte ha avuto come riferimento gli azionisti, al fine di coinvolgerli maggiormente nella vita della società e di migliorarne l'informazione. Per l'Assemblea sono state auspiccate norme che ne snelliscano le procedure, contenendo gli interventi di mero disturbo e iniziative che promuovano la trasparenza delle politiche di voto degli investitori istituzionali⁵. Le proposte, presentate alla stampa il 13 luglio 2011, sono state sottoposte al pubblico dibattito, aperto al mondo economico, finanziario, accademico e istituzionale; alcune delle Proposte Eni sono state recepite nella nuova edizione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011.

[5] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società.

Exploration & Production

78195/237

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,72	0,41
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,59	0,48	0,41
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,77	7,90	1,83
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	23.801	29.497	29.121
Utile operativo		9.120	13.866	15.887
Utile operativo adjusted		9.484	13.884	16.077
Utile netto adjusted		3.878	5.600	6.866
Investimenti tecnici		9.486	9.690	9.435
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		32.455	37.646	42.024
ROACE adjusted	(%)	12,3	16,0	17,2
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	8,14	11,91	16,98
Opex per boe ^(b)		5,77	6,14	7,28
Cash flow per boe		23,70	25,52	31,65
Finding & Development cost per boe ^(c)		28,90	19,32	18,82
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		46,90	55,60	72,26
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	1.581
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.571	6.843	7.086
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	10,2	10,3	12,3
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve ^(d)	(%)	96	125	122
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.271	10.276	10.425
di cui: all'estero		6.388	6.370	6.628
Oil spill da incidenti	(barili)	6.259	3.820	2.930
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		15.288	18.695	6.127
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	39	44	43
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	29,73	31,28	23,59
di cui: da flaring		13,84	13,83	9,55
Community investment	(milioni di euro)	67	72	62

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Performance dell'anno

- Nel 2011 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -43,1% per i dipendenti e -14,6% per i contrattisti rispetto al 2010.
- In sensibile calo le emissioni di gas serra (totali e da flaring) grazie al completamento di alcuni progetti di gas recovery in particolare in Nigeria e all'entrata a regime di due turbine in una centrale elettrica alimentata con gas associato in Congo. La performance è stata anche influenzata dalla minore attività in Libia.
- Nel 2011 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con 6.866 milioni di euro di utile netto adjusted in aumento del 22,6% rispetto al 2010. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio e il ripristino della produzione in Libia in tempi record.
- Il ROACE adjusted è pari al 17,2% nel 2011 (16% nel 2010).

Scoperta giant in Mozambico

- La scoperta a gas giant in Mozambico supera ogni aspettativa e apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove il fabbisogno energetico cresce a ritmi sostenuti. Il pozzo esplorativo Mamba South e i recenti Mamba North e Mamba North East perforati nell'Area 4 del

78195/238

bacino offshore di Rovuma hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di almeno 1.133 miliardi di metri cubi di gas in posto. Si tratta della più importante scoperta mai realizzata da Eni in qualità di operatore.

Ripresa delle attività in Libia

➤ Il ripristino in tempi record delle attività Eni in Libia ha consentito di limitare l'impatto della Rivoluzione sui risultati del 2011. Gli asset Eni erogano alla data corrente circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012. Il 20 dicembre 2011 Eni ha notificato alla controparte libica NOC la cessazione dello stato di forza maggiore dichiarato nell'aprile 2011.

Avvio del progetto Perla in Venezuela

➤ È stato firmato con la compagnia di Stato venezuelana PDVSA il Gas Sale Agreement per lo sfruttamento commerciale della scoperta a gas giant di Perla con volumi in place di oltre 450 miliardi di metri cubi. Il piano di sviluppo prevede tre fasi con la produzione fino al 2036 di circa 246 miliardi di metri cubi e un erogato di picco pari a 34 milioni di metri cubi/giorno. Il gas sarà destinato alla domanda interna e in parte esportato. Gli investimenti riguardanti la prima fase di sviluppo sono stimati in 1,4 miliardi di dollari al 100%.

Portafoglio

Nonostante il 2011 sia stato segnato dagli eventi libici, il management ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita di lungo termine. L'applicazione del modello di cooperazione Eni, il consolidamento della presenza nelle aree core e l'ingresso in aree ad elevato potenziale assicurano le basi per una nuova fase di sviluppo:

- È stato firmato con PetroChina un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. Analogo accordo strategico è stato firmato con Sinopec.
- È stato raggiunto con Sonatrach un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali in Algeria, in particolare di risorse di shale gas.
- È stato ratificato un Memorandum of Understanding di ampia portata con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica. L'accordo è volto a promuovere iniziative congiunte nell'esplorazione e nello sviluppo di idrocarburi convenzionali e non convenzionali nel Paese e in Africa. Inoltre Eni assicurerà forniture long-term di GNL e prodotti raffinati a sostegno dello sviluppo economico del Paese.
- È stato raggiunto con le Autorità di Stato dell'Egitto un accordo per rilanciare le attività petrolifere nel Paese in particolare nelle aree del Deserto Occidentale, nel Mar Mediterraneo e nella zona del Sinai, che riguarderanno sia lo sviluppo, attraverso la perforazione di pozzi agguntivi e l'accelerazione della produzione da nuove scoperte, sia l'esplorazione, con la perforazione di 12 pozzi.
- È stata acquisita dalla società Cadogan Petroleum plc un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.
- È stato firmato un accordo con la società MED Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. Inoltre, è stata acquisita la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.
- Sono stati acquisiti i contratti esplorativi con il ruolo di operatore dei Blocchi Arguni I e North Ganai, situati nell'onshore e nell'offshore indonesiano. Le attività a progetto riguardano lo sviluppo di risorse di gas naturale che saranno destinate agli impianti di liquefazione già in produzione nei pressi di entrambe le aree esplorative.
- È stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa PL657 (Eni 80%) nel Mare di Barents, in prossimità del giacimento Goliat operato (Eni 65%). In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility esistenti e ridurre significativamente il time-to-market.
- È stato firmato con le Autorità angolane il Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 35 (Eni 30%, operatore) in un bacino offshore di grande interesse minerario.

Accordi per il giacimento Karachaganak in Kazakhstan

➤ Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement di Karachaganak hanno firmato un accordo vincolante con la Repubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz con il 10% e la diluizione proporzionale delle quote delle contractor companies. L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive.

Produzione

➤ La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1.581 mila boe/giorno, evidenziando una flessione del 12,9% rispetto al 2010 a causa essenzialmente della perdita dell'output libico. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori entitlement nei contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi similari stimati in circa 30 mila boe/giorno. Al netto di tale effetto oltre che della citata forza maggiore in Libia, la produzione risulta in linea.

78195/239

- Nel 2011 i volumi sversati per oil spill da incidenti registrano una riduzione del 23%, grazie alle costanti attività di prevenzione avviate.
- Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.
- Sono state ottenute diverse decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburskoye e Urengoskoye in Siberia, nonché altri progetti in Norvegia e Golfo del Messico che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione al plateau 2015.

Riserve

➤ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2011 determinate sulla base del prezzo di 111 dollari/barile per il marker Brent raggiungono il livello di 7,09 miliardi di boe (+3,6% rispetto al 2010). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 142%. Escludendo l'effetto prezzo il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua è di 12,3 anni (10,3 anni al 31 dicembre 2010).

Investimenti

- Nel 2011 sono stati investiti 9.435 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia Centrale. La selettiva campagna esplorativa dell'anno (1.210 milioni di euro, +19,6% rispetto al 2010) ha riguardato il completamento di 56 nuovi pozzi esplorativi (28 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 42% (38,6% in quota Eni). A fine esercizio risultano 17 pozzi in progress (9,9 in quota Eni).
- Nel 2011 la resource base Eni è stata incrementata di 1,1 miliardi di boe con numerose scoperte esplorative. I successi esplorativi conseguiti nell'anno hanno riguardato, oltre alla citata scoperta in Mozambico, l'appraisal della scoperta giant di Perla in Venezuela, le importanti scoperte di Jangkrik North East (Eni 55%, operatore) in Indonesia e Skrugard/Havis (Eni 30%) nel Mare di Barents, le scoperte/appraisal nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'offshore angolano, oltre quelle registrate nel Golfo del Messico, Ghana, Egitto, Pakistan, Regno Unito e Nigeria.
- Sono stati investiti 2.357 milioni di euro nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Norvegia, Kazhakstan, Algeria, Stati Uniti, Italia, Congo ed Egitto.
- Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di 90 milioni di euro (98 milioni di euro nel 2010).

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Dal 2009¹ i prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valuta-

zione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii)

(1) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

78195/260

provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore²; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti³ tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti⁴. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton⁴ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011⁵. Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2010	6.332	511	6.843
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	279	645	924
Effetto prezzo	(96)	(1)	(97)
Promozioni nette	183	644	827
Acquisizioni	2		2
Cessioni	(9)		(9)
Produzione	(568)	(9)	(577)
Riserve certe al 31 dicembre 2011	5.940	1.146	7.086
Tasso di rimpiazzo all sources (%)			142
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo (%)			159

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2011.

(5) Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

78795/241

Nel 2011 le promozioni nette a riserve certe di 827 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte, estensioni ed altro (+591 milioni di boe), in particolare in Russia, Venezuela, Stati Uniti e Angola; (ii) revisioni di precedenti stime [+228 milioni di boe] in particolare in Norvegia, Russia, Italia, Egitto, Kazakhstan e Iraq; (iii) miglioramenti da recupero assistito (+8 milioni di boe) in particolare in Norvegia e Algeria. L'effetto prezzo negativo di 97 milioni di boe è determinato sulla base della variazione del prezzo del marker Brent di riferimento, passato da 79 dollari/barile del 2010 a 111 dollari/barile del 2011, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione. Le cessioni (9 milioni di boe) si riferiscono alla vendita di asset in Nigeria e Regno Unito.

Le acquisizioni (2 milioni di boe) riguardano l'acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione nel giacimento Annamaria in Italia e la partecipazione in due licenze di esplorazione e sviluppo in Ucraina. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe⁶ nel 2011 è stato del 142%, escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua delle riserve è di 12,3 anni (10,3 anni nel 2010).

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2011 ammontano a 3.316 milioni di boe, di cui 1.539 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 279 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa, Russia e Venezuela. Le società consolidate detengono 1.284 milioni di barili di liquidi e 148 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2011 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 495 milioni di boe a seguito di approvazioni di nuovi progetti essenzialmente in Russia, Venezuela e Stati Uniti (circa 500 milioni di boe) e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico, contrattuale, effetto prezzo e operazioni di portafoglio.

Durante il 2011, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 193 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Nikaitchuq (Stati Uniti); MLE (Algeria); Denise, Belayim e Taurt (Egitto); M'Boundi (Congo); Zamzama (Pakistan); Kitan (Australia); Karachaganak (Kazakhstan); Tyrihans (Norvegia). Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa 1,9 miliardi di euro.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclas-

sificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nelle infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,4 miliardi di boe) con una riduzione di 120 milioni di boe rispetto al 2010. Le attività di sviluppo sono in corso e lo start-up è previsto entro la fine del 2012 o nei primi mesi del 2013. Tali riserve certe non sviluppate saranno prodotte in funzione della capacità produttiva disponibile con la realizzazione degli impianti della Fase 1 (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan", dove è descritto lo stato di avanzamento del progetto); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,27 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 341 milioni di boe, principalmente gas naturale, a controparti terze prodotte dai propri campi localizzati in Australia, Egitto, India, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Regno Unito.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 69% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

[6] Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nella sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

78195/242

Riserve certe di petrolio e gas naturale ^(a)

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2009			2010			2011		
Italia	233	76.556	703	248	74.877	724	259	70.520	707
<i>Sviluppate</i>	141	56.643	490	183	58.379	554	184	55.989	540
<i>Non sviluppate</i>	92	19.913	213	65	16.498	170	75	14.531	167
Resto d'Europa	351	39.066	590	349	39.659	601	372	40.360	630
<i>Sviluppate</i>	218	34.853	432	207	31.220	405	195	28.156	374
<i>Non sviluppate</i>	133	4.213	158	142	8.439	196	177	12.204	256
Africa Settentrionale	895	166.907	1.922	978	175.767	2.096	917	175.303	2.031
<i>Sviluppate</i>	659	98.724	1.266	656	87.789	1.215	622	86.929	1.175
<i>Non sviluppate</i>	236	68.183	656	322	87.978	881	295	88.374	856
Africa Sub-Sahariana	770	60.219	1.141	750	60.239	1.133	670	55.186	1.021
<i>Sviluppate</i>	544	41.430	799	533	43.884	812	483	40.699	742
<i>Non sviluppate</i>	226	18.789	342	217	16.355	321	187	14.487	279
Kazakhstan	849	60.571	1.221	788	53.063	1.126	653	46.642	950
<i>Sviluppate</i>	291	52.651	614	251	45.893	543	215	41.917	482
<i>Non sviluppate</i>	558	7.920	607	537	7.170	583	438	4.725	468
Resto dell'Asia	94	23.062	236	139	24.664	295	106	19.405	230
<i>Sviluppate</i>	45	15.269	139	39	15.856	139	34	14.958	129
<i>Non sviluppate</i>	49	7.793	97	100	8.808	156	72	4.447	101
America	153	17.807	263	134	15.002	230	132	16.699	238
<i>Sviluppate</i>	80	14.317	168	62	12.211	141	92	10.887	162
<i>Non sviluppate</i>	73	3.490	95	72	2.791	89	40	5.812	76
Australia e Oceania	32	16.280	133	29	15.393	127	25	17.103	133
<i>Sviluppate</i>	23	15.991	122	20	15.268	117	25	13.909	112
<i>Non sviluppate</i>	9	289	11	9	125	10		3.194	21
Totale società consolidate	3.377	460.468	6.209	3.415	458.664	6.332	3.134	441.218	5.940
<i>Sviluppate</i>	2.001	329.878	4.030	1.951	310.500	3.926	1.850	293.444	3.716
<i>Non sviluppate</i>	1.376	130.590	2.179	1.464	148.164	2.406	1.284	147.774	2.224
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa								50	
<i>Sviluppate</i>								3	
<i>Non sviluppate</i>								47	
Africa Settentrionale	13	419	15	19	696	23	17	568	21
<i>Sviluppate</i>	10	314	12	18	627	22	16	498	19
<i>Non sviluppate</i>	3	105	3	1	69	1	1	70	2
Africa Sub-Sahariana	7	2.417	22	6	3.339	28	22	9.580	83
<i>Sviluppate</i>	4	142	5	4	107	5	4	108	4
<i>Non sviluppate</i>	3	2.275	17	2	3.232	23	18	9.472	79
Resto dell'Asia	50	42.111	309	44	43.030	317	110	85.880	656
<i>Sviluppate</i>	7	6.133	44	5	6.051	43		665	5
<i>Non sviluppate</i>	43	35.978	265	39	36.979	274	110	85.215	651
America	16	44	16	139	627	143	151	37.015	386
<i>Sviluppate</i>	13	35	13	25	173	26	25	237	26
<i>Non sviluppate</i>	3	9	3	114	454	117	126	36.778	360
Totale società in joint venture e collegate	86	44.991	362	208	47.692	511	300	133.093	1.146
<i>Sviluppate</i>	34	6.624	74	52	6.958	96	45	1.511	54
<i>Non sviluppate</i>	52	38.367	288	156	40.734	415	255	131.582	1.092
Totale riserve certe	3.463	505.459	6.571	3.623	506.356	6.843	3.434	574.311	7.086
<i>Sviluppate</i>	2.035	336.502	4.104	2.003	317.458	4.022	1.895	294.955	3.770
<i>Non sviluppate</i>	1.428	168.957	2.467	1.620	188.898	2.821	1.539	279.356	3.316

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).

78.495 | 243

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1,581 milioni di boe/giorno con una riduzione del 12,9% rispetto al 2010 a causa del ridotto contributo delle attività Eni in Libia, penalizzate dal blocco pressoché totale degli impianti e installazioni e dalla chiusura del gasdotto GreenStream durante la fase acuta della crisi interna del Paese. Lo sforzo straordinario operato nell'ultima parte dell'anno per riprendere le produzioni e riavviare il GreenStream ha consentito di riportare il livello delle produzioni dell'anno in Libia intorno a 110 mila boe/giorno, attenuando l'impatto degli eventi di forza maggiore (pari a circa -200 mila boe/giorno nel periodo). La performance è stata penalizzata dai minori entitlement nei PSA e altri schemi similari per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -30 mila boe/giorno. Al netto di tali effetti la produzione dell'anno risulta in linea con l'esercizio precedente. Gli avvii/regimazioni dell'anno hanno compensato una crescita della produzione più contenuta rispetto alle aspettative in Iraq e le fermate programmate.

La produzione di petrolio (845 mila barili/giorno) è diminuita di 152 mila barili/giorno, pari al 15,2%. La perdita di produzione libica, l'impatto negativo nei PSA e le minori produzioni in Angola, Nigeria e Regno Unito sono stati parzialmente compensati dagli avvii/ramp-up in: (i) Norvegia, a seguito della crescita produttiva dei giacimenti Morvin (Eni 30%) e Tyrihans (Eni 6,23%); (ii) Italia, a seguito dello start-up dei giacimenti Guendalina (Eni 80%) e Capparuccia (Eni 95%); (iii) Australia, a seguito dell'avvio produttivo di Kitan (Eni operatore con il 40%).

Pozzi produttivi

Nel 2011 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.477 (3.136,1 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 5.810 (1.963,2 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.667 (1.172,9 in quota Eni).

La produzione di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 13 milioni di metri cubi/giorno, pari al 10,1% per effetto della perdita di produzione libica e da minori performance negli Stati Uniti. In crescita le produzioni in: (i) Congo e Norvegia, per migliore performance; (ii) Egitto, a seguito dello start-up di Denise B (Eni 50%) e migliore performance di Tuna (Eni 50%, operatore).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 548,5 milioni di boe. La differenza di 28,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 577 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (21,1 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (302,6 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 26% destinato alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (38,7 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 31% al settore Gas & Power.

La costante attività Eni nella gestione efficiente delle operazioni nel campo della produzione di petrolio e gas naturale ha ridotto del 23% i volumi sversati a seguito di oil spill da incidenti (pari a 2.930 barili nel 2011) e del 30% il numero di eventi (92 eventi nel 2011). Tali oil spill operativi sono registrati principalmente in Algeria, Egitto e Nigeria, mentre gli oil spill dovuti a sabotaggio/terrorismo sono concentrati essenzialmente in Nigeria.

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities oil&gas (Topic 932).

Pozzi produttivi ^(a)

(numero)	2011			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	237,0	191,5	630,0	546,5
Resto d'Europa	414,0	63,3	207,0	93,1
Africa Settentrionale	1.357,0	651,8	144,0	56,0
Africa Sub-Sahariana	2.952,0	562,6	479,0	32,1
Kazakhstan	89,0	28,9		
Resto dell'Asia	602,0	381,5	849,0	328,7
America	152,0	79,8	344,0	113,2
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	5.810,0	1.963,2	2.667,0	1.172,9

[a] Include 2.304 (741,7 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamente sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

78195 / 264

Produzione giornaliera di idrocarburi ^{(a) (b)}

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2009			2010			2011		
Italia	56	18,5	169	61	19,1	183	64	19,1	186
Resto d'Europa	133	18,6	247	121	15,9	222	120	15,2	216
Croazia		2,7	17		1,3	8		0,9	5
Norvegia	78	7,8	126	74	7,7	123	80	8,0	131
Regno Unito	55	8,1	104	47	6,9	91	40	6,3	80
Africa Settentrionale	287	45,5	567	297	47,2	597	204	35,8	432
Algeria	80	0,5	83	74	0,5	77	69	0,5	72
Egitto	91	22,5	230	96	21,4	232	91	22,7	236
Libia	108	22,1	244	116	24,7	273	36	12,0	112
Tunisia	8	0,4	10	11	0,6	15	8	0,6	12
Africa Sub-Sahariana	309	7,8	357	318	12,5	397	275	14,3	366
Angola	122	0,8	127	110	0,9	115	92	0,9	98
Congo	97	0,8	102	98	1,9	110	87	3,4	108
Nigeria	90	6,2	128	110	9,7	172	96	10,0	160
Kazakhstan	70	7,3	115	65	6,7	108	64	6,5	106
Resto dell'Asia	56	11,7	129	47	12,3	125	33	11,4	106
Cina	7	0,2	8	6	0,2	7	7	0,1	8
India		0,1	1	1	1,0	8		0,6	4
Indonesia	1	2,1	15	1	1,9	13	1	1,6	12
Iran	35		35	21		21	6		6
Iraq				5		5	7		7
Pakistan	1	9,3	58	1	9,2	59	1	9,1	58
Turkmenistan	12		12	12		12	11		11
America	71	12,0	145	60	11,2	132	55	9,5	115
Ecuador	14		14	11		11	7		7
Stati Uniti	57	10,1	119	49	9,4	109	48	7,9	98
Trinidad e Tobago		1,9	12		1,8	12		1,6	10
Australia e Oceania	8	1,4	17	9	2,7	26	11	2,8	28
Australia	8	1,4	17	9	2,7	26	11	2,8	28
	990	122,8	1.746	978	127,6	1.790	826	114,6	1.555
Società in joint venture e collegate									
Angola	3		3	3		3	3	0,1	4
Brasile							1		1
Indonesia	1	0,9	6	1	0,8	6	1	0,7	6
Tunisia	5	0,2	6	4	0,2	5	5	0,2	6
Venezuela	8		8	11		11	9		9
	17	1,1	23	19	1,0	25	19	1,0	26
Totale	1.007	123,9	1.769	997	128,6	1.815	845	115,6	1.581

[a] Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio [in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio].

[b] Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9,1, 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2011, 2010 e 2009).

78195/205

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2011 sono stati ultimati 56 nuovi pozzi esplorativi^a (28 in quota Eni), a fronte dei 47 (23,8 in quota Eni) del 2010 e dei 69 (37,6 in quota Eni) del 2009.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 42% (38,6% in quota Eni) a fronte del 41% (39% in quota Eni) del 2010 e del 41,9% (43,6% in quota Eni) nel 2009.

Sviluppo

Nel 2011 sono stati ultimati 407 nuovi pozzi di sviluppo (186,1 in quota Eni), a fronte dei 399 (178 in quota Eni) del 2010 e dei 418 (175,1 in quota Eni) del 2009.

È attualmente in corso la perforazione di 118 pozzi di sviluppo (39,5 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili e in progress, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(a)	
	2009		2010		2011		2011	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		1,0		0,5			6,0	4,4
Resto d'Europa	4,1	0,2	1,7	1,1	0,3	0,7	21,0	6,5
Africa Settentrionale	4,8	3,8	9,3	8,1	6,2	3,4	21,0	15,7
Africa Sub-Sahariana		2,7	2,3	4,7	0,6	2,6	63,0	18,6
Kazakhstan							13,0	2,3
Resto dell'Asia	2,3	3,9	1,0	2,8	0,2	7,6	16,0	6,9
America	1,0	3,8		6,3	2,5		11,0	3,3
Australia e Oceania	0,8	1,4	1,0	0,4		1,4		
	13,0	16,8	15,3	23,9	9,8	15,7	151,0	57,2

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(a)	
	2009		2010		2011		2011	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	18,3		23,9	1,0	25,3		8,0	2,0
Resto d'Europa	12,5		2,9	0,2	3,3	0,3	18,0	3,9
Africa Settentrionale	40,7	0,4	44,3	0,3	55,9	1,1	27,0	12,5
Africa Sub-Sahariana	35,8	1,9	28,0	2,5	28,2	1,0	28,0	6,6
Kazakhstan	3,8		1,8		1,3		13,0	2,2
Resto dell'Asia	38,6	4,3	41,7	1,8	39,2	2,5	12,0	5,4
America	15,6	1,0	27,6	0,5	27,6		17,0	6,9
Australia e Oceania	2,2		1,5		0,4			
	167,5	7,6	171,7	6,3	181,2	4,9	118,0	39,5

[a] Numero di pozzi in quota Eni.

[b] Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

[c] Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

Superfici

Al 31 dicembre 2011 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.106 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 41 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 254.421 chilometri quadrati in quota Eni; la superficie sviluppata è di 41.373 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 213.048 chilometri quadrati in quota Eni.

[7] Inclusi i pozzi ultimati nell'anno, ma temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Nel 2011 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Angola, Australia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Norvegia e Ucraina, per una superficie di circa 14 mila chilometri quadrati; (ii) dal rilascio totale di licenze in Arabia Saudita, Australia, Cina, Danimarca, Indonesia, Italia, Libia, Pakistan, Nigeria e Yemen per 72 mila chilometri quadrati; (iii) dalla diminuzione di superficie netta sia per rilascio parziale che per riduzione della quota di partecipazione in Cina, Congo, India e Mozambico per circa 9 mila chilometri quadrati.

78195/246

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011						
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^(a) [b] sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^(a) [b] sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	29.079	286	17.324	24.007	41.331	11.216	14.807	26.023
Italia	19.097	151	10.927	10.721	21.648	9.055	7.817	16.872
Resto d'Europa	9.982	135	6.397	13.286	19.683	2.161	6.990	9.151
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.418	50	2.262	5.838	8.100	337	1.998	2.335
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.151	74	2.110	789	2.899	807	207	1.014
Ucraina		2	50	49	99	30	15	45
Altri Paesi	3.458	4		4.642	4.642		2.802	2.802
AFRICA	152.671	270	67.154	200.957	268.111	20.167	117.053	137.220
Africa Settentrionale	44.277	112	31.781	36.772	68.553	13.877	16.655	30.532
Algeria	12.244	39	2.261	17.358	19.619	815	8.250	9.065
Egitto	6.594	52	5.109	10.727	15.836	1.837	4.061	5.898
Libia	18.165	10	17.947	8.687	26.634	8.951	4.344	13.295
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	108.394	158	35.373	164.185	199.558	6.290	100.398	106.688
Angola	4.520	68	4.636	20.360	24.996	625	5.593	6.218
Congo	6.074	26	1.835	7.681	9.516	1.012	4.008	5.020
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.086	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Mali	21.640	1		32.458	32.458		21.640	21.640
Mozambico	12.352	1		12.956	12.956		9.502	9.502
Nigeria	8.439	46	28.902	11.723	40.625	4.653	3.838	8.491
Repubblica Democratica del Congo	615	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	39.861	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	112.745	74	17.478	100.759	118.237	5.893	49.391	55.284
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	105	775	880
Resto dell'Asia	111.865	68	17.154	96.150	113.304	5.788	48.616	54.404
Arabia Saudita	25.844							
Cina	18.232	10	200	5.326	5.526	39	5.326	5.365
India	10.089	13	206	25.364	25.570	109	9.097	9.206
Indonesia	12.912	12	1.735	27.106	28.841	656	17.063	17.719
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	640	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	11.347	18	8.781	14.172	22.953	2.582	6.707	9.289
Russia	1.507	4	3.502	1.495	4.997	1.030	439	1.469
Timor Leste	6.470	4		8.087	8.087		6.740	6.740
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Yemen	20.560							
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	11.187	460	5.979	15.602	21.581	3.052	7.157	10.209
Brasile	745	2	1.513	745	2.258	50	745	795
Ecuador	2.000	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.896	442	1.721	7.261	8.982	853	4.270	5.123
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.154	6	378	2.049	2.427	98	816	914
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	15.279	16	1.980	49.304	51.284	1.045	24.640	25.685
Australia	15.241	15	1.980	48.540	50.520	1.045	24.602	25.647
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	320.961	1.106	109.915	390.629	500.544	41.373	213.048	254.421

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

7.8195/2017

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) Guendalina (Eni 80%), con una produzione iniziale pari a circa 3 mila boe/giorno; (ii) Capparuccia (Eni 95%), con start-up produttivo pari a circa 4 mila boe/giorno.

Nel corso dell'anno è stato perfezionato l'acquisto di un ulteriore quota di partecipazione sul giacimento Annamaria (Eni 100%).

Continua il programma di sviluppo in Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento dell'area di Cerro Falcone all'impianto di trattamento olio, nonché attraverso interventi di sidetrack e l'ammodernamento delle facility di produzione. Nell'ambito del Protocollo d'intesa con la Regione Basilicata, è stato inaugurato l'Osservatorio Ambientale della Val d'Agri con funzioni informative sullo stato della qualità ambientale e sanitaria nell'area.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di sidetrack e work-over su Calpurnia, Daria (Eni 51%), Barbara, Clara Nord (Eni 51%) e Gela per l'ottimizzazione della produzione; (ii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iii) il completamento delle attività di sviluppo sul giacimento Tesauro (Eni 45%).

Nel corso dell'anno è stato rinnovato il VI Accordo di collaborazione per il periodo 2011-2014 con il Comune di Ravenna per la realizzazione di interventi a salvaguardia dell'area costiera.

Nel campo della ricerca, 11 applicazioni di nuove tecnologie e quattro progetti sono stati sviluppati con applicazioni su asset italiani. Sono in corso progetti in collaborazione con sedici tra i principali centri di ricerca ed atenei italiani, per un investimento di circa 9 milioni di euro. È stata applicata con successo sul giacimento Clara Est, in Adriatico, una metodologia proprietaria per la caratterizzazione di giacimenti a strati sottili con l'individuazione di circa 3 milioni di boe di volumi addizionali di idrocarburi.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza PL532 (Eni 30%) con le due importanti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis, con riserve recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100%. Questo consente di realizzare un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Sono state acquisite tre licenze esplorative nel Mare di Barents: (i) la PL657 (Eni 80%, operatore) nel gennaio 2012. In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility del giacimento operato di Goliat (Eni 65%) e ridurre significativamente il time-to-market; (ii) nel maggio 2011, la PL608 (Eni 30%) situata nelle immediate vicinanze della scoperta di Skrugard e la PL226B (Eni 31%) in un'area ancora inesplorata ad elevata prospettiva.

È stato completato il programma di sviluppo del giacimento Morvin (Eni 30%). Il picco produttivo di 22 mila boe/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno. Nel corso dell'anno è stato implementato

un protocollo operativo d'intesa con le Autorità Norvegesi per il rispetto della biodiversità nell'area di Goliat. Nell'ambito delle procedure per fronteggiare situazioni di emergenza sono stati sviluppati standard per testare i disperdenti e i beach cleaners che potrebbero essere impiegati nel caso di oil spill in vicinanza di zone costiere. Tali standard di emergenza saranno recepiti dalla legislazione norvegese e successivamente proposti a livello internazionale.

Nell'anno sono state rafforzate partnership con le istituzioni e università locali finalizzate al potenziamento delle attività di training professionale per la formazione di personale qualificato per il progetto Goliat e per la gestione degli oil spill.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare prosegue lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore) il cui avvio produttivo è avvenuto ad inizio aprile 2012 con una produzione media attesa nel corso dell'anno di circa 20 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni). Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%). Sono in corso le attività di delineazione della scoperta.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le relative attività di costruzione delle piattaforme produttive e di perforazione di sviluppo. Lo start-up produttivo è atteso a fine 2012; (ii) la fase 2 di sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma, mentre è in corso la perforazione di pozzi di produzione che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin Franklin (Eni 21,87%). Lo start-up è atteso nel 2013; (iii) lo sviluppo del giacimento a petrolio e gas di Kinnoull (Eni 16,82%). Le attività di perforazione dei pozzi produttivi, con completamento sottomarino, sono terminate. È in corso la costruzione della pipeline di collegamento alle facility di trattamento di Andrew (Eni 16,21%), di cui è previsto l'upgrading per il trattamento della produzione addizionale. L'avvio produttivo è previsto nel 2013; e (iv) le attività di concept definition per la definizione del piano di sviluppo del giacimento a olio Mariner. La sanction del progetto è attesa nei primi mesi del 2013.

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%). La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nel 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. L'avvio produttivo è previsto nel 2012.

Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il tratta-

76195/248

mento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio del giacimento CAFIC sono previsti rispettivamente nel 2012 e 2014.

Il progetto congiunto prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2015.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un impianto di trattamento di gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese per la produzione di circa 11 mila barili/giorno in quota Eni. Lo start-up è previsto nel 2013.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività near field: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con i pozzi di scoperta a olio di BB-10, BLNE-1 e EBL-1, allacciati alle facility produttive presenti nell'area; (ii) nella development lease Abu Madi West (Eni 75%) con le due scoperte a gas di Nidoco West e Nidoco East, allacciate alle facility produttive nell'area; (iii) nella development lease Melehiha (Eni 56%) con i pozzi di scoperta mineralizzati a olio di Aman SW, Dorra-1X e Melehiha North-1X, avviati in produzione; (iv) nella concessione East Kanayis (Eni 100%) con le due scoperte ad olio di Qattara Rim-3 e Qattara North-1.

Nel 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Denise B nella concessione di El Ternah (Eni 50%, operatore), seconda fase di sviluppo del giacimento omonimo, attraverso la perforazione di ulteriori 3 pozzi subsea collegati alle facility di produzione presenti nell'area, con una produzione iniziale pari a circa 7 mila boe/giorno in quota Eni. Il picco produttivo di circa 14 mila boe/giorno è atteso nel 2012.

Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione; (ii) le attività del progetto Seth (Eni 50%). Il programma di sviluppo prevede la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva. L'avvio è previsto nel 2012.

Continua lo sviluppo nel Paese di tecnologie innovative di proprietà Eni quali la Circulation Device per un migliore controllo idraulico nelle attività di drilling, la realizzazione di un processo di recupero assistito innovativo (acoustic stimulation) e l'applicazione di un sistema di consolidamento sabbie che consente di mantenere sand free la produzione.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 2 (Eni 20%) nell'ambito del Progetto Gas, con i pozzi di appraisal Garoupa-2 e Garoupa Norte 1 mineralizzati a gas e condensati; (ii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con la significativa scoperta a gas e condensati di Lira; (iii) nel Blocco 15/06 con la scoperta a olio Mukuvu-1, e i pozzi di appraisal Cinguvu-2 e Cabaça South East-3 mineralizzati a petrolio. Le scoperte conseguite nel Blocco 15/06 hanno incrementato il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, e East Hub. Lo start-up è atteso nel 2014 e 2015, rispettivamente. Le attività di perforazione di commitment sono state completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, anche grazie all'applicazione delle tecnologie

proprietarie Eni. Le tecnologie Eni-deep water dual casing (e-dwdc™), Depth Velocity Analysis ed Eni Circulation Device hanno permesso di massimizzare la sicurezza delle operazioni di perforazione in acque profonde attraverso un più accurato controllo idraulico del pozzo e l'aggiornamento in tempo reale dei dati di sottosuolo.

Nel 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. In particolare, il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è stata approvata da parte delle competenti Autorità.

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0 (Eni 9,8%), sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.

Nell'Area A si è conclusa la fase di Concept Definition dell'ulteriore fase di sviluppo del giacimento di Mafumeira. Il sanzionamento del progetto è atteso nel 2012, con start-up nel 2015.

Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizomba satelliti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (circa 21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo.

Sono state completate le facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque per l'invio all'impianto di liquefazione partecipato A-LNG.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto, approvato dalle competenti Autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel secondo trimestre del 2012. Il GNL sarà inizialmente destinato al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione di Pascagoula, nel Mississippi (quota Eni di capacità pari a circa 6,8 miliardi di metri cubi/anno). È stata costituita una società congiunta tra i partner dell'iniziativa per la commercializzazione su altri mercati.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner (Gas Project) per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati. Eni con il 20% svolge il ruolo di Technical Advisor.

È in corso il progetto per il potenziamento dei servizi sanitari di base (Primary Health Care) nell'area di Luanda con la riabilitazione ed equipaggiamento di strutture, tra cui un Centro nutrizionale e una rete di Centri di salute. Inoltre sono state supportate campagne di vaccinazione in collegamento con i programmi sanitari del Paese e organizzate sessioni di formazione del personale locale.

Congo Nel corso dell'anno è stato conseguito l'avvio produttivo del giacimento offshore Libondo (Eni 35%), con una produzione di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni.

7.8 195/249

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring atteso nel 2012. Inoltre, a partire dal 2009, sono stati finalizzati contratti di lungo termine per la fornitura del gas associato di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno) con una produzione pari a 50 MW; (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2011 le forniture di M'Boundi alle centrali elettriche CEC e CED sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (17 mila boe/giorno in quota Eni). Continuano le attività del progetto RIT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese.

Nel 2011 è stato firmato con la Repubblica del Congo un Memorandum of Understanding per la realizzazione di un progetto integrato per il miglioramento delle condizioni di vita degli abitanti intorno all'area industriale di M'Boundi, in ambito di salute, istruzione, ambiente e sviluppo economico.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione dei giacimenti in produzione anche attraverso l'applicazione di nuove tecnologie, tra le quali: (i) in un pozzo del giacimento Loango (Eni 50%), l'applicazione di una tecnologia di perforazione che aumenta l'area di contatto pozzo-reservoir con un incremento di produzione di circa 300 barili/giorno; (ii) nel giacimento Zatchi (Eni 65%), un sistema innovativo di consolidamento sabbie ha consentito di mantenere sand free la produzione.

Nel corso dell'anno è stato raggiunto l'obiettivo di zero gas flaring sul campo offshore di Kitina (Eni 35,75%) a seguito del completamento della seconda fase del progetto water alternate gas.

Ghana L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Sankofa-2 e la scoperta Gye Nyame entrambe mineralizzate a gas e condensati, nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,2%). I successi esplorativi hanno beneficiato dell'applicazione delle tecnologie proprietarie nel campo di seismic imaging di recente sviluppo e di drilling, tra cui Eni Circulation Device per un controllo idraulico più efficace durante le attività. Sono in corso di studio possibili sinergie di sviluppo delle recenti scoperte. Nell'anno è stato avviato un progetto a favore delle comunità di pescatori dello Jomoro District che prevede il miglioramento dell'accesso ai servizi sanitari, il sostegno dell'economia locale e programmi di formazione volti al miglioramento della gestione dell'attività economica da parte delle donne e dei giovani.

Mozambico L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo nell'Area 4 (Eni 70%, operatore) nel bacino di Rovuma, con le scoperte giant di gas: (i) il pozzo esplorativo Mamba South 1 con un potenziale minerario stimato in 637,5 miliardi di metri cubi di gas in posto; (ii) Mamba North 1 con risorse potenziali pari a 212,5 miliardi di metri cubi; e (iii) Mamba North East 1 con risorse potenziali di almeno 283 miliardi di metri cubi. I successi esplorativi

conseguiti nell'area hanno beneficiato dell'applicazione di sistemi proprietari di elaborazione delle immagini sismiche. I pozzi sono stati perforati con la tecnologia proprietaria Eni deep water dual casing (e-dwdc™).

Nel prossimo biennio è in programma la perforazione fino a 8 ulteriori pozzi nelle aree limitrofe al fine di valorizzare l'alto potenziale del complesso Mamba.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Opugbene 2 mineralizzato a gas e condensati nel Blocco OML 36 (Eni 5%).

Nel corso dell'anno sono state completate alcune operazioni di ottimizzazione del portafoglio di asset in produzione nel Paese, nell'ambito di una strategia di crescita selettiva degli investimenti: (i) l'acquisizione di una quota del 49% nel Blocco OPL 2009 dalla società GEC Petroleum Development Company (GPDC) e l'assegnazione ad Eni da parte del Governo di una quota del 50% nel Blocco OPL 245 oltre alla relativa licenza e al ruolo di operatore; (ii) la cessione della partecipazione del 5% nei Blocchi OML 26 e OML 42; (iii) il perfezionamento dell'accordo di cessione del 40% nei Blocchi OML 120 e 121. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità.

Nel corso dell'anno sono state completate le facility per la fornitura di energia elettrica presso otto comunità nell'area del Delta del Niger, con un investimento complessivo di circa 1 milione di euro. Il progetto che comprende la realizzazione di tutte le infrastrutture necessarie, prevede il raggiungimento di ulteriori diciassette comunità locali.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le due principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny e di flaring down dell'area. Nell'ambito delle iniziative relative al supply dell'impianto GNL di Bonny, è stato completato l'aumento della capacità dell'impianto di Ogbia/Ogbrikom per la compressione e l'esportazione del gas al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo con start-up in early-production nel 2012. Sono stati completati nel biennio 2010-2011 i progetti di flaring down presso le unità produttive di Kwale, Obiafu/Ogbrikom e il centro olio di Ebocha. Il programma prosegue attraverso l'upgrading della flowstation del giacimento Idu e dell'impianto di trattamento di Ogbainbiri, con completamento atteso nel 2012. Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato di petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi.

È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare, attraverso il collegamento all'esistente gas pipeline di Escravos-Lagos, le forniture al mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2013.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona

78195/250

orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di vent'anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 48 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co. Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2017, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,3 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi onshore OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL; in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa nel 2012.

Kazakhstan

Kashagan Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare, Eni è responsabile dell'esecuzione della Fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

Il Consorzio è focalizzato sul completamento della Fase 1 e il con-

seguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della Fase 1 è pari al 90%; in particolare, le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione, risultano completate per circa il 98%.

Il Consorzio persegue l'obiettivo, tecnicamente conseguibile, dell'avvio della produzione entro fine 2012 o nei primi mesi del 2013.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nel 2014, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della Fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con lo sviluppo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso; la presentazione del progetto alle Autorità è prevista nel 2012. Per la Fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo che si prevede verranno completati nel corso del 2012.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali. Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il completamento della prima fase del programma integrato per la gestione della biodiversità. Il progetto Eni relativo all'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) è in fase conclusiva. L'obiettivo del progetto è di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan.

Al 31 dicembre 2011 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 6,7 miliardi di dollari pari a 5,2 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2011, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2011 (5,1 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (1,6 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2011 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 449 milioni di boe con una diminuzione di 120 milioni di boe rispetto al 2010, dovuta principalmente all'effetto della crescita del prezzo del Brent e a revisioni.

La tecnologia Eni-Extreme Lean Profile (x-lp™) è stata utilizzata nella perforazione dei pozzi di sviluppo consentendo di ridurre i costi e l'impatto ambientale della perforazione. Inoltre, in un pozzo di sviluppo è stata applicata per la prima volta un'innovativa valvola di sicurezza installata nel casing e realizzata in acciaio speciale per resistere a condizioni corrosive legate a fluidi di giacimento.

Karachaganak Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe hanno firmato un accordo vincolante con la Re-

378195/251

pubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della Compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio si realizzerà attraverso la cessione pro-quota da parte delle società del Consorzio del 10% del progetto, per l'incasso netto di 1 miliardo di dollari (325 milioni di dollari in quota Eni). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive. Gli effetti economici e sugli entitlement di riserve e produzioni saranno rilevati nell'esercizio 2012 al perfezionarsi dell'operazione.

È stata completata una quarta unità di trattamento che consente di aumentare i liquidi destinati all'esportazione attraverso il Caspian Pipeline Consortium.

È attualmente allo studio la Fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazakha.

Sono in corso iniziative nell'ambito di progetti idrico-energetici a sostegno delle comunità locali. In particolare è stata completata la realizzazione del gasdotto Aksai-Uralsk ed è in programma la costruzione di: (i) facility per incrementare la disponibilità di acqua potabile nell'area di Berezovka; (ii) una rete elettrica collegata alla centrale di Uralsk da 54 MW.

Al 31 dicembre 2011 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 500 milioni di boe sulla base del working interest del 32,5% corrispondente alla quota pre-cessione. La riduzione di 57 milioni di boe rispetto al 2010 è connessa principalmente all'effetto prezzo e alla produzione dell'anno in parte compensata da revisioni positive di precedenti stime.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik Nord Est nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore), nel bacino di Kutei.

Nel 2011 sono stati assegnati a Eni due contratti esplorativi su temi a gas entrambi con il ruolo di operatore: (i) il Blocco Arguni I al 100% situato offshore e onshore nel bacino di Bintuni, nelle vicinanze di un terminale di liquefazione. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di due pozzi nei primi tre anni della licenza; (ii) il Blocco North Ganai in consorzio con altre compagnie internazionali, situato nell'offshore indonesiano nei pressi delle importanti scoperte di Jangkrik e del terminale di liquefazione partecipato di Bontang. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di un pozzo durante i primi tre anni della licenza.

Nel corso dell'anno, il piano di sviluppo su temi a gas dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese. Le attività di sviluppo offshore del giacimento Jangkrik comprendono la perforazione di pozzi produttori, l'installazione di una Floating Production Unit per il trattamento

del gas e dei condensati prodotti nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione al network onshore esistente per il collegamento all'impianto di Bontang per il gas; i condensati saranno trasportati agli impianti di trattamento esistenti nell'area. L'avvio produttivo è atteso nel 2016.

Il progetto offshore del giacimento Jau prevede la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2016.

Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutterà le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Lo start-up è atteso nel 2013. Nel novembre 2011, è stato firmato con la compagnia elettrica di Stato Indonesiana PT Perusahaan Listrik Negara, un Memorandum of Understanding per la fornitura di gas da CBM per circa 14 mila metri cubi/giorno per almeno 5 anni (pari a circa 5 milioni di metri cubi/anno) per l'alimentazione di una centrale elettrica. La finalizzazione del contratto di fornitura è in corso.

Nell'ambito delle attività condotte da Eni a sostegno delle comunità locali, sono stati effettuati attività medico-chirurgiche sulla popolazione infantile, in particolare nell'East Kalimantan, in prossimità del permesso di Bukit (Eni 66,25%, operatore).

Iran È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Continuano le attività di sviluppo del giacimento Zubair (Eni 32,8%). Il progetto della durata di 20 anni estendibile per ulteriori 5 prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno entro il 2016. Sono previste due fasi integrate e consequenziali: (i) Rehabilitation Plan finalizzato sia al miglioramento delle attuali condizioni operative e ad arrestare il declino produttivo sia a svolgere attività di appraisal sui giacimenti in produzione o scoperti, ma non ancora sviluppati; (ii) Enhanced Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.

Sono state avviate le attività del progetto pilota Water Agribusiness nell'area di Zubair. Il programma ha l'obiettivo di implementare un modello di produzione rurale sostenibile che si basa sul riutilizzo dell'acqua proveniente dalle produzioni agricole creando unità produttive con bassi costi di gestione anche attraverso una maggiore efficienza energetica. Il progetto mira alla creazione di un modello di sviluppo di riferimento a livello internazionale per accrescere le opportunità d'investimento e creare occupazione.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo esplorativo Kadanwari-27, nell'omonimo permesso (Eni 18,42%), che ha prodotto in fase di test fino a 1,4 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il pozzo di scoperta Lundo e di appraisal Tajjal 4, nel permesso di Gambat (Eni 23,7%). Il secondo con avvio produttivo atteso nel 2012; (iii) con il pozzo esplorativo Misri Bhambroo nel permesso SW Miano II (Eni 33,3%).

Le altre principali attività dell'anno hanno riguardato attività per ar-

79.995 | 252

restare il declino naturale: (i) nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) dove è stato completato il sistema di compressione. Sono in corso attività di drilling e interventi di ottimizzazione della produzione al fine di estendere il plateau produttivo; (ii) nel campo di Zamzama (Eni 12,75%) dove si è conclusa la prima fase del progetto Front End Compression. È in programma la perforazione di due pozzi nel 2012; (iii) i progetti Miano Front End Compression (Eni 15%) e Badhra Field Compression (Eni 40%, operatore) sono stati completati nel corso dell'anno.

Nell'ambito delle iniziative a sostegno delle comunità locali, sono state realizzate strutture sanitarie e facility di distribuzione e gestione di acqua potabile in prossimità delle aree di Bhit, Bahdra e Kadanwari.

L'utilizzo di algoritmi innovativi proprietari di elaborazione dei dati sismici tra i quali Common Reflection Surface Stack (e-crs) ha permesso di evidenziare chiaramente la struttura mineralizzata e quindi di posizionare con successo il pozzo Badhra 6.

Russia Nel settembre 2011 è stato firmato il contratto che sancisce l'impegno di Gazprom ad acquistare il gas prodotto dal giacimento Samburgskoye, detenuto dalla joint venture Severenergia (Eni 29,4%). Tale accordo ha consentito di approvare la Final Investment Decision (FID) per lo sviluppo del giacimento. Lo start-up è atteso nel 2012. Nel corso dell'anno è stata conseguita la FID anche per il giacimento onshore a gas e condensati di Urengoiyskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas Hadrian North nel Blocco KC919 (Eni 25%) nel Golfo del Messico, consentendo il sanzionamento del progetto di sviluppo della Greater Hadrian Area.

Nel 2011 è stata avviata la produzione dei giacimenti: (i) Appaloosa (Eni 100%), nel Golfo del Messico, con una produzione pari a circa 7 mila barili/giorno. Il petrolio è trattato presso la piattaforma operata Corral con una capacità di 33 mila barili/giorno in quota Eni; (ii) Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene riserve di 220 milioni di barili. Continuano le attività di drilling a progetto. Lo sviluppo di Nikaitchuq è stato reso possibile dall'utilizzo di tecnologie innovative: (i) la tecnologia proprietaria Eni Circulation Device che ha permesso di massimizzare il tratto orizzontale dei pozzi, anche a profondità ridotte; (ii) il completamento con il rilevamento della temperatura nel tratto orizzontale del pozzo attraverso sensori a fibra ottica per aumentare il fattore di recupero (Distributed Temperature Sensing e Injection Control Devices); (iii) la prima installazione mondiale di una pompa elettrica sommersa completamente estraibile senza l'uso di impianti di work-over. Il completamento è atteso nel 2014. La produzione media annua raggiungerà un plateau di circa 21 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015.

È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc. nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 9 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato interventi di work-over sul giacimento Goldfinger (Eni 100%) e Spiderman (Eni 36,7%) nonché la perforazione di pozzi di sviluppo su Triton (Eni 25%).

Venezuela Sono proseguite le attività progettuali per lo sviluppo del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2012 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA. Nel corso del 2011 sono stati assegnati i contratti di ingegneria upstream relativi agli impianti di trattamento. L'avvio delle attività di perforazione è previsto nel 2012. Eni ha concordato di finanziare la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di produzione anticipata fino ad un ammontare pari a 1,5 miliardi di dollari. Inoltre Eni dedicherà una parte del bonus di Junin 5 e fornirà un finanziamento a PDVSA per un totale combinato di 500 milioni di dollari per la realizzazione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria, confermando il proprio impegno nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.

Sono terminate le attività di appraisal e pre-sviluppo della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela. La perforazione dei pozzi Perla 4 e 5 ha incrementato il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in posto. PDVSA detiene il diritto di entrare nella società durante la fase di sviluppo con una partecipazione del 35%. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto, che sarà operato congiuntamente. La FID della prima fase di sviluppo è stata sanzionata nel corso dell'anno ed è stato firmato un Gas Sale Agreement con PDVSA. Sono in corso di assegnazione i contratti EPC per la realizzazione del progetto. Inoltre, nell'ambito delle iniziative Eni a sostegno delle comunità locali sono state avviate le attività per la realizzazione di edifici adibiti all'istruzione primaria in prossimità dell'area costiera del blocco.

La prima fase accelerata di sviluppo (early-production) della scoperta Perla, prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto ad un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 10 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2014.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi di sviluppo che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facility di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Proseguono le attività a progetto sul giacimento in produzione di Corocoro (Eni 26%). Nel corso del 2012, con l'entrata in funzione della Central Production Facility (CPF), si prevede di superare il picco di 42 mila barili/giorno (circa 11 mila in quota Eni). L'ulteriore fase di sviluppo permetterà di raggiungere un livello produttivo di oltre 51 mila barili/giorno nel 2015.

Australia e Oceania

Australia Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEQ Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di

2010-2011 252

Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di appraisal. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la FID.

Nel novembre 2011 Eni ha acquisito la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.

È stata avviata la produzione del campo a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%) situato tra Timor Leste e l'Australia. Lo start-up è stato conseguito attraverso il: (i) posizionamento ottimale dei pozzi di sviluppo in offshore profondo anche tramite l'applicazione di metodologie innovative di sviluppo Eni (Depth Velocity Analysis, e-dva™ e Reverse Time Migration) per l'elaborazione di dati sismici; (ii) collegamento ad un impianto FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Il picco produttivo di oltre 40 mila barili/giorno è atteso nel 2012.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.435 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di

sviluppo (7.357 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Congo ed Egitto nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 754 milioni di euro principalmente in Nigeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e work-over nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Australia, Angola, Mozambico, Indonesia, Ghana, Egitto, Nigeria e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2011 le attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production (90 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) tecnologie geofisiche e geologiche e di petroleum system modelling per incrementare il successo esplorativo; (ii) tecnologie e processi innovativi che consentono di aumentare il fattore di recupero sia nei giacimenti convenzionali sia contenenti risorse non convenzionali; (iii) tecnologie per migliorare l'efficienza della perforazione, in particolare in contesti sfidanti quali acque ultraprofonde e reservoir caratterizzati da alte pressioni e temperature, mantenendo il massimo livello di sicurezza; (iv) miglioramento delle performance operativa e ambientale incluso l'incremento dell'efficienza energetica e la sequestrazione dell'anidride carbonica. Sono state depositate 15 domande di brevetto.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		697		754		
Africa Settentrionale		351		57		
Africa Sub-Sahariana		73		697		
Resto dell'Asia		94				
America		179				
Esplorazione		1.228	1.012	1.210	198	19,6
Italia		40	34	38	4	11,8
Resto d'Europa		113	114	100	(14)	(12,3)
Africa Settentrionale		317	84	128	44	52,4
Africa Sub-Sahariana		284	406	482	76	18,7
Kazakhstan		20	6	6		
Resto dell'Asia		159	223	156	(67)	(30,0)
America		243	119	60	(59)	(49,6)
Australia e Oceania		52	26	240	214	..
Sviluppo		7.478	8.578	7.357	(1.221)	(14,2)
Italia		689	630	720	90	14,3
Resto d'Europa		673	863	1.596	733	84,9
Africa Settentrionale		1.381	2.584	1.380	(1.204)	(46,6)
Africa Sub-Sahariana		2.105	1.818	1.521	(297)	(16,3)
Kazakhstan		1.083	1.030	897	(133)	(12,9)
Resto dell'Asia		406	311	361	50	16,1
America		706	1.187	831	(356)	(30,0)
Australia e Oceania		435	155	51	(104)	(67,1)
Altro		83	100	114	14	14,0
		9.486	9.690	9.435	(255)	(2,6)

Gas & Power

78195/254

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,85	3,74	2,33
Indice di frequenza infortuni contrattisti		9,48	8,24	8,38
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	30.447	29.576	34.731
Utile operativo		3.687	2.896	1.758
Utile operativo adjusted		3.901	3.119	1.946
<i>Mercato</i>		1.721	733	(550)
<i>Business regolati Italia</i>		1.796	2.043	2.112
<i>Trasporto internazionale</i>		384	343	384
Utile netto adjusted		2.916	2.558	1.541
EBITDA pro-forma adjusted		4.403	3.853	2.565
<i>Mercato</i>		2.392	1.670	364
<i>Business regolati Italia</i>		1.345	1.486	1.535
<i>Trasporto internazionale</i>		666	697	666
Investimenti tecnici		1.686	1.685	1.721
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		25.024	27.270	27.660
ROACE adjusted	(%)	12,3	9,8	5,6
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	96,76
Vendite di GNL ^(c)		12,9	15,0	15,7
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	6,88	7,10
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	76,90	83,31	78,30
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	40,28
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.404	11.245	10.907
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	14,60	15,79	14,75
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	83,7	87,4	91,0
Prelievi idrici/kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,015	0,013	0,014

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (6,17 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2009 e 2010, rispettivamente).

(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Performance dell'anno

➤ È proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-38% rispetto al 2010) grazie al rafforzamento delle iniziative di formazione, informazione e sensibilizzazione dei lavoratori.

➤ Nell'ambito dell'attività di vendita ai clienti residenziali, il Punteggio di Soddisfazione dei Clienti (PSC) (oggetto di verifica semestrale da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas) è aumentato raggiungendo il valore di 91,0 (base 100) nel primo semestre 2011 rispetto alla media di 89,8 registrata dal panel delle utility di riferimento.

➤ Nel 2011, l'utile netto adjusted è stato di 1.541 milioni di euro con una flessione del 39,8% rispetto al 2010 dovuta al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita, nonché dall'indisponibilità del gas libico, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio e da condizioni climatiche particolarmente miti. Inoltre, i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio. Positive le performance operative registrate dal Trasporto internazionale e dai Business regolati Italia.

➤ Il ROACE adjusted è stato del 5,6% (9,8% nel 2010).

➤ Le vendite di gas mondo hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese, nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL nonostante la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e la contrazione registrata in Belgio.

- Le vendite di energia elettrica di 40,28 terawattora sono aumentate di 0,74 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,9%.
- I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 78,30 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 6% rispetto al 2010 a causa della forte contrazione della domanda gas in Italia.
- Sono stati investiti 1.721 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di upgrading e miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.
- Nel 2011, la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 2 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi.

Accordo con Gazprom

- Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011. Sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Cessione dei gasdotti internazionali

- Nel 2011 sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (TENP e Transitgas) e dalla Russia (TAG) nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea. Il corrispettivo della cessione ammonta complessivamente a circa 1,5 miliardi di euro. I contratti di ship-or-pay di Eni rimarranno in vigore.

Brasile: cessione della partecipazione in Gas Brasileiro Distribuidora

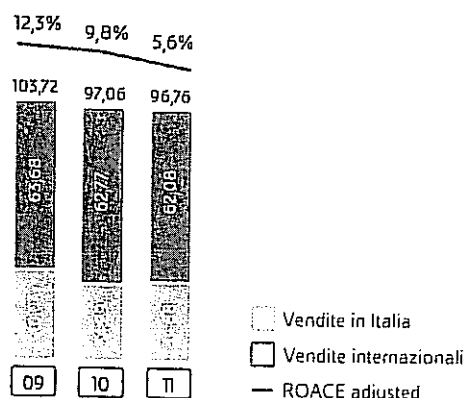
- Il 30 luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasileiro Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a 271 milioni di dollari.

Belgio

- Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio, per un esborso pari a 214 milioni di euro.

Vendite gas mondo e ROACE del settore Gas & Power

miliardi di metri cubi



2010 di 0,89 miliardi di metri cubi, pari all'11%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (76,16 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 90% del totale, sono aumentati di 0,96 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 (+1,3%), per effetto essenzialmente dei relativi maggiori ritiri dalla Russia (+6,71 miliardi di metri cubi) essenzialmente di gas destinato al mercato italiano (+3,52 miliardi di metri cubi), per effetto in particolare dell'indisponibilità di gas libico e di gas destinato al mercato turco (+2,91 miliardi di metri cubi) in relazione alla ripresa dei ritiri da parte della società petrolifera turca Botaş. In aumento anche i ritiri dai Paesi Bassi (+0,86 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (+0,82 miliardi di metri cubi). In diminuzione i volumi approvvigionati dalla Libia (-7,04 miliardi di metri cubi) a seguito dell'interruzione del gasdotto GreenStream, dall'Algeria (-2,29 miliardi di metri cubi) e dal Regno Unito (-0,57 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (7,22 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente stabili rispetto al 2010 anche per effetto della crescita della produzione nazionale che ha compensato il declino dei campi maturi.

Nel 2011 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,4 miliardi di metri cubi); (iii) degli Stati Uniti per 2,2 miliardi di metri cubi; (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,3 miliardi di metri cubi). In netta flessione gli approvvi-

Mercato

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 83,38 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al

78195/256

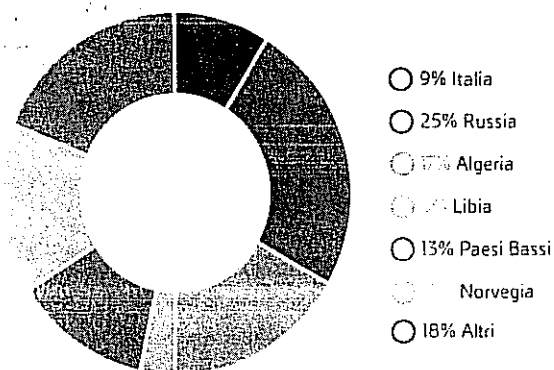
gionamenti di gas equity provenienti dalle produzioni dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam (a 0,6 miliardi di metri cubi), a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico (nel 2010 i due giacimenti avevano fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 18 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale	[miliardi di metri cubi]		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA			6,86	7,29	7,22	(0,07)	(1,0)
Russia			22,02	14,29	21,00	6,71	47,0
Algeria (incluso il GNL)			13,82	16,23	13,94	[2,29]	(14,1)
Libia			9,14	9,36	2,32	[7,04]	(75,2)
Paesi Bassi			11,73	10,16	11,02	0,86	8,5
Norvegia			12,65	11,48	12,30	0,82	7,1
Regno Unito			3,06	4,14	3,57	(0,57)	(13,8)
Ungheria			0,63	0,66	0,61	(0,05)	(7,6)
Datar (GNL)			2,91	2,90	2,90		
Altri acquisti di gas naturale			4,49	4,42	6,16	1,74	39,4
Altri acquisti di GNL			1,34	1,56	2,34	0,78	50,0
ESTERO			81,79	75,20	76,16	0,96	1,3
Totale approvvigionamenti delle società consolidate			88,65	82,49	83,38	0,89	1,1
Prelievi (immissioni) da [a] stoccaggio			1,25	(0,20)	1,79	1,99	..
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni			(0,30)	(0,11)	(0,21)	(0,10)	..
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE			89,60	82,18	84,96	2,78	3,4
Disponibilità per la vendita delle società collegate			7,95	9,23	8,94	(0,29)	(3,1)
Volumi E&P			6,17	5,65	2,86	(2,79)	(49,4)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA			103,72	97,06	96,76	(0,30)	(0,3)

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

83,38 miliardi di metri cubi



Vendite di gas naturale

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente Eni rifornisce circa 3.000 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,10 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese, ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

Le vendite di gas naturale del 2011 sono state di 96,76 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) evidenziando una marginale riduzione (-0,30 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari allo 0,3%).

Nonostante la flessione di circa il 6% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,68 miliardi di metri cubi (+0,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari all'1,1%). Tali risultati riflettono gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese con maggiori vendite di 0,80 miliardi di metri cubi agli industriali, 0,32 e 0,27 miliardi di metri cubi ai grossisti e al settore termoelettrico, rispettivamente. In aumento anche le vendite spot al PSV e borsa (+0,59 miliardi di metri cubi). La flessione delle vendite ai residenziali (-0,72 miliardi di metri cubi) è dovuta agli effetti del clima mite sulle vendite stagionali e all'azione della concorrenza.

Le vendite agli shipper sono diminuite di 5,20 miliardi di metri cubi (-61,6%) a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico.

Le vendite nei mercati europei di 49,74 miliardi di metri cubi hanno registrato una buona performance con una crescita del 7,9% che ha riguardato tutti i mercati, ad eccezione del Benelux (-2,92 miliardi di metri cubi) dove la pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista, ha ridotto il portafoglio di vendita Eni. I principali incrementi sono stati registrati in Turchia (+2,91 miliardi di metri cubi) grazie alla ripresa dei ritiri da parte di Botaş, Francia (+0,92

78195/257

miliardi di metri cubi) anche grazie al consolidamento di Altergaz, UK/Nord Europa (+0,88 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,80 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,37 miliardi di metri cubi).

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,66 miliardi di metri cubi al netto della variazione di perimetro legata alle vendite in USA rappresentate nel 2010 nella voce "E&P in Europa e Golfo del

Messico") per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati in particolare in Argentina e Giappone, parzialmente compensati dalle minori vendite in Brasile a seguito della cessione della partecipazione nella società Gas Brasiliano Distribuidora.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,86 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 2,79 miliardi di metri cubi per i motivi sopra citati.

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		89,60	82,00	84,37	2,37	2,9
Italia (inclusi autoconsumi)		40,04	34,23	34,60	0,37	1,1
Resto d'Europa		48,65	46,74	45,16	(1,58)	(3,4)
Extra Europa		0,91	1,03	4,61	3,58	..
Vendite delle società collegate (quota Eni)		7,95	9,41	9,53	0,12	1,3
Italia		-	0,06	0,08	0,02	33,3
Resto d'Europa		6,80	7,78	7,82	0,04	0,5
Extra Europa		1,15	1,57	1,63	0,06	3,8
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	(2,79)	(49,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		103,72	97,06	96,76	(0,30)	(0,3)

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA		40,04	34,29	34,68	0,39	1,1
Grossisti		5,92	4,84	5,16	0,32	6,6
Gas release		1,30	0,68	0,00	(0,68)	(100,0)
PSV e borsa		2,37	4,65	5,24	0,59	12,7
Industriali		7,58	6,41	7,21	0,80	12,5
PMI e terziario		1,08	1,09	0,88	(0,21)	(19,7)
Termoelettrici		9,68	4,04	4,31	0,27	5,1
Residenziali		6,30	6,39	5,67	(0,72)	(11,3)
Autoconsumi		5,81	6,19	6,21	0,02	0,3
VENDITE INTERNAZIONALI		63,68	62,77	62,08	(0,69)	(1,1)
Resto d'Europa		55,45	54,52	52,98	(1,54)	(2,8)
Importatori in Italia		10,48	8,44	3,24	(5,20)	(61,6)
Mercati europei		44,97	46,08	49,74	3,66	7,9
Penisola Iberica		6,81	7,11	7,48	0,37	5,2
Germania/Austria		5,36	5,67	6,47	0,80	14,1
Benelux		15,72	14,87	11,95	(2,92)	(19,6)
Ungheria		2,58	2,36	2,24	(0,12)	(5,1)
UK/Nord Europa		4,31	5,22	6,10	0,88	16,9
Turchia		4,79	3,95	6,86	2,91	73,7
Francia		4,91	6,09	7,01	0,92	15,1
Altro		0,49	0,81	1,63	0,82	101,2
Mercati extra europei		2,06	2,60	6,24	3,64	140,0
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,17	5,65	2,86	(2,79)	(49,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		103,72	97,06	96,76	(0,30)	(0,3)

GNL

Nel 2011, le vendite di GNL (15,7 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2010. In particolare

le vendite di GNL del settore Gas & Power (11,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, in Sud America e Far East.

78195/258

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		9,8	11,2	11,8	0,6	5,4
Italia		0,1	0,2		[0,2]	[100,0]
Resto d'Europa		8,9	9,8	9,8		
Extra Europa		0,8	1,2	2,0	0,8	66,7
Vendite E&P		3,1	3,8	3,9	0,1	2,6
Terminali:						
Bontang (Indonesia)		0,8	0,7	0,6	[0,1]	[14,3]
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,6	0,4	[0,2]	[33,3]
Bonny (Nigeria)		1,4	2,2	2,5	0,3	13,6
Darwin (Australia)		0,4	0,3	0,4	0,1	33,3
		12,9	15,0	15,7	0,7	4,7

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2011, la produzione di energia elettrica è stata di 25,23 terawattora con una flessione 0,40 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,6%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso la centrale di Brindisi in parte compensate dagli incrementi su Ravenna e Ferrara. Al 31 dicembre 2011, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2010).

Nel 2011 a completamento delle disponibilità di energia elettrica

ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,14 terawattora, pari all'8,2%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Vendite di energia elettrica

Nel 2011 le vendite di energia elettrica (40,28 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (66%), borsa elettrica (22%), siti industriali (8%) e altro (4%).

L'incremento dell'1,9% rispetto al 2010 è dovuto essenzialmente all'incremento del portafoglio clienti retail e dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+1,54 TWh), nonostante il debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.290	5.154	5.008	[146]	[2,8]
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	569	547	528	[19]	[3,5]
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	24,09	25,63	25,23	[0,40]	[1,6]
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.048	10.983	14.401	3.418	31,1
Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		24,09	25,63	25,23	[0,40]	[1,6]
Acquisti di energia elettrica ^(a)		9,87	13,91	15,05	1,14	8,2
		33,96	39,54	40,28	0,74	1,9
Mercato libero		24,74	27,48	26,87	[0,61]	[2,2]
Borsa elettrica		4,70	7,13	8,67	1,54	21,6
Siti		2,92	3,21	3,23	0,02	0,6
Altro ^(a)		1,6	1,72	1,51	[0,21]	[12,2]
Vendite di energia elettrica		33,96	39,54	40,28	0,74	1,9

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e di presidiare le tecnologie volte al miglioramento dell'efficienza energetica, ha sviluppato "eni kassandra meteo forecast", un sistema proprietario di previsione meteo-climatica della tempe-

ratura. Tale sistema è stato validato nel 2011 su scala europea e sarà applicato per migliorare la gestione e la vendita delle risorse energetiche conseguendo vantaggi competitivi sul mercato dell'energia ottimizzando la programmazione della produzione termoelettrica delle centrali EniPower.

78195/259

Business regolati Italia

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (78,30 miliardi di metri cubi) sono in diminuzione di 5,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2010

per effetto in particolare della flessione della domanda di gas in Italia. Nel 2011 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,89 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,98 miliardi di metri cubi nel 2010).

Volumi di gas naturale trasportati^(a)
e rigassificati in Italia

(miliardi di metri cubi)

	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Volumi trasportati	76,90	83,31	78,30	(5,01)	(6,0)
Volumi rigassificati	1,32	1,98	1,89	(0,09)	(4,5)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Al fine di continuare ad assicurare un livello di qualità eccellente e un servizio di trasporto efficiente, Eni, nell'ambito dell'attività di **monitoraggio delle condotte**, ha sviluppato modelli teorici di propagazione acustica-elastica per tubazioni utilizzate nel trasporto di gas e petrolio, nonché algoritmi per la localizzazione da remoto di impatti e perdite di fluido lungo la condotta. Il sistema prototipale della tecnologia di monitoraggio sarà applicato su condotte di trasporto e produzione in servizio presso impianti Eni in Italia, Tunisia e Nigeria. È stato inoltre completato lo studio di nuovi sensori acustici dotati di telecontrollo Wi-Fi per tubazioni interrte non ispezionabili tramite PIG (Pipeline Inspection Gauges) in centrali gas e tecnologie radar per il monitoraggio da remoto di vibrazioni e spostamenti di tubazioni.

Inoltre, nel 2011 si è concluso il progetto TPI (**Trasporto a Pressione Intermedia**) dedicato a validare tecnologie di trasporto di gas naturale via condotte onshore ad alte pressioni mediante

l'utilizzo di acciai strutturali di alto grado. A parità di gas trasportato con le soluzioni tradizionali, l'introduzione di tale tecnologia consentirà di ridurre i volumi di "fuel gas" necessari per il trasporto in condotta.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio nel 2011 sono stati immessi in giacimento 7,78 miliardi di metri cubi di gas (-0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2010) e sono stati erogati 7,53 miliardi di metri cubi (in lieve flessione rispetto al 2010).

La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 15 miliardi di metri cubi di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico.

La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti finali è stata pari a circa il 78% (71% nel 2010).

Stoccaggio		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,9	14,2	15,0	0,8	5,6
- di cui strategico		5,0	5,0	5,0		
- di cui disponibile		8,9	9,2	10,0		
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	30	29	22	(7)	(24,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	16,52	15,59	15,31	(0,28)	(1,8)
- movimentato in iniezione		7,81	8,00	7,78	(0,22)	(2,8)
- movimentato in erogazione		8,71	7,59	7,53	(0,06)	(0,8)
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	56	60	104	44	73,3

Principali iniziative di sviluppo

Mercato

Business del GNL

Nel 2011, la società LNG Shipping ha ottenuto la notazione di classe "Green Plus" per le navi metaniere adibite al trasporto di GNL (LNG Portovenere e LNG Lerici) che viene assegnata alle unità che adottano soluzioni progettuali, impianti e procedure operative che contribuiscono ad ottenere un miglioramento della performance nel rispetto dell'ambiente, superando anche i requisiti previsti dalle convenzioni internazionali in materia di eco-compatibilità ed emissioni di gas serra.

USA - Cameron In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

78195/260

Inoltre, tenuto conto della situazione di oversupply in cui versa attualmente il mercato USA, il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con start-up atteso nel 2012.

Progetto South Stream

Nel settembre 2011 Eni e Gazprom nell'ambito della partnership strategica hanno concordato una serie di accordi in iniziative industriali di comune interesse tra cui lo sviluppo del progetto South Stream attraverso la definizione dei termini per l'ingresso nel progetto degli operatori gas Wintershall ed EDF ciascuno con una quota del 15%. Gazprom ed Eni partecipano al progetto rispettivamente con il 50% e il 20%. Nel marzo 2012, sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Business regolati Italia

Riorganizzazione Business regolati Italia

In attuazione del cd. Terzo Pacchetto Energia [Direttive comunitarie 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE], il 5 dicembre 2011 e con decorrenza 1° gennaio 2012, è stata deliberata la variazione della denominazione sociale da "Snam Rete Gas SpA" in "Snam SpA" della società che detiene il 100% del capitale sociale delle quattro società operative a cui fanno capo rispettivamente la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. Tale variazione, unitamente al conferimento del ramo d'azienda "trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas naturale" a una nuova società che, a partire dal 1° gennaio 2012, ha assunto in continuità la denominazione di Snam Rete Gas SpA, intende realizzare un modello organizzativo che risponda alle disposizioni di legge e sulla cui conformità l'Autorità per l'energia elettrica e il gas sta effettuando verifiche di merito.

Iniziativa di sviluppo nelle infrastrutture del gas in Europa

Nel mese di gennaio 2012 Snam e Fluxys G hanno sottoscritto un accordo per la valutazione di future strategie congiunte finalizzate a cogliere potenziali opportunità di sviluppo nelle infrastrutture del settore gas in Europa. L'accordo interessa attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale, attraverso progetti mirati a rafforzare la flessibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti delle attuali infrastrutture europee.

Nell'ambito di tali accordi, il 22 febbraio 2012 Snam e Fluxys G hanno acquisito da Eni le partecipazioni del 16,41% in Interconnector (UK) Limited, del 51% in Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL e del 10% in Hubertor SA, società che gestiscono il gasdotto sottomarino di collegamento bidirezionale tra il Regno Unito (Bacton) e il Belgio (Zeebrugge), la stazione di compressione di Zeebrugge presso l'Interconnector e la piattaforma di trading per l'hub di Zeebrugge. Il valore complessivo dell'operazione ammonta a circa 150 milioni di euro e il completamento della transazione è soggetto ad alcune condizioni sospensive con closing previsto entro la seconda metà del 2012.

Regolamentazione

D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 – Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Il decreto legislativo 28/2011, che rappresenta la norma quadro all'interno della quale si collocheranno i successivi decreti attuativi in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, stabilisce la sostituzione dell'attuale regime di incentivazione tramite i cosiddetti "certificati verdi" [titoli negoziabili, emessi dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici, che corrispondono a una certa quantità di emissioni di CO₂] con un sistema di incentivazione tariffaria diretta. Il decreto prevede la graduale riduzione della quota di produzione elettrica che attualmente gli operatori coprono tramite Certificati Verdi, fino al suo completo azzeramento nel 2015. Il decreto incide inoltre sul meccanismo di incentivazione dei progetti di efficienza energetica, attraverso i "certificati bianchi" [ovvero i Titoli di Efficienza Energetica - TEE, che certificano i risparmi energetici conseguiti], prevedendo che il riconoscimento di tali certificati avvenga, in misura del 30% di quanto spetterebbe a un nuovo impianto analogo, anche a favore degli impianti di generazione elettrica entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, per un periodo di 5 anni, e riconosciuti come cogenerativi ai sensi delle norme allora vigenti. La quasi totalità della potenza installata di Eni risponde a queste caratteristiche.

DM 4 agosto 2011 – Criteri per il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento e DM 5 settembre 2011 – Definizione del regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento

Con il decreto ministeriale del 4 agosto 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, ha stabilito i criteri per la definizione e il riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento.

Con decreto ministeriale del 5 settembre 2011, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inoltre previsto un nuovo incentivo per gli impianti di cogenerazione, commisurato al risparmio di energia primaria e riconosciuto attraverso l'assegnazione di titoli di efficienza energetica (i cosiddetti "certificati bianchi"), rilasciati da parte del GSE e assegnati a un prezzo stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tale incentivo viene riconosciuto per una durata di 10 anni per gli impianti entrati in esercizio dopo il 7 marzo 2007, ed è esteso a 15 qualora la produzione di energia elettrica sia abbinata a una rete di teleriscaldamento.

Regolazione delle tariffe di vendita in Europa

In Francia, a partire dal 1° luglio 2011 le tariffe sono state bloccate da un nuovo provvedimento ministeriale che ha annullato gli incrementi tariffari dell'anno per i clienti domestici e ha autorizzato per i clienti professionali un aumento inferiore a quello risultante dall'applicazione della formula di indicizzazione. Nel dicembre 2011 il Governo ha approvato una nuova formula di indicizzazione, applicata all'aggiornamento delle tariffe a partire dal 1° gennaio 2012, che incrementa in misura significativa (dal 9,5% al 26%) la quota legata ai prezzi spot. Simili provvedimenti in materia di blocco tariffario ai clienti retail sono stati adottati in Ungheria.

78795/261

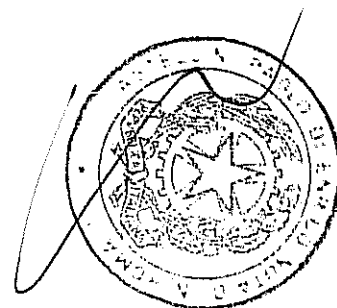
Per maggiori informazioni sulla regolamentazione specifica del settore Gas & Power si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito.

Investimenti tecnici

Nel 2011 gli investimenti tecnici di 1.721 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della

rete di trasporto del gas naturale in Italia (898 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (337 milioni di euro); (iii) l'incremento della capacità di stoccaggio (294 milioni di euro); (iv) iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (87 milioni di euro); (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (8 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Italia		1.564	1.575	1.661	86	5,5
Estero		122	110	60	(50)	(45,5)
		1.686	1.685	1.721	36	2,1
Mercato		175	248	184	(64)	(25,8)
Mercato		102	133	97	(36)	(27,1)
Italia		12	40	45	5	12,5
Estero		90	93	52	(41)	(44,1)
Generazione elettrica		73	115	87	(28)	(24,3)
Business regolati Italia		1.479	1.420	1.529	109	7,7
Trasporto		919	842	898	56	6,7
Distribuzione		278	328	337	9	2,7
Stoccaggio		282	250	294	44	17,6
Trasporto internazionale		32	17	8	(9)	(52,9)
		1.686	1.685	1.721	36	2,1



Refining & Marketing

78195/262

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,18	1,77	2,02
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,35	3,59	3,21
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	31.769	43.190	51.219
Utile operativo		(102)	149	(273)
Utile operativo adjusted		(357)	(171)	(535)
Utile netto adjusted		(197)	(49)	(262)
Investimenti tecnici		635	711	866
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		7.560	7.859	8.600
ROACE adjusted	(%)	(2,6)	(0,6)	(3,1)
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,55	34,80	31,96
Grado di conversione del sistema	(%)	60	61	61
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	747	757	767
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,02	11,73	11,37
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.986	6.167	6.287
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.477	2.353	2.206
Grado di efficienza della rete	(%)	1,61	1,53	1,50
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.166	8.022	7.591
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,29	7,76	7,23
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x eq)	21,98	28,05	23,07
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO _x eq)	7,35	7,96	6,74
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	35,99	28,36	31,07
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,93	7,84	7,74

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni dei dipendenti è cresciuto del 14% rispetto al 2010: nell'anno si sono verificati 26 eventi infortunistici.
- Nel 2011, le emissioni di NO_x (-15%) e SO_x (-18%) hanno registrato una significativa riduzione rispetto al 2010, grazie al maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile e ad iniziative di energy saving.
- Nel 2011 il settore ha registrato la perdita netta adjusted di 262 milioni di euro che rappresenta un netto peggioramento rispetto al 2010 (-213 milioni di euro) dovuto al perdurare dei margini di raffinazione di scenario su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di prodotti.
- Il ROACE adjusted si attesta sul valore negativo del -3,1% (-0,6% nel 2010).
- Nel 2011 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 31,96 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,2% rispetto al 2010. In Italia la flessione dell'8,7% dei volumi processati riflette la decisione di interrompere temporaneamente le lavorazioni presso la raffineria di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto delle fermate programmate e di isolate indisponibilità di impianti presso gli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,3% in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov.
- Le vendite rete in Italia di 8,36 milioni di tonnellate sono diminuite del -3,1% nel 2011, per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da elevata pressione competitiva. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.
- Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto all'esercizio 2010. Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania, a causa essenzialmente del mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia, per effetto della razionalizzazione di punti vendita di rete ordinaria e nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda.

78195/263

- Sono stati investiti 866 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa, nonché per iniziative in materia di salute, sicurezza e ambiente.
- Nel 2011 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa 32 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 8 domande di brevetto.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2011 sono state acquistate 59,02 milioni di tonnellate di petrolio (68,25 milioni nel 2010), di cui 27,64 milioni dal settore Exploration & Production, 20,44 milioni sul mercato spot e 10,94 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 27% dalla Russia, 20% dall'Africa Occidentale, 11% dal Mare del Nord, 11% dal Medio Oriente, 9% dall'Africa Settentrionale, 6% dall'Italia e 16% da altre aree.

Sono state commercializzate 32,10 milioni di tonnellate di petrolio, in flessione dell'11,3% rispetto al 2010 (-4,07 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 4,26 milioni di tonnellate di semilavorati (3,05 milioni nel 2010), per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 15,85 milioni di tonnellate di prodotti (15,28 milioni nel 2010), destinati alla vendita sui mercati esteri (12,45 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,40 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni Estero		29,84	26,90	24,29	(2,61)	(9,7)
Produzione Eni Nazionale		2,91	3,24	3,35	0,11	3,4
		32,75	30,14	27,64	(2,50)	(8,3)
Altri greggi						
Acquisti spot		14,94	20,95	20,44	(0,51)	(2,4)
Contratti a termine		19,71	17,16	10,94	(6,22)	(36,2)
		34,65	38,11	31,38	(6,73)	(17,7)
Totale acquisti di greggi		67,40	68,25	59,02	(9,23)	(13,5)
Acquisti di semilavorati		2,92	3,05	4,26	1,21	39,7
Acquisti di prodotti		13,98	15,28	15,85	0,57	3,7
TOTALE ACQUISTI		84,30	86,58	79,13	(7,45)	(8,6)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,96)	(0,92)	(0,89)	0,07	7,3
Altre variazioni ^(a)		(1,64)	(2,69)	(1,12)	1,57	58,4
		81,70	82,97	77,12	(5,85)	(7,1)

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2011 sono state di 31,96 milioni di tonnellate con una diminuzione dell'8,2% rispetto al 2010 (-2,84 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-8,7%) riflette la decisione di interrompere momentaneamente le lavorazioni presso la raffineria di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto delle fermate programmate e impreviste sugli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,3% (pari a circa 280 mila tonnellate) in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manu-

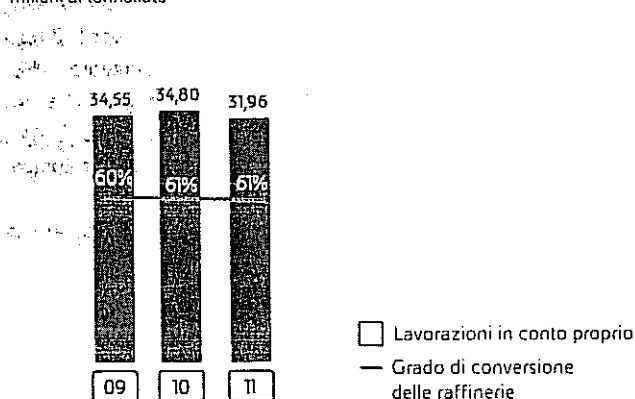
tenzione programmata della raffineria di Litvinov.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 22,75 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,95 milioni di tonnellate (-11,5%) rispetto al 2010, determinando un tasso di utilizzo del 79%, in diminuzione rispetto al 2010 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 22,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 6,5 punti percentuali rispetto al 2010 (15,8%), equivalenti a un maggior volume di circa 1,52 milioni di tonnellate.

78195/264

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	24,02	25,70	22,75	(2,95)	(11,5)
Lavorazioni in conto terzi	[0,49]	[0,50]	[0,49]	0,01	2,0
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	5,87	4,36	4,74	0,38	8,7
Lavorazioni in conto proprio	29,40	29,56	27,00	(2,56)	(8,7)
Consumi e perdite	(1,60)	(1,69)	(1,55)	0,14	8,3
Prodotti disponibili da lavorazioni	27,80	27,87	25,45	(2,42)	(8,7)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,73	4,24	3,22	(1,02)	(24,1)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(3,89)	(4,18)	(1,77)	2,41	57,7
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,96)	(0,92)	(0,89)	0,03	3,3
Prodotti venduti	26,68	27,01	26,01	(1,00)	(3,7)
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	5,15	5,24	4,96	(0,28)	(5,3)
Consumi e perdite	(0,25)	(0,24)	(0,23)	0,01	4,2
Prodotti disponibili da lavorazioni	4,90	5,00	4,73	(0,27)	(5,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	10,12	10,61	12,51	1,90	17,9
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	3,89	4,18	1,77	(2,41)	(57,7)
Prodotti venduti	18,91	19,79	19,01	(0,78)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	34,55	34,80	31,96	(2,84)	(8,2)
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	5,11	5,02	6,54	1,52	30,3
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	45,59	46,80	45,02	(1,78)	(3,8)
Vendite di greggi	36,11	36,17	32,10	(4,07)	(11,3)
TOTALE VENDITE	81,70	82,97	77,12	(5,85)	(7,1)

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie
milioni di tonnellate



Nel maggio 2011, presso la raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, sono state avviate le attività per la realizzazione dell'impianto che consentirà la prima applicazione su scala industriale della tecnologia EST (Eni Slurry Technology), creata da Eni per la conversione dei residui petroliferi pesanti in prodotti pregiati, benzina e gasolio. Rispetto alle tecnologie di raffinazione disponibili commercialmente, EST non produce sottoprodotti ma converte completamente la carica a distillati e consente di valorizzare i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti e le risorse non convenzionali. Inoltre, nell'ambito del progetto **Total Conversion**, sono stati ottenuti buoni risultati dalla marcia in continuo dell'impianto pilota Slurry Dual Catalyst: questa tecnologia, basata sulla combinazio-

ne di due nanocatalizzatori, potrebbe portare a uno sviluppo breakthrough del processo EST, in grado di aumentarne la produttività e migliorare la qualità dei prodotti.

Presso la raffineria di Sannazzaro è inoltre in corso il **Progetto idrogeno SCT-CPO (Short Contact Time-Catalytic Partial Oxidation)** per la produzione di idrogeno. Si tratta di una tecnologia di reforming che trasforma idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

In linea con le politiche aziendali, l'impegno di Eni nella raffinazione è volto all'eccellenza operativa con particolare riguardo alla sicurezza e alla salute nelle proprie attività, nonché alla salvaguardia dell'ambiente e al rafforzamento dei rapporti con il territorio. A tal fine e per ridurre l'impatto ambientale delle proprie attività in questo settore, è stato avviato nell'ultimo trimestre dell'anno un impianto pilota da 50 kg/h di pirolisi/gassificazione e inertizzazione di fanghi industriali (progetto **Zero Waste**) presso il sito del Centro Sviluppo Materiali di Roma.

Infine, nell'ambito delle iniziative volte alla riduzione degli impatti ambientali dell'attività di raffinazione, è in corso un progetto per la riduzione di 1.400 ton/anno di SO₂ e 120 ton/anno di NO_x attraverso migliorie impiantistiche presso le raffinerie di Gela (realizzazione di una nuova unità SRU - Sulphur Recovery Unit) e Sannazzaro (ammodernamento tecnologico impianti). Inoltre, presso la raffineria di Livorno sono stati autorizzati e avviati i lavori di costruzione di un impianto di water reuse della potenzialità di 800 mila metri cubi/anno, che ridurrà il fabbisogno di acqua dall'esterno, per il reintegro del circuito chiuso di raffreddamento.

78195/265

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2011 le vendite di prodotti petroliferi (45,02 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,78 milioni di tonnellate rispetto al 2010,

pari al 3,8%, per effetto principalmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e trader in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'Estero	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Rete		9,03	8,63	8,36	(0,27)	(3,1)
Extrarete		9,56	9,45	9,36	(0,09)	(1,0)
Petrochimica		1,33	1,72	1,71	(0,01)	(0,6)
Altre vendite		6,76	7,21	6,58	(0,63)	(8,7)
Vendite in Italia		26,68	27,01	26,01	(1,00)	(3,7)
Rete resto d'Europa		2,99	3,10	3,01	(0,09)	(2,9)
Extrarete resto d'Europa		3,66	3,88	3,84	(0,04)	(1,0)
Extrarete mercati extra europei		0,41	0,42	0,43	0,01	2,4
Altre vendite		11,85	12,39	11,73	(0,66)	(5,3)
Vendite all'Estero		18,91	19,79	19,01	(0,78)	(3,9)
		45,59	46,80	45,02	(1,78)	(3,8)

Vendite Rete Italia

Nel 2011, le vendite sulla rete in Italia (8,36 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2010 (circa 270 mila tonnellate, -3,1%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.173 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 149 mila litri rispetto al 2010. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.

Al 31 dicembre 2011 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.701 stazioni di servizio con un incremento di 159 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (4.542 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (158 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (14 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (13 unità).

Nel 2011 anche le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), sebbene siano state sostenute dalle campagne promozionali attuate, hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 493 mila tonnellate (circa 592 milioni di litri) in diminuzione di circa 80 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rap-

presentato il 9% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2011 le stazioni di servizio che commercializzano eni bludiesel+ sono 4.130 (4.071 a fine 2010) pari a circa l'88% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 62 mila tonnellate (circa 83 milioni di litri) in lieve diminuzione rispetto al 2010; l'incidenza (pari al 2,4%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,2%. Al 31 dicembre 2011 le stazioni di servizio che commercializzano eni blusuper+ sono 2.703 (2.672 a fine 2010), pari a circa il 57% del totale.

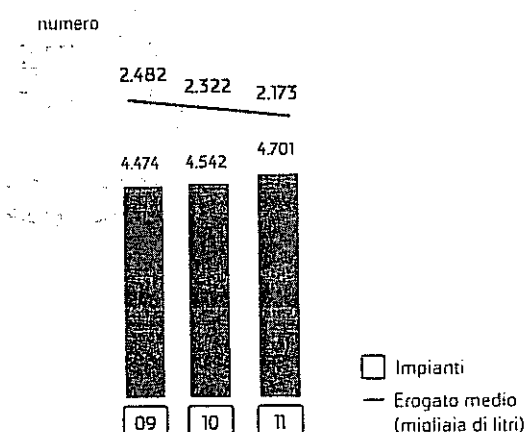
Nell'ambito dello sviluppo di carburanti e bio-carburanti innovativi, Eni, oltre ad aver sviluppato i prodotti della citata linea eni blu+ sta definendo nuovi catalizzatori di desolfurazione per l'ottimizzazione della qualità diesel e, con particolare riferimento ai bio-carburanti, sta studiando l'impiego di cariche non agroalimentari – prodotte da biomasse presso il Centro Ricerche Donégani – alla tecnologia proprietaria **Ecofining**, individuando nuovi bio-composti pro-fuel, e valutandone la compatibilità motoristica.

Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata triennale, le card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2011, circa 6,5 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,6 milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 39% dell'erogato complessivo della rete.

78 195/266

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Italia		18,59	18,08	17,72	(0,36)	(2,0)
Vendite rete		9,03	8,63	8,36	(0,27)	(3,1)
Benzina		3,05	2,76	2,60	(0,16)	(5,8)
Gasolio		5,74	5,58	5,45	(0,13)	(2,3)
GPL		0,22	0,26	0,29	0,03	11,5
Altri prodotti		0,02	0,03	0,02	(0,01)	(33,3)
Vendite extrarete		9,56	9,45	9,36	(0,09)	(1,0)
Gasolio		4,30	4,36	4,18	(0,18)	(4,1)
Oli combustibili		0,72	0,44	0,46	0,02	4,5
GPL		0,35	0,33	0,31	(0,02)	(6,1)
Benzina		0,12	0,16	0,19	0,03	18,8
Lubrificanti		0,09	0,10	0,10		
Bunker		1,38	1,35	1,26	(0,09)	(6,7)
Jet fuel		1,43	1,46	1,65	0,19	13,0
Altri prodotti		1,17	1,25	1,21	(0,04)	(3,2)
Estero (rete + extrarete)		7,06	7,40	7,28	(0,12)	(1,6)
Benzina		1,89	1,85	1,79	(0,06)	(3,2)
Gasolio		3,54	3,95	3,82	(0,13)	(3,3)
Jet fuel		0,35	0,40	0,49	0,09	22,5
Oli combustibili		0,28	0,25	0,23	(0,02)	(8,0)
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10		
GPL		0,50	0,49	0,50	0,01	2,0
Altri prodotti		0,40	0,36	0,35	(0,01)	(2,8)
		25,65	25,48	25,00	(0,48)	(1,9)

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite Rete resto d'Europa

Le vendite Rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto al 2010 (circa -90 mila tonnellate). Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania connesse essenzialmente al mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia e nei principali mercati dell'Europa centro-

orientale, per effetto della contrazione della domanda.

Al 31 dicembre 2011, la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.586 stazioni di servizio con una diminuzione di 39 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (1.625 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 41 impianti a basso erogato, principalmente in Austria e Francia; (ii) il saldo negativo di 17 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni negative in particolare in Germania, Austria e Svizzera; (iii) l'acquisto di 12 impianti in particolare in Francia e Germania; (iv) l'apertura di 7 nuovi punti vendita.

L'erogato medio (2.299 mila litri) è in flessione di circa 142 mila litri rispetto al 2010 (2.441 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 9,36 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 90 mila tonnellate, pari all'1% per effetto principalmente del calo della domanda dei trasporti (in decisa riduzione le vendite in particolare di gasolio) e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole e della pressione competitiva con impatti negativi in particolare nel segmento dei bunkeraggi e dei bitumi, nonché di GPL per effetto di condizioni climatiche atipiche. In ripresa le vendite di jet fuel al segmento avio e degli oli combustibili all'industria. La quota di mercato extrarete media nel 2011 è del 28,3% (29,2% nel 2010).

Le vendite al settore Petrochimica (1,71 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al 2010, registrando solo una lieve flessione di circa 10 mila tonnellate riferibile alle minori

78195/267

forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 3,84 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'1% rispetto al 2010, per effetto essenzialmente delle minori vendite in Ungheria, Germania e Repubblica Ceca. In aumento le vendite in Austria, Svizzera e Francia.

Le altre vendite (18,31 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate, pari al 6,6% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Non-oil

Prosegue l'impegno di Eni per l'arricchimento dell'offerta di prodotti e servizi non-oil sulle stazioni della Rete Italia attraverso lo sviluppo di una catena di locali in franchising e in particolare di:

- "enicafé", format presente su 350 locali a seguito della riqualificazione dei bar sui punti vendita Eni;
- "enicafé&shop", format abbinato a corner per la vendita di prodotti alimentari e car-care su 200 punti vendita Eni.

Nel 2011 è stata inoltre lanciata una nuova offerta automatica h24 di prodotti food, non-food e personal care attraverso l'installazione su 150 punti vendita di vending machines a marchio "eni" con l'obiettivo di estendere il servizio a 1.000 punti vendita nei prossimi due anni.

Investimenti tecnici

Nel 2011, gli investimenti tecnici del settore di 866 milioni di euro hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'Estero (629 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (168 milioni di euro) e nel resto d'Europa (60 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Italia		581	633	803	170	26,9
Estero		54	78	63	(15)	(19,2)
		635	711	866	155	21,8
Raffinazione, supply e logistica		436	446	629	183	41,0
Italia		436	444	626	182	41,0
Estero			2	3	1	
Marketing		172	246	228	(18)	(7,3)
Italia		118	170	168	(2)	(1,2)
Estero		54	76	60	(16)	(21,1)
Altre attività		27	19	9	(10)	(52,6)
		635	711	866	155	21,8

Complessivamente nel 2011 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 111 milioni di euro.

È in corso il progetto di adeguamento delle attività di raffinazione alle più avanzate metodologie di **process safety**. La totalità delle raffinerie (5), dei depositi e stabilimenti (23), dei laboratori (2) e delle Aree Vendite Rete (4) sono certificate ISO 14001. Sono inoltre registrate EMAS le raffinerie di Sannazzaro, Venezia, Livorno e Taranto. Inoltre, continua dal 2003 l'impegno di Eni nel progetto di **energy**

saving che ha consentito nel corso del 2011 di risparmiare ulteriori 42 ktep, che, cumulati con gli ulteriori interventi di efficienza degli scorsi anni, hanno consentito di realizzare un risparmio energetico annuale complessivo di 214 ktep, pari a circa 640 kton di CO₂ evitate. Il risparmio cumulato al 2014 è previsto in 92 ktep (266 kton CO₂). Questi risultati, frutto di notevoli investimenti hanno contribuito a conseguire la prima certificazione in Italia secondo la norma ISO 50001 sulla gestione energetica.

Petrolchimica

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,34	1,54	1,47
Indice di frequenza infortuni contrattisti		8,12	5,94	4,60
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	4.203	6.141	6.491
<i>Petrolchimica di base</i>		1.832	2.833	2.987
<i>Polimeri</i>		2.185	3.126	3.299
<i>Altri ricavi</i>		186	182	205
Utile operativo		(675)	(86)	(424)
Utile operativo adjusted		(426)	(113)	(276)
Utile netto adjusted		(340)	(85)	(208)
Investimenti tecnici		145	251	216
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.521	7.220	6.245
Vendite di prodotti petrolchimici		4.265	4.731	4.040
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,4	72,9	65,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.068	5.972	5.804
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,63	4,69	4,12
Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)	(tonnellate)	3,83	4,71	4,18
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	4,59	3,30	3,18
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	4,78	4,87	4,14
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	81,6	82,7	81,8

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Nel corso del 2011 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend di miglioramento registrato negli scorsi esercizi (-4,5% e -22,6%, rispettivamente).
- Nel 2011 le emissioni di gas serra, NMVOC e di SO_x e NO_x sono diminuite, sia per il calo dei volumi prodotti, sia per interventi di energy saving attuati nell'anno.
- Nel 2011 la percentuale di riutilizzo dell'acqua si è attestata intorno all'80% in continuità con quanto registrato negli anni precedenti.
- Nel 2011 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 208 milioni di euro con un netto peggioramento di 123 milioni di euro rispetto al 2010, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non integralmente trasferiti sui prezzi finali di vendita, la cui dinamica è stata frenata dal calo della domanda nel mercato di sbocco.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.040 mila tonnellate sono diminuite di 691 mila tonnellate rispetto al 2010 (-14,6%) a causa del calo dei consumi.
- Le produzioni di 6.245 mila tonnellate sono diminuite di 975 mila tonnellate (-13,5%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori ad eccezione del business degli elastomeri (+1%).
- Il tasso di utilizzo medio degli impianti è passato dal 72,9 al 65,3 a causa del calo della produzione a fronte di uno scenario di recessione economica.
- Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 32 milioni di euro in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 13 domande di brevetto.

Chimica verde

- Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio/lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produt-

8111
78195/269

tiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale. Novamont contribuirà alla joint venture fornendo le tecnologie e il proprio know-how nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico. Nell'ambito di tale progetto, Eni ha in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse e di eseguire interventi di bonifica e risanamento ambientale. I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa €1,2 miliardi che sarà sostenuto in via diretta o tramite la joint venture nel periodo 2011-2016.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2011 le **vendite** (4.040 mila tonnellate) sono diminuite di 691 mila tonnellate rispetto al 2010 (-14,6%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto.

Le **produzioni** (6.245 mila tonnellate) hanno registrato un decremento di 975 mila tonnellate rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, pari al 13,5%, con le riduzioni più sensibili nella chimica di base e nel polietilene. In lieve aumento la produzione degli elastomeri (+1,1%).

Le riduzioni hanno interessato tutti i siti produttivi, sia in Italia che all'estero, la cui marcia è stata ridotta a seguito della citata debolezza della domanda. In Italia, si segnala il calo significativo delle produzioni dell'impianto di Porto Torres (-46,4%) dovuto alla fermata a

seguito dell'avvio, nel secondo semestre 2011, del citato progetto Chimica Verde che prevede la riconversione del sito.

All'estero, le principali riduzioni si segnalano nel sito di Dunkerque per il lento riavvio a seguito delle fermate programmate e nel sito di Feluy per la chiusura dell'impianto che produceva polistirolo a fine 2010.

I **prezzi unitari medi di vendita** sono aumentati di circa il 20% rispetto al 2010 per effetto dell'incremento del costo dei prodotti petroliferi (+31% le quotazioni della Virgin Nafta rispetto al 2010). In aumento anche i prezzi dei polimeri, in particolare degli elastomeri con incrementi pari al 34%.

Nonostante il descritto incremento dei prezzi di vendita, i margini unitari evidenziano una significativa flessione a causa dei costi della materia prima non trasferiti interamente sui prezzi di vendita.

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)		2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base			4.350	4.860	4.101	(759)	(15,6)
Polimeri			2.171	2.360	2.144	(216)	(9,2)
Produzioni			6.521	7.220	6.245	(975)	(13,5)
Consumi e perdite			(2.701)	(2.912)	(2.631)	281	(9,6)
Acquisti e variazioni rimanenze			445	423	426	3	0,7
			4.265	4.731	4.040	(691)	(14,6)

Andamento per business

Petrolchimica di base

I ricavi della petrolchimica di base (2.987 milioni di euro) sono aumentati di 154 milioni di euro rispetto al 2010 (+5,4%) in tutti i principali business per effetto di un sensibile incremento dei prezzi medi unitari (olefine/aromatici +20%, intermedi +16%) che riflettono le alte quotazioni delle materie petrolifere, parzialmente compensato dalle minori quantità vendute (in media -18%). In particolare diminuiscono i volumi venduti di olefine (etilene -22%; butadiene -57% per mancanza di materia prima) e intermedi (in media -21%, in particolare fenolo/acetone).

Le produzioni della petrolchimica di base (4.101 mila tonnellate) sono diminuite di 759 mila tonnellate rispetto al 2010 (-15,6%), per effetto delle minori vendite/fabbisogni di monomeri. Il calo delle produzioni di etilene risente delle fermate dei siti di Porto Marghera e di Porto Torres. La produzione di intermedi (-14%) riflette la carenza di materia prima e fermate per manutenzione programmata all'impianto di Mantova.

Nell'ambito del business degli intermedi è stata introdotta a li-

vello pilota una nuova tecnologia finalizzata all'eliminazione della coproduzione dell'acetone, coprodotto pericoloso e indesiderato.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (3.299 milioni di euro) sono aumentati di 173 milioni di euro rispetto al 2010 (+5,5%) con prezzi medi unitari in rialzo (elastomeri +34%, polimeri stirenici +12%, polietilene +11%). In riduzione i volumi venduti mediamente del 11,5% (in particolare in calo i volumi di polietilene -16%, lattici -15%, gomme polibutadieniche e termoplastiche circa 9%) a causa del rilevante calo della domanda. In controtendenza le vendite di ABS e gomme SBR, rispettivamente in crescita del 5% e 2%.

Le produzioni dei polimeri (2.144 mila tonnellate) sono diminuite di 216 mila tonnellate rispetto al 2010 (-9%), in particolare quelle di polietilene (-15%) influenzate dal lento riavvio della linea produttiva di Dunkerque, dalle fermate temporanee/riduzioni di marcia presso i siti di Priolo, Ragusa e Gela nella parte finale dell'esercizio nonché dal calo della domanda.

78195/240

Nel corso del 2011, nel business degli elastomeri sono state industrializzate innovazioni tecnologiche attraverso l'impiego di nuovi gradi di gomme E-SBR per applicazione Tyre green (a basse emissioni), che permettono di ottenere un prodotto dalle prestazioni migliorate e di nuove gomme nitriliche (NBR) utilizzabili nella produzione di guanti, tubazioni flessibili e guarnizioni, dotate di un antiossidante più efficiente e non volatile, che consente di eliminare le emissioni nelle operazioni di rifinitura.

Nel business dei polietileni è stato avviato un nuovo impianto che permette di produrre polimeri dalle migliorate qualità organolettiche per il settore del packaging alimentare.

Nel business degli stirenici è stato testato con successo un nuovo additivo in grado di migliorare l'impatto ambientale della produzione di EPS (Polistirene Espanso in massa continua) riducendo di circa il 30% la formazione di sottoprodotti bromurati.

Investimenti tecnici

Nel 2011 gli investimenti tecnici di 216 milioni di euro (251 milioni di euro nel 2010) hanno riguardato:

- (i) interventi di manutenzione (59 milioni di euro);
- (ii) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (53 milioni di euro), in particolare il progetto "Controllo e gestione delle emissioni fugitive" volto al censimento dei punti di potenziale emissione su cui si ritiene di intervenire che pone Polimeri Europa all'avanguardia sul tema a livello internazionale;
- (iii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (46 milioni di euro), tra cui il conseguimento delle certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 per la quasi totalità degli stabilimenti; e
- (iv) interventi di recupero energetico (42 milioni di euro), riferibili principalmente al progetto energy savings volto a ridurre le emissioni di CO₂.

70195/271

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,40	0,45	0,44
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,57	0,33	0,21
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,86	2,14	1,82
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	9.664	10.581	11.834
Utile operativo		881	1.302	1.422
Utile operativo adjusted		1.120	1.326	1.443
Utile netto adjusted		892	994	1.098
Investimenti tecnici		1.630	1.552	1.090
ROACE adjusted	(%)	15,4	14,0	13,9
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	9.917	12.935	12.505
Portafoglio ordini a fine periodo		18.730	20.505	20.417
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	35.969	38.826	38.561
Quota dipendenti estero	(%)	85,6	87,3	86,5
Quota di manager locali		41,1	45,3	43,0
Quota di procurato locale		47,0	61,3	56,4
Spesa salute	(migliaia di euro)	25.205	19.506	32.410
Spesa sicurezza		68.954	26.403	50.541
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,28	1,11	1,32

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- La percentuale di posizioni manageriali ricoperte da personale assunto in loco continua ad essere superiore al 40% del totale di posizioni manageriali, ad esclusione di Italia e Francia, risentendo tuttavia di fluttuazioni per apertura di nuovi cantieri e progetti di breve periodo.
- Su un totale di 8.740 milioni di euro di ordinato nell'anno 2011, 6.510 milioni di euro riguardano spese per progetti operativi di cui il 58,4% ordinato presso fornitori locali.
- Nel 2011 gli indici di frequenza infortuni hanno registrato un miglioramento rispetto al 2010 (-2% e -36% per dipendenti e contrattisti, rispettivamente).
- La spesa in salute e sicurezza per dispositivi di protezione individuali e assistenza medica è aumentata dell'81% rispetto al 2010 (da 46 milioni di euro a 83 milioni di euro).
- Nel 2011 il settore Ingegneria & Costruzioni ha archiviato una solida performance con l'utile netto adjusted di 1.098 milioni di euro, in aumento di 104 milioni di euro rispetto al 2010 (+10,5%) per effetto essenzialmente della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.
- Il ROACE adjusted è pari al 13,9% nel 2011 (14% nel 2010).
- Gli ordini acquisiti di 12.505 milioni di euro (12.935 milioni di euro nel 2010) hanno riguardato per il 91% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese Eni.
- Il portafoglio ordini di 20.417 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (20.505 milioni di euro al 31 dicembre 2010) di cui 9.451 milioni di euro da realizzarsi nel 2012.
- Gli investimenti tecnici di 1.090 milioni di euro (1.552 milioni di euro nel 2010) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.
- Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 15 milioni di euro in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 28 domande di brevetto.

78195/272

Aree di attività

Engineering & Construction Offshore

Nel 2011 i ricavi ammontano a 4.908 milioni di euro in aumento del 10,4% rispetto al 2010 a seguito della maggiore attività in Nord Europa, Kazakhstan e Asia Pacifico.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 6.131 milioni di euro (4.600 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) nell'ambito del progetto Iraq Crude Oil Export Expansion – Fase 2, il contratto EPIC per l'espansione del centro olio di Basra e delle strutture connesse; (ii) il contratto EPIC per la realizzazione delle infrastrutture offshore nell'ambito dello sviluppo dei giacimenti offshore Arabiyah e Hasbah nella sezione saudita del Golfo Persico. L'attività di ricerca e sviluppo è stata finalizzata al continuo miglioramento di soluzioni innovative per giacimenti offshore. In particolare nell'anno si segnalano: (i) la progettazione di un sistema di trasferimento del gas naturale liquefatto tra due unità di Floating LNG offshore; (ii) metodologie e strutture innovative nella posa di condotte offshore per ridurre l'impatto ambientale e sul ripristino dell'habitat; (iii) nel campo delle energie rinnovabili, le attività connesse alla realizzazione nel 2012 del prototipo di turbina sottomarina azionata dall'energia delle correnti marine.

Engineering & Construction Onshore

Nel 2011 i ricavi ammontano a 5.369 milioni di euro in aumento del 13,6% rispetto al 2010 a seguito della maggiore attività in Medio Oriente, Canada e Australia.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 5.006 milioni di euro (2.744 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) la realizzazione di 39 chilometri del tratto di linea Alta Velocità/Alta Capacità Treviglio-Brescia per conto di Rete Ferroviaria SpA; (ii) il contratto EPC per la realizzazione di un impianto di arricchimento secondario con una capacità produttiva di 43 mila barili/giorno di gasolio desolfato. L'infrastruttura sarà eseguita nell'ambito del progetto Horizon Oil Sands – Hydrotreater Phase

2, nella regione di Athabasca, in Alberta, Canada.

L'attività di ricerca e sviluppo dell'anno ha riguardato tecnologie di processo nei segmenti upstream e mid-downstream, finalizzate in particolare a: (i) incrementare la resa della tecnologia proprietaria per la produzione di fertilizzanti (Snamprogetti™ Urea); (ii) ridurre l'impatto ambientale degli impianti di produzione di Urea basato sul recupero dell'ammoniaca; (iii) trasportare CO₂ nell'ambito delle tecnologie di recupero assistito (Enhanced Oil Recovery) per lo sviluppo di giacimenti onshore.

Perforazioni mare

Nel 2011 i ricavi ammontano a 833 milioni di euro in aumento del 11,1% rispetto al 2010 a seguito essenzialmente della piena attività delle navi di perforazione Saipem 10000 e 12000 e del jack up Perro Negro 8.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 780 milioni di euro (326 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 10000; (ii) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 12000.

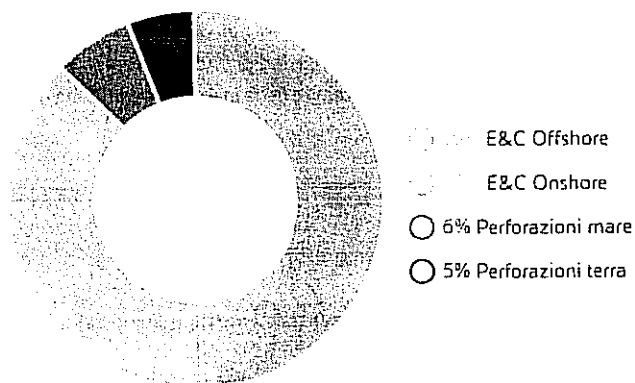
Perforazioni terra

Nel 2011 i ricavi ammontano a 724 milioni di euro in aumento del 9,5% rispetto al 2010 a seguito essenzialmente della maggiore attività di impianti in Sud America e dell'entrata in funzione di nuovi impianti in Kazakhstan.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a 588 milioni di euro (265 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto per il noleggio di nove impianti con una durata da uno a tre anni, in Arabia Saudita; (ii) contratti per l'utilizzo di quattordici impianti in Perù, Colombia e Bolivia con una durata compresa tra quattro mesi e due anni.

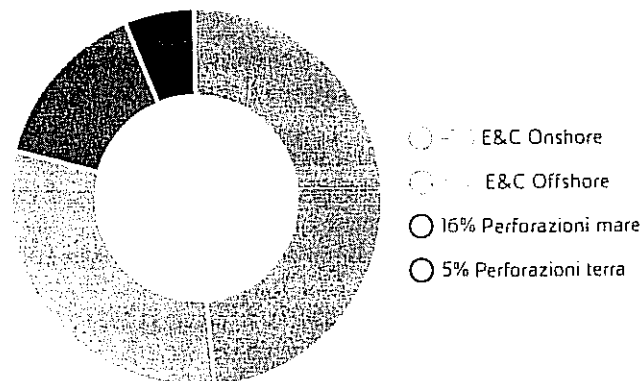
Ordini acquisiti

12.505 milioni di euro



Portafoglio ordini

20.417 milioni di euro



78.195 | 273

Ordini acquisiti	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
		9.917	12.935	12.505	(430)	(3,3)
Engineering & Construction Offshore		5.089	4.600	6.131	1.531	33,3
Engineering & Construction Onshore		3.665	7.744	5.006	(2.738)	(35,4)
Perforazioni mare		585	326	780	454	139,3
Perforazioni terra		578	265	588	323	121,9
di cui:						
- Eni		3.147	962	822	(140)	(14,6)
- Terzi		6.770	11.973	11.683	(290)	(2,4)
di cui:						
- Italia		2.081	825	1.116	291	35,3
- Estero		7.836	12.110	11.389	(721)	(6,0)

Portafoglio ordini	(milioni di euro)	Dic. 31, 2009	Dic. 31, 2010	Dic. 31, 2011	Var. ass.	Var. %
		18.730	20.505	20.417	(88)	(0,4)
Engineering & Construction Offshore		5.430	5.544	6.600	1.056	19,0
Engineering & Construction Onshore		8.035	10.543	9.604	(939)	(8,9)
Perforazioni mare		3.778	3.354	3.301	(53)	(1,6)
Perforazioni terra		1.487	1.064	912	(152)	(14,3)
di cui:						
- Eni		4.103	3.349	2.883	(466)	(13,9)
- Terzi		14.627	17.156	17.534	378	2,2
di cui:						
- Italia		1.341	1.310	1.816	506	38,6
- Estero		17.389	19.195	18.601	(594)	(3,1)

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.090 milioni di euro hanno riguardato: (i) la realizzazione di un nuovo pipelayer, del field development ship FDS2 per acque profonde, le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO e la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indo-

nesia; (ii) il completamento della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000, l'allestimento delle due piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e 9, e del jack up Petro Negro 5; (iii) la realizzazione/potenziamento di strutture operative nel settore perforazioni terra.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2009	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		691	706	400	(306)	(43,3)
Engineering & Construction Onshore		19	11	45	34	..
Perforazioni mare		706	559	507	(52)	(9,3)
Perforazioni terra		188	253	121	(132)	(52,2)
Altri investimenti		26	23	17	(6)	(26,1)
		1.630	1.552	1.090	(462)	(29,8)

78195/246

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
83.227	Ricavi della gestione caratteristica	98.523	109.589	11.066	11,2
1.118	Altri ricavi e proventi	956	933	(23)	(2,4)
(62.532)	Costi operativi	(73.920)	(83.940)	(10.020)	(13,6)
(250)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	246	(69)		
55	Altri proventi (oneri) operativi	131	171	40	30,5
(9.813)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.579)	(9.318)	261	2,7
12.055	Utile operativo	16.111	17.435	1.324	8,2
(551)	Proventi (oneri) finanziari	(727)	(1.129)	(402)	(55,3)
569	Proventi netti su partecipazioni	1.156	2.171	1.015	87,8
12.073	Utile prima delle imposte	16.540	18.477	1.937	11,7
(6.756)	Imposte sul reddito	(9.157)	(10.674)	(1.517)	(16,6)
56,0	Tax rate (%)	55,4	57,8	2,4	
5.317	Utile netto	7.383	7.803	420	5,7
	di competenza:				
4.367	- azionisti Eni	6.318	6.860	542	8,6
950	- interessenze di terzi	1.065	943	(122)	(11,5)

Utile netto

Nel 2011 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni di 6.860 milioni di euro è aumentato di 542 milioni di euro rispetto al 2010, pari all'8,6%. L'incremento riflette il miglioramento della performance operativa (+1.324 milioni di euro, pari all'8,2%), dovuto al settore Exploration & Production, grazie all'andamento favorevole dello scenario petrolifero e ai minori oneri straordinari di circa 1 miliardo di euro, attenuati dall'andamento negativo dei settori downstream. Il risultato ha beneficiato delle plusvalenze derivanti dalla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto

internazionale del gas da Nord Europa e Russia (1.044 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-402 milioni di euro), nonché dall'incremento delle imposte sul reddito (-1.517 milioni di euro) dovuto alla crescita di 2,4 punti percentuali del tax rate consolidato e all'adeguamento delle imposte differite di 573 milioni di euro per effetto della revisione dell'aliquota fiscale di un Production Sharing Agreement (PSA) nella Divisione Exploration & Production.

Utile netto adjusted

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
4.367	Utile netto di competenza azionisti Eni	6.318	6.860	542	8,6
(191)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(610)	(724)		
1.031	Esclusione special item	1.161	833		
	di cui:				
250	- oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69		
781	- altri special item	1.407	764		
5.207	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	6.869	6.969	100	1,5

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto adjusted che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

78195 275

L'utile netto adjusted di competenza azionisti Eni è stato di 6.969 milioni di euro, in aumento di 100 milioni di euro rispetto al 2010 (+1,5%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 724 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 833 milioni di euro, determinando una rettifica positiva di 109 milioni di euro.

Gli special item dell'utile operativo si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni di impianti e asset intangibili per 1.022 milioni di euro rilevate in massima parte dai business raffinazione e Mercato gas che sono maggiormente esposti all'indebolimento del quadro congiunturale, alla volatilità dei prezzi delle commodity e alla pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato certe proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e nella Petrolchimica con riguardo a linee di business marginali prive di prospettive di reddito;
- (ii) oneri di incentivazione all'esodo (209 milioni di euro) compre-

so l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 del personale Italia derivante dalle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dal recente Decreto Legge 201/2011 del dicembre 2011;

- (iii) accantonamenti al fondo rischi ambientali e diversi (274 milioni di euro complessivi).

Gli special item non operativi comprendono: (i) la svalutazione di 157 milioni di euro dell'interest Eni in un'iniziativa di raffinazione nell'Europa dell'Est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività; (ii) l'adeguamento dell'importo di 552 milioni di euro del fondo imposte differite per riflettere il cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compresa la quota del fondo iscritta all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination; (iii) le plusvalenze realizzate sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (1.044 milioni di euro).

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
3.878	Exploration & Production	5.600	6.866	1.266	22,6
2.916	Gas & Power	2.558	1.541	(1.017)	(39,8)
(197)	Refining & Marketing	(49)	(262)	(213)	..
(340)	Petrolchimica	(85)	(208)	(123)	..
892	Ingegneria & Costruzioni	994	1.098	104	10,5
(245)	Altre attività	(216)	(225)	(9)	(4,2)
(744)	Corporate e società finanziarie	(699)	(787)	(88)	(12,6)
(3)	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	(169)	(111)	58	
6.157		7.934	7.912	(22)	(0,3)
<i>di competenza:</i>					
950	interessenze di terzi	1.065	943	(122)	(11,9)
5.207	azionisti Eni	6.869	6.969	100	1,5

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

L'utile netto adjusted di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.266 milioni di euro; +22,6%) che riflette il miglioramento del risultato operativo (+2.193 milioni di euro, pari al 15,8%) dovuto all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%). Tale andamento ha più che compensato la perdita di risultato operativo connessa alla ridotta attività in Libia dove, comunque, lo sforzo operato nella parte finale dell'anno per riavviare la produzione e le esportazioni di gas ha consentito di attenuare l'impatto della forza maggiore dichiarata durante la fase acuta della crisi e revocata il 20 dicembre 2011. L'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%) ha pesato per circa 490 milioni di euro;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+104 milioni di euro; +10,5%) dovuto al miglioramento del risultato operativo (+117 milioni di euro, pari all'8,8%) per effetto della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile netto adjusted registrata nei settori:

- **Gas & Power** (-1.017 milioni di euro; -39,8%) per effetto della flessione del risultato operativo adjusted di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%. Tale variazione è determinata dall'attività Mercato che ha chiuso l'esercizio con una perdita di 550 milioni di euro a fronte dell'utile di 733 milioni di euro nel 2010, penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita. Il risultato è stato penalizzato anche dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia il peggioramento del mix di acquisto sia minori vendite agli importatori, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio, nonché di condizioni climatiche particolarmente miti e dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei. Inoltre i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la

78195/276

chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio delle rilevazioni contabili di tali benefici. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato attenuato dalle positive performance del Trasporto internazionale e dei Business regolati Italia;

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita netta adjusted (da -49 milioni di euro del 2010 a -262 milioni di euro del 2011) per effetto dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione con margini su valori non remunerativi, e del calo dei consumi di carburante a causa della debole congiuntura. Tali fenomeni sono stati solo in parte attenuati dalle azioni di recupero di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di lavorazione;
- **Petrochimica** che ha registrato maggiori perdite nette adjusted (da -85 milioni di euro del 2010 a -208 milioni di euro del 2011) per effetto del peggioramento della performance operativa dovuto alla flessione dei margini unitari, in particolare del cracker a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti sui prezzi di vendita, e alla sensibile riduzione della domanda sul mercato dovuta all'attesa riduzione dei prezzi delle commodity petrolchimiche.

Nel 2011, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal rialzo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media +30%), con un aumento del prezzo di riferimento del Brent del 40% rispetto al 2010. I margini di raffinazione si sono attestati su livelli non remunerativi (2,06 dollari/barili il margine di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo; -22,6%) a causa degli elevati costi della materia non trasferiti nei prezzi finali dei prodotti. I margini Eni hanno sofferto anche della contrazione del differenziale di quotazione tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo con un impatto negativo sulle raffinerie Eni a elevata conversione. In aumento il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 37,7% rispetto ai valori depressi del 2010; tale incremento non ha comportato un miglioramento dei margini di commercializzazione dal gas Eni a causa della crescita del costo oil-linked dell'approvvigionamento e della pressione competitiva. I risultati sono stati inoltre penalizzati dall'apprezzamento del cambio euro/dollaro (+4,9%).

2009		2010	2011	Var. %
61,51	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	79,47	111,27	40,0
1,393	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,327	1,392	4,9
44,16	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	59,89	79,94	33,5
3,13	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,66	2,06	[22,6]
3,56	Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,47	2,90	[16,4]
2,25	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,00	1,48	[26,0]
4,78	Prezzo gas NBP ^(d)	6,56	9,03	37,7
1,2	Euribor - euro a tre mesi	0,8	1,4	75,0
0,7	Libor - dollaro a tre mesi	0,3	0,3	

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di btu.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
23.801	Exploration & Production	29.497	29.121	[376]	[1,3]
30.447	Gas & Power	29.576	34.731	5.155	17,4
31.769	Refining & Marketing	43.190	51.219	8.029	18,6
4.203	Petrochimica	6.141	6.491	350	5,7
9.664	Ingegneria & Costruzioni	10.581	11.834	1.253	11,8
88	Altre attività	105	85	[20]	[19,0]
1.280	Corporate e società finanziarie	1.386	1.365	[21]	[1,5]
(66)	Effetto eliminazione utili interni	100	[54]	[154]	
[17.959]	Elisioni di consolidamento	[22.053]	[25.203]	[3.150]	
83.227		98.523	109.589	11.066	11,2

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2011 (109.589 milioni di euro) sono aumentati di 11.066 milioni di euro rispetto al 2010 (+11,2%) per effetto dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere.

I ricavi del settore Exploration & Production (29.121 milioni di euro) sono in lieve riduzione [-376 milioni di euro; -1,3%] per effetto della ridotta attività in Libia, attenuata dall'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%).

7-8-195/277

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (102,11 dollari/barile) è stato ridotto di 1,50 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati di copertura cash flow hedge relativi alla vendita nell'anno di 9 milioni di barili (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto adjusted del settore).

I ricavi del settore Gas & Power (34.731 milioni di euro) sono aumentati di 5.155 milioni di euro (+17,4%) per effetto della ripresa dei prezzi spot e oil-linked ai quali sono indicizzati i ricavi di vendita e della crescita delle vendite in Italia (+0,39 miliardi di metri cubi, +1,1%) e nei mercati target europei (+3,66 miliardi di metri cubi, +7,9%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (51.219 milioni di euro) sono aumentati di 8.029 milioni di euro (+18,6%) per effetto dei

maggiori prezzi di vendita dei prodotti, parzialmente compensati dal calo delle vendite (-1,78 milioni di tonnellate rispetto al 2010, pari al 3,8%).

I ricavi del settore Petrochimica (6.491 milioni di euro) sono aumentati di 350 milioni di euro (+5,7%) per effetto dell'incremento dei prezzi in media del 20%, parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità vendute (-15% in particolare nel polietilene) penalizzate dalla debolezza della domanda.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (11.834 milioni di euro) sono aumentati di 1.253 milioni di euro (+11,8%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nei business Engineering & Construction Offshore e Onshore.

Costi operativi

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
58.351	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	69.135	79.191	10.056	14,5
250	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69		
537	- altri special item	1.291	275		
4.181	Costo lavoro	4.785	4.749	(36)	(0,8)
134	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	423	209		
62.532		73.920	83.940	10.020	13,6

I costi operativi sostenuti nel 2011 (83.940 milioni di euro) sono aumentati di 10.020 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 13,6%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (79.191 milioni di euro) sono aumentati di 10.056 milioni di euro (+14,5%) per effetto principalmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di 344 milioni di euro relativi ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura (274 milioni di euro) e all'adeguamento del fondo rischi (69 milioni di euro) a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi-contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Nel 2010 gli special item di 1.291 milioni di euro furono relativi essenzialmente all'accantonamento per rischi ambientali rilevato

in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente (1.109 milioni di euro) e di altra natura. I proventi non ricorrenti di 246 milioni di euro erano connessi alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust del settore Gas & Power (270 milioni di euro), al netto della sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari, conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria, relativo al procedimento TSKJ.

Il costo lavoro (4.749 milioni di euro) è sostanzialmente in linea all'ammontare del 2010 (-0,8%). La crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (attenuata dall'effetto cambio) e l'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni) sono stati compensati dalla riduzione dell'occupazione media in Italia e dai minori costi per esodi agevolati registrati nell'anno. Infatti, l'esercizio 2010 includeva i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991.

Ammortamenti e svalutazioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
6.789	Exploration & Production	6.928	6.251	(677)	(9,8)
981	Gas & Power	963	955	(8)	(0,8)
408	Refining & Marketing	333	351	18	5,4
83	Petrochimica	83	90	7	8,4
433	Ingegneria & Costruzioni	513	596	83	16,2
2	Altre attività	2	2		
83	Corporate e società finanziarie	79	75	(4)	(5,1)
(17)	Effetto eliminazione utili interni	(20)	(23)	(3)	
8.762	Totale ammortamenti	8.881	8.297	(584)	(6,6)
1.051	Svalutazioni	698	1.021	323	46,3
9.813		9.579	9.318	(261)	(2,7)

70195(278)

Gli **ammortamenti** (8.297 milioni di euro) sono diminuiti di 584 milioni di euro (-6,6%) rispetto al 2010, essenzialmente nel settore Exploration & Production (-677 milioni di euro, pari al -9,8%) a causa della ridotta attività in Libia e dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,9%). L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+83 milioni di euro; +16,2%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (1.021 milioni di euro) hanno riguardato impianti di raffinazione, il goodwill allocato alla cash generating unit Mercato europeo nel settore Gas & Power, proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production e linee di business marginali nella Petrochimica.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
576	Exploration & Production	123	189	66	53,7
	Gas & Power	436	145	(291)	(66,7)
346	Refining & Marketing	76	488	412	..
121	Petrochimica	52	160	108	..
2	Ingegneria & Costruzioni	3	35	32	..
6	Altre attività	8	4	(4)	(50,0)
1.051		698	1.021	323	46,3

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.120	Exploration & Production	13.866	15.887	2.021	14,6
3.687	Gas & Power	2.896	1.758	(1.138)	(39,3)
(102)	Refining & Marketing	149	(273)	(422)	..
(675)	Petrochimica	(86)	(424)	(338)	..
881	Ingegneria & Costruzioni	1.302	1.422	120	9,2
(436)	Altre attività	(1.384)	(427)	957	69,1
(420)	Corporate e società finanziarie	(361)	(319)	42	11,6
	Effetto eliminazione utili interni	(271)	(189)	82	..
12.055	Utile operativo	16.111	17.435	1.324	8,2

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
12.055	Utile operativo	16.111	17.435	1.324	8,2
(345)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(881)	(1.113)		
1.412	Esclusione special item	2.074	1.652		
	di cui:				
250	- oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69		
1.162	- altri special item	2.320	1.583		
13.122	Utile operativo adjusted	17.304	17.974	670	3,9
	Dettaglio per settore di attività:				
9.484	Exploration & Production	13.884	16.077	2.193	15,8
3.901	Gas & Power	3.119	1.946	(1.173)	(37,6)
(357)	Refining & Marketing	(171)	(535)	(364)	..
(426)	Petrochimica	(113)	(276)	(163)	..
1.120	Ingegneria & Costruzioni	1.326	1.443	117	8,8
(258)	Altre attività	(205)	(226)	(21)	(10,2)
(342)	Corporate e società finanziarie	(265)	(266)	(1)	(0,4)
	Effetto eliminazione utili interni	(271)	(189)	82	..
13.122		17.304	17.974	670	3,9

78'195/279

L'utile operativo adjusted che esclude l'utile di magazzino di 1.113 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti per un totale di 1.652 milioni di euro, ammonta a 12.974 milioni di euro con un incremento di 670 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 3,9% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+2.193 milioni di euro, pari al 15,8%) per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%) che ha più che compensato la perdita di risultato operativo in Libia. Il risultato è stato influenzato anche dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 490 milioni di euro);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+117 milioni di euro, pari all'8,8%) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività delle commesse. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nei settori:
- **Gas & Power**, con una riduzione di 1.173 milioni di euro, pari al 32,6%, rispetto al 2010. Il principale driver è stato la negativa perfor-

mance dell'attività Mercato (-550 milioni di euro a fronte dell'utile di 733 milioni di euro del 2010) che riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio delle rilevazioni contabili di tali benefici, in un quadro di debolezza della domanda gas e di forte pressione competitiva. Il risultato è stato inoltre penalizzato dalla mancata disponibilità del gas libico. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla positiva performance operativa del Trasporto internazionale (+12%) e dei Business regolati Italia (+3,4%);

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted (da -171 milioni di euro del 2010 a -535 milioni di euro del 2011) a causa della pesante flessione dei margini di raffinazione e della debolezza della domanda di prodotti penalizzata dal clima economico recessivo;
- **Petrochimica** (-163 milioni di euro) a seguito della flessione dei margini unitari e del calo delle vendite penalizzate dal clima economico recessivo in particolare nell'ultima parte dell'esercizio.

Proventi (oneri) finanziari

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
[673]	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	[727]	[881]	(154)
[253]	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	[756]	[922]	(156)
33	- Interessi attivi su depositi e c/c	18	22	4
47	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	21	19	(2)
(4)	Proventi (oneri) su contratti derivati	(131)	(112)	19
40	- Contratti su valute	(111)	29	140
(52)	- Contratti su tassi di interesse	(39)	(141)	(102)
8	- Opzioni su titoli	19	(14)	(33)
(106)	Differenze di cambio	92	(111)	(203)
9	Altri proventi (oneri) finanziari	(148)	(174)	(26)
163	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa			
43	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	75	77	2
(218)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(251)	(247)	4
21	- Altri	28	(4)	(32)
[774]		(914)	(1.278)	(364)
223	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	187	149	(38)
(551)		(727)	(1.129)	(402)

Gli oneri finanziari netti di 1.129 milioni di euro registrano un incremento di 402 milioni di euro rispetto al 2010. Tale maggiore saldo negativo riflette la crescita degli oneri finanziari sul debito (-154 milioni di euro) dovuta all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio e del costo del debito in funzione dell'andamento degli spread e dei principali benchmark di mercato per i finanziamenti in euro (+0,6 punti percentuali l'Euribor), nonché alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse

(-102 milioni di euro) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39. La variazione delle differenze di cambio per -203 milioni di euro è stata in parte attenuata dai proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+140 milioni di euro, da un onere di 111 milioni di euro a un provento di 29 milioni di euro), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39.

78195/280

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2011 è illustrata nella tabella seguente:

2011 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	100	95	(46)	544
Dividendi	491	99	69			659
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	1.112	11	2	2	1.125
Altri proventi (oneri) netti	8	(3)	(163)		1	(157)
	616	1.484	17	97	(43)	2.171

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 2.171 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (544 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (659 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd; (iii) le plusvalenze da cessione di partecipazioni (1.125 milioni di euro) rife-

rite essenzialmente al provento rilevato a fronte della cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia (1.044 milioni di euro) e delle attività di distribuzione del gas in Brasile (50 milioni di euro); (iv) la svalutazione di 157 milioni di euro dell'interest Eni in un'iniziativa di raffinazione dell'Europa dell'est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
393	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	537	544	7
164	Dividendi	264	659	395
16	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	332	1.125	793
(4)	Altri proventi (oneri) netti	23	(157)	(180)
569		1.156	2.171	1.015

L'incremento di 1.015 milioni di euro rispetto al 2010 è dovuto alla rilevazione di plusvalenze da cessione di partecipazioni nonché

ai maggiori risultati e dividendi delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production.

Imposte sul reddito

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
	Utile ante imposte			
2.403	Italia	1.582	1.391	(191)
9.670	Estero	14.958	17.086	2.128
12.073		16.540	18.477	1.937
	Imposte sul reddito			
1.190	Italia	841	998	157
5.566	Estero	8.316	9.676	1.360
6.756		9.157	10.674	1.517
	Tax rate (%)			
49,5	Italia	53,2	71,7	18,5
57,6	Estero	55,6	56,6	1,0
56,0		55,4	57,8	2,4

Le imposte sul reddito (10.674 milioni di euro) sono aumentate di 1.517 milioni di euro, pari al 16,7%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti essenzialmente dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported è aumentato di 2,4 punti percentuali riflettendo:

(i) la rilevazione di imposte differite passive di 573 milioni di euro

dovute al cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compreso l'adeguamento del fondo imposte differite iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination; (ii) le maggiori imposte correnti (221 milioni di euro) rilevate dalle imprese italiane per effetto delle modifiche della normativa fiscale ex Legge n. 148 del settembre 2011 che ha incrementato di 4

78195/281

punti percentuali al 10,5% la maggiorazione IRES in vigore sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (cd. Robin Tax), estendendone l'ambito di applicazione alle società di trasporto e distribuzione del gas naturale. Tali fattori incrementativi sono stati compensati dalla rilevazione della citata plusvalenza da cessione degli asset del trasporto internazionale del gas (1.044 milioni di euro) esclusa dall'imposizione e dai minori oneri non deducibili (in particolare le minori svalutazioni di goodwill).

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile

ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 56,2%, in aumento rispetto al 2010 (54,4% nel 2010) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (943 milioni di euro) riguarda essenzialmente Saipem SpA (552 milioni di euro) e Snam Rete Gas SpA (385 milioni di euro).

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

2009		(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.120	Utile operativo		13.866	15.887	2.021	14,6
364	Esclusione special item:		18	190		
618	- svalutazioni di asset e altre attività		127	190		
	- oneri ambientali		30			
(270)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(241)	(63)		
31	- oneri per incentivazione all'esodo		97	44		
(15)	- componente valutativa dei derivati su commodity			1		
	- altro		5	18		
9.484	Utile operativo adjusted		13.884	16.077	2.193	15,8
(23)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(205)	(231)	(26)	
243	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		274	624	350	
(5.826)	Imposte sul reddito ^(a)		(8.353)	(9.604)	(1.251)	
60,0	Tax rate (%)		59,9	58,3	(1,6)	
3.878	Utile netto adjusted		5.600	6.866	1.266	22,6
	I risultati includono:					
7.365	ammortamenti e svalutazioni di asset		7.051	6.440	(611)	(8,7)
	di cui:					
1.551	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.199	1.165	(34)	(2,8)
1.264	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		802	820	18	1,4
287	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		397	345	(52)	(13,1)
	Prezzi medi di realizzo					
56,95	Petrolio ^(b)	(\$/barile)	72,76	102,11	29,35	40,3
198,64	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	212,67	229,06	16,39	7,7
46,90	Idrocarburi	(\$/boe)	55,60	72,26	16,66	30,0

[a] Escludono gli special item.

[b] Include condensati.

Nel 2011 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di 16.077 milioni di euro con aumento di 2.193 milioni di euro rispetto al 2010 (+15,8%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla perdita del risultato operativo in Libia e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 490 milioni di euro). Gli special item dell'utile operativo adjusted di 190 milioni di euro di oneri netti riguardano svalutazioni di proprietà oil&gas a cau-

sa di effetti scenario e revisioni negative delle riserve, oneri per incentivazione all'esodo nonché la componente valutativa relativa a derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine. I proventi special hanno riguardato plusvalenze da cessione di asset marginali. Tra gli special item non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di 552 milioni di euro del fondo imposte differite a fronte della revisione dell'aliquota fiscale di un Production Sharing Agreement (PSA).

Nel 2011 il prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi è aumen-

[1] Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

78195/282

tato in media del 30% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 40% nell'anno).

Il **prezzo medio di realizzo del petrolio Eni** è stato ridotto in media di 1,50 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 9 milioni di barili nell'esercizio che hanno chiuso la posizione aperta nel 2008 per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa correlati alla vendita di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe.

I **prezzi di realizzo del gas naturale** evidenziano una dinamica più contenuta (+7,7% nell'anno) per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule oil-linked e alla debolezza dei prezzi spot del gas in alcune aree (in particolare gli USA).

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza.

Petrolio	(milioni di barili)	2010	2011
Volumi venduti		357,1	297,4
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		28,5	9,0
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	74,09	103,61
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(1,33)	(1,50)
Prezzo medio di realizzo		72,76	102,11

Gas & Power

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
3.687	Utile operativo	2.896	1.758	(1.138)	(39,3)
326	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(117)	(166)		
(112)	Esclusione special item	340	354		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	(270)			
(112)	Altri special item	610	354		
19	- oneri ambientali	25	10		
27	- svalutazioni	436	145		
(6)	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	(4)		
115	- accantonamenti a fondo rischi	78	77		
25	- oneri per incentivazione all'esodo	75	40		
(292)	- componente valutativa dei derivati su commodity	30	45		
	- altro	(38)	41		
3.901	Utile operativo adjusted	3.119	1.946	(1.173)	(37,6)
1.721	Mercato	733	(550)	(1.283)	..
1.796	Business regolati Italia	2.043	2.112	69	3,4
384	Trasporto internazionale	343	384	41	12,0
(15)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	19	33	14	
332	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	406	407	1	
(1.302)	Imposte sul reddito ^(a)	(986)	(845)	141	
30,9	Tax rate (%)	27,8	35,4	7,6	
2.916	Utile netto adjusted	2.558	1.541	(1.017)	(39,8)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.946 milioni di euro con una marcata diminuzione di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%, rispetto al 2010 a causa della perdita registrata dal Mercato di -550 milioni di euro (a fronte dell'utile di 733 milioni di euro nel 2010), attenuata dalla tenuta del Trasporto internazionale e dei Business regolati Italia. Il risultato del Mercato riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendosi concluse dopo la chiusura dell'esercizio non hanno consentito la rilevazione dei relativi benefici economici. Inoltre il risultato non considera proventi su

derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura dell'ammontare di 44 milioni di euro associabili a vendite di gas ed energia di competenza del periodo (parimenti il 2010 non considera proventi di 116 milioni di euro riferibili a vendite dell'anno). Gli IFRS in assenza di relazione formale di copertura non permettono il trattamento in hedge accounting di tali strumenti derivati, impedendo il rinvio dei proventi menzionati al reporting period di manifestazione delle vendite sottostanti. Per consentire agli investitori di comprendere tale fenomeno, il management ha elaborato una misura alternativa di performance, l'EBITDA pro-

7.879.512,3

forma adjusted la quale, in sostanza, simula gli effetti economici dell'hedge accounting correlando i proventi (oneri) degli strumenti derivati ai ricavi ai quali gli strumenti si riferiscono (v. sotto). Tale misura alternativa di performance, anche tenuto conto dell'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate, evidenzia una flessione del 28,2% della performance del Mercato rispetto al 2010 in linea con i trend fondamentali del business.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 354 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare (i) alla svalutazione dell'importo di 145 milioni di euro riferita principalmente al goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo. In sede di impairment review, il management ha ridimensionato le prospettive di redditività del business in considerazione del perdurare della pressione sui margini e delle ridotte opportunità di espansione delle vendite in un quadro congiunturale debole; (ii) agli oneri da valutazione a fair value degli strumenti derivati su commodity dell'attività Mercato, privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting (45 milioni di euro); (iii) ad accantonamenti per rischi (77 milioni di euro) e a oneri per incentivazione all'esodo (40 milioni di euro).

Mercato

L'attività Mercato ha registrato la **perdita operativa adjusted** di 550 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 733 milioni di euro del 2010 anche a causa della conclusione di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento dopo la chiusura dell'esercizio che ha rinviato la rilevazione contabile dei relativi benefici. La negativa performance del Mercato riflette il quadro congiunturale recessivo e l'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno causato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione e la perdita di volumi in particolare nel Belgio.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. Abs.	Var. %
4.403	EBITDA pro-forma adjusted	3.853	2.565	(1.288)	(33,4)
2.392	Mercato	1.670	364	(1.306)	(78,2)
(133)	di cui: +/- rettifica derivati commodity	116	44		
1.345	Business regolati Italia	1.486	1.535	49	3,3
666	Trasporto internazionale	697	666	(31)	(4,4)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Per le attività regolate Italia, in considerazione dello status di società quotata della capogruppo Snam SpA, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,53% al 31 dicembre 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati

Inoltre la perdita di periodo è stata influenzata: (i) dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia un peggioramento del mix di approvvigionamento, sia minori vendite agli importatori; (ii) dallo scenario negativo dei parametri energetici e del cambio, e da condizioni climatiche atipiche; (iii) dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei.

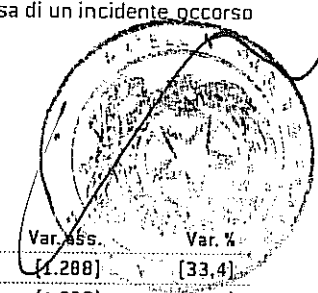
Tali fattori negativi sono stati attenuati dai benefici conseguiti grazie alla finalizzazione di alcune rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento nonché dalle azioni di ottimizzazione del supply. Il risultato tiene inoltre conto di un provento di 53 milioni di euro relativo a derivati su commodity attivati per ottimizzare il margine economico.

Business regolati Italia

Nel 2011, l'**utile operativo adjusted** delle attività regolate in Italia di 2.112 milioni di euro è aumentato di 69 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 3,4%. La flessione del Trasporto (-25 milioni di euro rispetto al 2010) dovuta ai minori volumi trasportati è stata compensata dall'aumento dei risultati dell'attività Distribuzione (+62 milioni di euro) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti e dell'attività Stoccaggio (+32 milioni di euro rispetto al 2010) in relazione all'incremento dei volumi movimentati in giacimento.

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2011 di 384 milioni di euro è aumentato di 41 milioni di euro, pari al 12% rispetto al 2010 per effetto principalmente della circostanza che i risultati del 2010 furono penalizzati dall'interruzione del tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa a causa di un incidente occorso sulla linea.



su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

70195 (284)

Refining & Marketing

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(102) Utile operativo		149	(273)	(422)	..
(792) Esclusione [utile] perdita di magazzino		(659)	(907)		
537 Esclusione special item:		339	645		
72 - oneri ambientali		169	34		
389 - svalutazioni		76	488		
(2) - plusvalenze nette su cessione di asset		(16)	10		
17 - accantonamenti a fondo rischi		2	8		
22 - oneri per incentivazione all'esodo		113	81		
39 - componente valutativa dei derivati su commodity		(10)	(3)		
- altro		5	27		
(357) Utile operativo adjusted		(171)	(535)	(364)	..
75 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		92	99	7	
85 Imposte sul reddito ^(a)		30	174	144	
.. Tax rate (%)		..	..	..	
(197) Utile netto adjusted		(49)	(262)	(213)	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha registrato un rilevante peggioramento della perdita operativa adjusted (da -171 milioni di euro nel 2010 a -535 milioni di euro nel 2011) dovuto al livello non remunerativo dei margini di raffinazione di scenario a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. Inoltre i margini realizzati da Eni hanno risentito del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti che ha ridotto il vantaggio della conversione. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di raffinazione e dalla riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di carbu-

ranti per autotrazione e degli altri prodotti destinati all'industria in un quadro congiunturale recessivo e dall'elevata pressione competitiva.

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted (oneri di 645 milioni di euro) riguardano principalmente la svalutazione degli impianti di raffinazione motivata dalle previsioni aziendali a medio termine che indicano il permanere di deboli fondamentali del settore e di margini non remunerativi con il conseguente ridimensionamento dei flussi di cassa futuri degli asset. Si segnalano inoltre oneri relativi alla svalutazione di una rete di distribuzione europea, oneri per incentivazione all'esodo e passività ambientali.

Tra gli special item della perdita netta si segnala la svalutazione di 157 milioni di euro della partecipazione in un'iniziativa di raffinazione nell'Europa dell'Est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività.

Petrochimica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(675) Utile operativo		(86)	(424)	(338)	..
121 Esclusione [utile] perdita di magazzino		(105)	(40)	65	
128 Esclusione special item:		78	188		
di cui:					
Oneri (proventi) non ricorrenti			10		
128 Altri special item		78	178		
121 - svalutazioni		52	160		
10 - oneri per incentivazione all'esodo		26	17		
(3) - componente valutativa dei derivati su commodity					
- oneri ambientali			1		
(426) Utile operativo adjusted		(113)	(276)	(163)	..
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		1		(1)	
86 Imposte sul reddito ^(a)		27	68	41	..
(340) Utile netto adjusted		(85)	(208)	(123)	..

(a) Escludono gli special item.

78195/285

Nel 2011 il settore ha registrato un ampliamento della **perdita operativa adjusted** di 163 milioni di euro rispetto al 2010 (da -113 milioni di euro a -276 milioni di euro) dovuto alla flessione dei margini unitari delle commodity, in particolare del cracker, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti nei prezzi di vendita e al calo dei volumi penalizzati dalla debolezza della domanda.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 188 milioni di euro di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2011 il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 208 milioni di euro, con un peggioramento di 123 milioni di euro rispetto al 2010.

Ingegneria & Costruzioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
881	Utile operativo	1.302	1.422	120	9,2
239	Esclusione special item	24	21		
	di cui:				
250	Oneri (proventi) non ricorrenti	24			
(11)	Altri special item:		21		
2	- svalutazioni	3	35		
3	- plusvalenze nette su cessione di asset	5	4		
	- oneri per incentivazione all'esodo	14	10		
(16)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(22)	(28)		
1.120	Utile operativo adjusted	1.326	1.443	117	8,8
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	33		(33)	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	10	95	85	
(277)	Imposte sul reddito ^(a)	(375)	(440)	(65)	
23,7	Tax rate (%)	22,4	28,6	1,2	
892	Utile netto adjusted	994	1.098	104	10,5

(a) Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.443 milioni di euro con un aumento di 117 milioni di euro rispetto al 2010, pari all'8,8%, trainato dalla crescita dei ricavi e dalla maggiore redditività delle commesse, in particolare nel business Engineering & Construction Onshore, per la maggiore attività sviluppata in Medio Oriente, Canada e Australia e nelle Perforazioni mare, dove la piena attività delle navi di perforazione Saipem 10000 e 12000 e del jack-up Perro Negro B, ha compensato l'impatto negativo delle fermate per manuten-

zione del mezzo Scarabeo 5.

Gli **special item** dell'utile operativo (21 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di equipementi sul mezzo Scarabeo 8, agli oneri per incentivazione all'esodo nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity.

L'**utile netto adjusted** di 1.098 milioni di euro aumenta di 104 milioni di euro rispetto al 2010 per effetto dell'incremento dell'utile operativo.

78195/286

Altre attività ^(a)

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(436) Utile operativo		(1.384)	(427)	957	..
178 Esclusione special item		1.179	201		
di cui:					
Oneri (proventi) non ricorrenti			59		
178 Altri special item:		1.179	142		
207 - oneri ambientali		1.145	141		
5 - svalutazioni		8	4		
(2) - plusvalenze nette su cessione di asset			(7)		
(4) - accantonamenti a fondo rischi		7	9		
8 - oneri per incentivazione all'esodo		10	8		
(36) - altro		9	(13)		
(258) Utile operativo adjusted		(205)	(226)	(21)	(10,2)
12 Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(9)	5	14	
1 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		(2)	(3)	(1)	
Imposte sul reddito ^(b)			(1)		
(245) Utile netto adjusted		(216)	(224)	(8)	(3,7)

[a] A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

[b] Escludono gli special item.

Corporate e società finanziarie ^(a)

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(420) Utile operativo		(361)	(319)	42	11,6
78 Esclusione special item:		96	53		
- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)		
38 - oneri per incentivazione all'esodo		88	(6)		
- accantonamenti a fondo rischi		8	9		
40 - altro			51		
(342) Utile operativo adjusted		(265)	(266)	(1)	(0,4)
(525) Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(530)	(932)	(402)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)			1	1	
123 Imposte sul reddito ^(b)		96	410	314	
(744) Utile netto adjusted		(699)	(787)	(88)	(12,6)

[a] A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

[b] Escludono gli special item.

78195/287

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore). Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazio-

ni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting [inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura], nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto, esclusi dall'utile netto adjusted di settore, sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

78195 | 288

2011

(milioni di euro)	EBP	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	15.887	1.758	(273)	(424)	1.422	(427)	(319)	(189)	17.435
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)					(1.113)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti				10		59			69
Altri special item	190	354	645	178	21	142	53		1.583
- oneri ambientali		10	34	1		141			186
- svalutazioni	190	145	488	160	35	4			1.022
- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(4)	10		4	(7)	(1)		(61)
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			9	(6)		88
- oneri per incentivazione all'esodo	44	40	81	17	10	8	9		209
- componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)				15
- altro	18	41	27			(13)	51		124
Special item dell'utile operativo	190	354	645	188	21	201	53		1.652
Utile operativo adjusted	16.077	1.946	(535)	(276)	1.443	(226)	(266)	(189)	17.974
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(231)	33				5	(932)		(1.125)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	624	407	99		95	(3)	1		1.223
Imposte sul reddito ^(a)	(9.604)	(845)	174	68	(440)	(1)	410	78	(10.160)
Tax rate (%)	58,3	35,4	..		28,6				56,2
Utile netto adjusted	6.866	1.541	(262)	(208)	1.098	(225)	(787)	(111)	7.912
di competenza:									
- interessenza di terzi									943
- azionisti Eni									6.969
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.860
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(724)
Esclusione special item									833
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									764
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.969

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 65 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

78195/289

2010

(milioni di euro)	ESR	ESR	ERM	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item	18	610	339	78		1.179	96		2.320
- oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
- svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
- oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
- altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	18	340	339	78	24	1.179	96		2.074
Utile operativo adjusted	13.884	3.119	(171)	(113)	1.326	(205)	(265)	(271)	17.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito ^(a)	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	59,9	27,8	..		27,4				54,4
Utile netto adjusted	5.600	2.558	(49)	(85)	994	(216)	(699)	(169)	7.934
di competenza:									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									6.869
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.318
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(610)
Esclusione special item									(1.161)
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									(915)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.869

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 51 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

78.195 / 290

2009

(milioni di euro)	CE&P	GE&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item	364	(112)	537	128	(11)	178	78		1.162
- oneri ambientali		19	72			207			298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	128	239	178	78		1.412
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		13.122
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	60,0	30,9	..	..	23,7	..	..	..	53,6
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
di competenza:									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									5.207
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(191)
Esclusione special item									1.031
Oneri (proventi) non ricorrenti									250
Altri special item									281
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 48 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

78195/291

Dettaglio degli special item

2009	(milioni di euro)	2010	2011
250	Oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69
	di cui:		
250	stima onere della transazione TSKJ		
	sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre autorità	(246)	69
1.162	Altri special item	2.320	1.583
1.162	- svalutazioni	702	1.022
298	- oneri ambientali	1.369	186
(277)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(248)	(61)
128	- accantonamenti a fondo rischi	95	88
134	- oneri per incentivazione all'esodo	423	209
(287)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(2)	15
4	- altro	(19)	124
1.412	Special item dell'utile operativo	2.074	1.652
	Oneri (proventi) finanziari netti	35	4
179	Oneri (proventi) su partecipazioni	(324)	(883)
	di cui:		
	- plusvalenze da cessione	(332)	(1.122)
	- di cui: asset del trasporto internazionale		(1.044)
	- svalutazioni	28	191
(560)	Imposte sul reddito	(624)	60
	di cui:		
72	svalutazione imposte anticipate E&P		
	adeguamento fiscalità differita su PSA		552
(219)	altri special item d'imposta	29	29
(413)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(653)	(521)
1.031	Totale special item dell'utile netto	1.161	833

Dettaglio delle svalutazioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
996	Svalutazione asset materiali/immateriali	268	893	625
56	Svalutazione goodwill	430	152	(278)
(1)	Rivalutazioni		(24)	
1.051	Sub totale	698	1.021	323
111	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	4	1	(3)
1.162	Totale svalutazioni	702	1.022	320

78195 (292)

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché

consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato ^(a)

(milioni di euro)	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	67.404	73.578	6.174
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.433	409
Attività immateriali	11.172	10.950	(222)
Partecipazioni	6.090	6.242	152
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.743	1.740	(3)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(970)	(1.576)	(606)
	87.463	93.367	5.904
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.589	7.575	986
Crediti commerciali	17.221	17.709	488
Debiti commerciali	(13.111)	(13.436)	(325)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.684)	(3.503)	(819)
Fondi per rischi e oneri	(11.792)	(12.735)	(943)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.286)	281	1.567
	(5.063)	(4.109)	954
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.032)	(1.039)	(7)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	479	206	(273)
CAPITALE INVESTITO NETTO	81.847	88.425	6.578
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.206	55.472	4.266
Interessenze di terzi	4.522	4.921	399
PATRIMONIO NETTO	55.728	60.393	4.665
Indebitamento finanziario netto	26.119	28.032	1.913
COPERTURE	81.847	88.425	6.578

[a] Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,294 al 31 dicembre 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, -3,1%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2011, un aumento del capitale investito netto di 1.232 milioni di euro, del patrimonio netto di 1.031 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 201 milioni di euro.

Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, riducendo il leverage del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 a 0,46 che si confronta con 0,47 al 31 dicembre 2010.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011 ammonta a 88.425 milioni di euro con un incremento di 6.578 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (93.367 milioni di euro) è aumentato di 5.904 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici dell'esercizio (13.438 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (9.318 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-4.109 milioni di euro) è aumentato di 954 milioni di euro per effetto:

- dell'incremento delle rimanenze (+986 milioni di euro) determinato dall'effetto della ripresa dei prezzi del petrolio, dei prodotti petroliferi e del gas nella valutazione al costo medio ponderato;
- dell'incremento delle Altre attività d'esercizio nette di 1.567 milioni di euro in relazione a: (i) minori debiti diversi che riflettono i

78-1.951.293

pagamenti eseguiti nell'anno ai fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay al netto degli utilizzi di gas prepagato (324 milioni di euro); (ii) la riduzione delle passività nette (352 milioni di euro) relative al fair value degli strumenti derivati cash flow hedge dovuta principalmente alla chiusura della transazione per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe; (iii) la maggiore posizione netta verso partner nell'attività in joint venture del settore Exploration & Production (circa 400 milioni di euro);

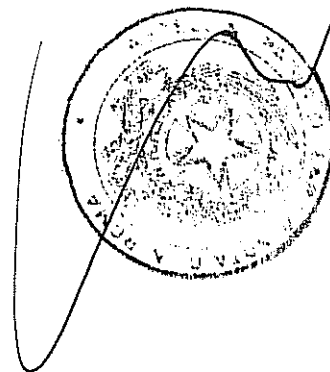
- dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per ef-

fetto dello stanziamento delle imposte sul reddito dell'esercizio;

- dell'incremento del fondo per rischi e oneri a seguito principalmente dell'aggiornamento della passività relativa allo smantellamento e rimozione delle strutture e alla chiusura dei pozzi minerari all'atto dell'abbandono nel settore Exploration & Production.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (206 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset non strategici della Divisione Exploration & Production.



Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima delle interessenze di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 38% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il

calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2011	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		6.866	1.541	(262)	7.912
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)					454
Utile netto adjusted unlevered		6.866	1.541	(262)	8.366
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		37.646	27.346	8.321	81.847
- a fine periodo		42.024	27.660	8.600	87.701
Capitale investito netto medio adjusted		39.835	27.503	8.461	84.774
ROACE adjusted (%)		17,2	5,6	(3,1)	9,9

2010	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		5.600	2.558	(49)	7.934
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)					337
Utile netto adjusted unlevered		5.600	2.558	(49)	8.271
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo		37.646	27.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio adjusted		35.051	26.012	7.982	77.172
ROACE adjusted (%)		16,0	9,8	(0,6)	10,7

2009	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		3.878	2.916	(197)	6.157
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)					283
Utile netto adjusted unlevered		3.878	2.916	(197)	6.440
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		30.362	22.547	7.379	66.886
- a fine periodo		32.455	25.024	7.560	72.915
Capitale investito netto medio adjusted		31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE adjusted (%)		12,3	12,3	(2,6)	9,2

78195/295

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità

e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(milioni di euro)	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.783	29.597	1.814
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	2.478	6.495	(983)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.305	23.102	2.797
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.500)	49
Titoli non strumentali all'attività operativa	(109)	(37)	72
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6)	(28)	(22)
Indebitamento finanziario netto	26.119	28.032	1.913
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.728	60.393	4.665
Leverage	0,47	0,46	(0,01)

L'indebitamento finanziario netto 2011 di 28.032 milioni di euro è aumentato di 1.913 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 29.597 milioni di euro, di cui 6.495 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termi-

ne di 2.036 milioni di euro) e 23.102 milioni di euro a lungo termine. Il leverage, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,46 al 31 dicembre 2011 (0,47 al 31 dicembre 2010).

Prospetto dell'utile complessivo

2009	(milioni di euro)	2010	2011
5.317	Utile netto	7.383	7.803
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
(869)	<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	2.169	1.031
(481)	<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	443	352
1	<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(8)	(6)
2	<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(10)	(13)
202	<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(175)	(128)
(1.145)		2.418	1.236
4.172	Totale utile complessivo	9.801	9.039
	di competenza:		
3.245	- azionisti Eni	8.699	8.097
927	- interessenze di terzi	1.102	942

78196/296

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010		55.728
Totale utile complessivo dell'esercizio	9.039	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)	
Attribuzione dei dividendi dalle altre società consolidate	(571)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Costo di competenza stock option	2	
Versamenti degli azionisti terzi	26	
Acquisto quote Altergaz SA e Tigaz Zrt	(126)	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	17	
Altre variazioni	(20)	
Totale variazioni		4.665
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		55.472
- interessenze di terzi		4.921

Il **patrimonio netto** comprese le interessenze di terzi (60.393 milioni di euro) è aumentato di 4.665 milioni di euro. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (9.039 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 7.803 milioni di euro e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (3.695 milioni di euro, di cui 1.884 milioni di euro relativi all'acconto 2011) e dall'attribuzione dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam Rete Gas e altre minority (571 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(milioni di euro)	Risultato del periodo		Patrimonio netto	
	2010	2011	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	6.179	4.213	34.724	35.255
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.297	3.972	20.122	24.355
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(574)	(320)	4.732	4.400
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	389	(248)	(667)	(673)
- eliminazione di utili infragruppo	14	115	(4.601)	(4.291)
- imposte sul reddito differite e anticipate	100	71	1.410	1.337
- altre rettifiche	(22)		8	10
	7.383	7.803	55.728	60.393
Interessenze di terzi	(1.065)	(943)	(4.522)	(4.921)
Come da bilancio consolidato	6.318	6.860	51.206	55.472

78195/297

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i

flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

2009	[milioni di euro]	2010	2011	Var. ass.
5.317	Utile netto	7.383	7.803	420
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
9.117	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.024	9.095	71
(226)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(552)	(1.170)	(618)
6.843	- dividendi, interessi e imposte	9.368	10.651	1.283
(1.195)	Variazione del capitale di esercizio	(1.720)	(2.176)	(456)
(8.720)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.809)	(9.821)	(1.012)
11.136	Flusso di cassa netto da attività operativa	14.694	14.382	(312)
(13.695)	Investimenti tecnici	(13.870)	(13.438)	432
(2.323)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(410)	(360)	50
3.595	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.113	1.912	799
(295)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	228	627	399
(1.582)	Free cash flow	1.755	3.123	1.368
396	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	(26)	41	67
3.841	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	2.272	1.104	(1.168)
(2.956)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)	(228)
(30)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	39	10	(29)
(331)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(59)	(49)	10

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2009	[milioni di euro]	2010	2011	Var. ass.
(1.582)	Free cash flow	1.755	3.123	1.368
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(33)		33
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(192)	(192)
(141)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(687)	(517)	170
(2.956)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.099)	(4.327)	(228)
(4.679)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(3.064)	(1.913)	1.151

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

(b) La voce include i flussi di cassa di certe attività finanziarie non strumentali all'attività operativa (titoli, depositi vincolati) che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

2009	[milioni di euro]	2010	2011	Var. ass.
	Investimenti:			
(2)	- titoli	(50)	(21)	29
(36)	- crediti finanziari	(13)	(26)	(13)
(38)		(63)	(47)	16
	Disinvestimenti:			
123	- titoli	5	71	66
311	- crediti finanziari	32	17	(15)
434		37	88	51
369	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(26)	41	67

78195/298

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2011 è stato pari a 14.382 milioni di euro. I fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (13.438 milioni di euro), finanziari (360 milioni di euro) e al pagamento dei dividendi di 4.247 milioni di euro sono stati parzialmente assorbiti dal flusso di cassa netto da attività operativa e dagli incassi da dismissioni (1.912 milioni di euro), determinando un incremento di 1.913 milioni di euro dell'indebitamento finanzia-

rio netto del bilancio 2011 rispetto al bilancio 2010.

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** ha beneficiato del maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (€500 milioni, dato dal factoring del quarto trimestre 2011 di €1.779 milioni rispetto ai €1.279 milioni di crediti ceduti nel quarto trimestre 2010 con scadenza successiva al 31 dicembre 2010).

Investimenti tecnici

2009		(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.486	Exploration & Production		9.690	9.435	(255)	(2,6)
1.686	Gas & Power		1.685	1.721	36	2,1
635	Refining & Marketing		711	866	155	21,8
145	Petrochimica		251	216	(35)	(13,9)
1.630	Ingegneria & Costruzioni		1.552	1.090	(462)	(29,8)
44	Altre attività		22	10	(12)	(54,5)
57	Corporate e società finanziarie		109	128	19	17,4
12	Effetto eliminazione utili interni		(150)	(28)	122	
13.695	Investimenti tecnici		13.870	13.438	(432)	(3,1)

Nel 2011, gli **investimenti tecnici** di 13.438 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (7.357 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Congo ed Egitto nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 754 milioni di euro principalmente in Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa (1.210 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Australia, Angola, Mozambico, Indonesia, Ghana, Egitto, Nigeria e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.090 milioni di euro) per l'upgrading della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (898 milioni di euro) e di distribuzione del gas (337 milioni di euro), lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (294 milioni di euro), nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (87 milioni di euro);

- l'attività di raffinazione, supply e logistica (629 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (228 milioni di euro).

Le **dismissioni** (1.912 milioni di euro) hanno riguardato principalmente le partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia, le attività di distribuzione gas in Brasile e asset marginali del settore Exploration & Production.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (4.327 milioni di euro) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (3.695 milioni di euro, di cui 1.884 milioni di euro relativi all'acconto dividendo 2011) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas, Saipem e altre minority (552 milioni di euro), nonché l'acquisto di ulteriori quote delle controllate Altergaz SA e Tigaz Zrt per complessivi 126 milioni di euro.

78 1915 | 299

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31 dicembre 2010		31 dicembre 2011	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			67.404		73.578
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.024		2.433
Attività immateriali			11.172		10.950
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.090		6.242
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 18)		1.743		1.740
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(970)		(1.576)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9)	86		169	
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 20)	800		535	
- debiti relativi all'attività di investimento	(vedi nota 22)	(1.856)		(2.280)	
Totale Capitale immobilizzato			87.463		93.367
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			6.589		7.575
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		17.221		17.709
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(13.111)		(13.436)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(2.684)		(3.503)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.515)		(2.092)	
- passività per altre imposte correnti		(1.659)		(1.896)	
- passività per imposte differite		(5.924)		(7.120)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 30)	(40)			
- attività per imposte sul reddito correnti		467		549	
- attività per altre imposte correnti		938		1.388	
- attività per imposte anticipate		4.864		5.514	
- altre attività per imposte	(vedi nota 20)	185		154	
Fondi per rischi e oneri			(11.792)		(12.735)
Altre attività (passività), composte da:			(1.286)		(281)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	273		225	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	436		468	
- altri crediti	(vedi nota 9)	5.667		6.059	
- altre attività (correnti)		1.350		2.321	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 20)	2.370		3.591	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(7.608)		(7.496)	
- altre passività (correnti)		(1.620)		(2.237)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 30)	(2.154)		(2.900)	
Totale Capitale di esercizio netto			(5.063)		(4.109)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.032)		(1.039)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			479		206
composte da:					
- attività destinate alla vendita		517		230	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(38)		(24)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			81.847		88.425
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			55.728		60.393
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			27.783		29.597
- passività finanziarie a lungo termine		20.305		23.102	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		963		2.036	
- passività finanziarie a breve termine		6.515		4.459	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.549)		(1.500)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)		(109)		(37)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)		(6)		(28)
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			26.119		28.032
COPERTURE			81.847		88.425

[a] Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 26 al Bilancio consolidato.

78195/300

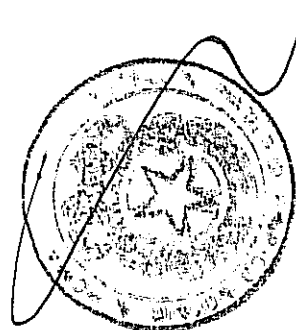
Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2010	2011
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto	7.383	7.803
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
Ammortamenti e altri componenti non monetari	9.024	9.095
- ammortamenti	8.881	8.297
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	698	1.021
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(537)	(544)
- altre variazioni	(39)	331
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	21	(10)
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(552)	(1.170)
Dividendi, interessi e imposte	9.368	10.651
- dividendi	(264)	(659)
- interessi attivi	(96)	(101)
- interessi passivi	571	737
- imposte sul reddito	9.157	10.674
Variazione del capitale di esercizio	(1.720)	(2.176)
- rimanenze	(1.150)	(1.422)
- crediti commerciali	(1.918)	(369)
- debiti commerciali	2.770	161
- fondi per rischi e oneri	588	122
- altre attività e passività	(2.010)	(668)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.809)	(9.821)
- dividendi incassati	799	997
- interessi incassati	126	100
- interessi pagati	(600)	(893)
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.134)	(10.025)
Flusso di cassa netto da attività operativa	14.694	14.382
Investimenti tecnici	(13.870)	(13.438)
- attività materiali	(12.308)	(11.658)
- attività immateriali	(1.562)	(1.780)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(410)	(360)
- partecipazioni	(267)	(245)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(143)	(115)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.113	1.912
- attività materiali	272	154
- attività immateriali	57	41
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	215	1.006
- partecipazioni	569	711
Altre variazioni relative all'attività di investimento	228	627
- investimenti finanziari: titoli	(50)	(62)
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(866)	(715)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	261	379
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	63	47
- disinvestimenti finanziari: titoli	14	128
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	841	695
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	2	243
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(37)	(88)
Free cash flow	1.755	3.123

78195/301

segue Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2010		2011	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		1.755		3.123
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(26)		41
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(63)		(47)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	37		88	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.272		1.104
- assunzione debiti finanziari non correnti	2.953		4.474	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.327)		(889)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	2.646		(2.481)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.099)		(4.327)
- apporti netti di capitale proprio da terzi			26	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)		(3.695)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(514)		(552)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(126)	
- cessione di azioni proprie			3	
- cessione di azioni proprie diverse dalla controllante	37		17	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		39		10
Flusso di cassa netto del periodo		(59)		(49)



78195/302

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Operazioni straordinarie

Nel 2011 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- acquisizione del ramo d'azienda "Annamaria" da Ligestra SpA, Gruppo Fintecna.

L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 20 luglio 2011,

con effetti economici decorrenti dal 1° maggio 2011;

- cessione del ramo d'azienda "Servizi Informatici Unbundled" a Snam Rete Gas SpA. L'atto di cessione è stato stipulato in data 31 ottobre 2011, con efficacia dal 1° novembre 2011.

Conto economico

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
32.542	Ricavi della gestione caratteristica	35.251	45.492	10.241	29,1
220	Altri ricavi e proventi	273	278	5	1,8
[30.293]	Costi operativi	[34.168]	[44.902]	[10.734]	[31,4]
	<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	270			
[163]	Altri proventi e oneri operativi	4	115	111	..
[1.053]	Ammortamenti e svalutazioni	[923]	[1.277]	[354]	[38,4]
1.303	Utile (perdita) operativa	437	[294]	[731]	..
[345]	Proventi (oneri) finanziari netti	[122]	[256]	[134]	..
4.753	Proventi netti su partecipazioni	5.943	4.789	[1.154]	19,4
[250]	<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	[24]			
5.711	Utile prima delle imposte	6.258	4.239	[2.019]	[32,3]
[650]	Imposte sul reddito	[79]	[26]	53	67,1
5.061	Utile netto	6.179	4.213	[1.966]	[31,8]

Utile netto

Nel 2011 l'utile netto di 4.213 milioni di euro è diminuito di 1.966 milioni di euro, pari al 31,8%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi

ai minori dividendi percepiti, parzialmente compensati da minori oneri su partecipazioni; (ii) della flessione del risultato operativo essenzialmente dovuto alla Divisione Gas & Power e alla Divisione Refining & Marketing; (iii) dei maggiori oneri finanziari netti.

78195/203

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono

commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
2.644	Divisione Exploration & Production	2.712	3.490	778	28,7
18.209	Divisione Gas & Power	16.781	21.996	5.215	31,1
14.014	Divisione Refining & Marketing	18.194	23.364	5.170	28,4
813	Corporate	853	939	86	10,1
(3.138)	Elisioni	(3.289)	(4.297)	(1.008)	
32.542		35.251	45.492	10.241	29,1

I ricavi della Divisione Exploration & Production (3.490 milioni di euro) sono aumentati di 778 milioni di euro, pari al 28,7%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (34,2%) e dell'aumento del prezzo di vendita del gas naturale (27,9%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 2,2%, equivalente a 1,1 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri e nell'off-shore adriatico; (iii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere.

I ricavi della Divisione Gas & Power (21.996 milioni di euro) sono aumentati di 5.215 milioni di euro, pari al 31,1%, a seguito essenzial-

mente dell'incremento delle vendite di gas e dell'incremento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi per le vendite "oil linked".

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (23.364 milioni di euro) sono aumentati di 5.170 milioni di euro, pari al 28,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi; (ii) della nuova modalità di approvvigionamento greggi di Eni Deutschland GmbH, in precedenza approvvigionata da Eni Trading & Shipping SpA, ora gestita dalla Divisione Refining & Marketing. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei volumi di vendita dei prodotti e dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Utile operativo

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
767	Divisione Exploration & Production	818	1.579	761	93,0
1.028	Divisione Gas & Power	222	(1.000)	(1.228)	
74	Divisione Refining & Marketing	(35)	(355)	(320)	
(496)	Corporate	(544)	(465)	79	14,5
(70)	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	(24)	(53)	(29)	
1.303	Utile (perdita) operativa	437	(294)	(731)	
(530)	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	(684)	(930)		
773	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(247)	(1.224)	(977)	

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Divisione Exploration & Production

L'utile operativo della Divisione Exploration & Production (1.579 milioni di euro) è aumentato di 761 milioni di euro, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (34,2%) e del gas naturale (27,9%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti; (iii) della diminuzione degli ammor-

tamenti e svalutazioni; (iv) dell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi alle consociate; (v) della diminuzione del costo lavoro. Tali aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei costi di esercizio; (ii) dall'aumento degli oneri realizzati su strumenti finanziari derivati su commodity, dovuti ai regolamenti nell'anno.

78195/304

Divisione Gas & Power

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
1.028	Utile (perdita) operativa	222	(1.000)	(1.222)	..
226	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(95)	(144)		
1.254	Utile (perdita) operativa a valori correnti	127	(1.144)	(1.271)	..
	di cui oneri (proventi) non ricorrenti	(270)			

La perdita operativa a valori correnti della Divisione Gas & Power (1.144 milioni di euro) è dovuta essenzialmente: (i) allo scenario energetico economico sfavorevole; (ii) alla pressione competitiva che ha compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai

benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio della rilevazione contabile dei benefici all'anno successivo.

Divisione Refining & Marketing

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
74	Utile (perdita) operativa	(35)	(355)	(320)	..
(906)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(610)	(852)		
(832)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(645)	(1.207)	(562)	..

La perdita operativa a valori correnti della Divisione Refining & Marketing (1.207 milioni di euro) è aumentata di 562 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle svalutazioni di impianti di raffinazione; (ii) del peggioramento dello scenario di raffinazione; (iii) dei costi per le fermate su impianti di raffinazione; (iv) del peggioramento del risultato del business extrarete, in particolare relativi ai settori GPL e lubrificanti. Tali effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dalle migliori performance legate a iniziative di efficienza e ottimizzazione dei cicli di raffinazione; (ii) dai minori accantonamenti netti per oneri ambientali; (iii) dai minori costi per compenso

di lavorazione della raffineria di Gela, che nel 2010 hanno risentito degli accantonamenti ambientali rilevati dalla Società.

Corporate

La perdita operativa di Corporate (465 milioni di euro) è diminuita di 79 milioni di euro, pari al 14,5%, essenzialmente a seguito: (i) dei minori accantonamenti netti per oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA; (ii) dei minori oneri di incentivazione all'esodo e mobilità lunga.

Imposte sul reddito

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
	Imposte correnti			
(507)	IRES	(70)	(84)	(14)
(110)	IRAP	(54)	(49)	5
(238)	Addizionale Legge n. 133/08	(240)	(170)	70
(855)		(364)	(303)	61
47	Imposta sostitutiva Legge n. 133/08	1		(1)
104	Imposte differite	22	19	(3)
54	Imposte anticipate	262	258	(4)
158		284	277	(7)
(650)		(79)	(26)	53

Le imposte sul reddito di 26 milioni di euro diminuiscono di 53 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del minor risultato operativo (179 milioni di euro) che tiene conto della circostanza che nell'esercizio 2010 il risultato operativo ha beneficiato dell'utilizzo per esuberanza di un fondo a fronte di contestazioni per abuso di posizione dominante a fronte del quale non erano state stanziare imposte differite attive; (ii) del minor importo dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009

di competenza dell'esercizio (80 milioni di euro); (iii) del minor risultato della gestione finanziaria netta (56 milioni di euro); (iv) del risparmio in termini di minor IRES per effetto dell'agevolazione introdotta dall'art. 1, Decreto Legge n. 201/2011 (29 milioni di euro); (v) dell'adeguamento della fiscalità anticipata e differita per tener conto dell'incremento di quattro punti percentuali dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112 disposto dal De-

78195 : 1305

creto Legge 13 agosto 2011, n. 138 (20 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dal minor provento conseguente alla contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (290 milioni di euro).

Il rigiro di imposte differite di 19 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) alla quota di ammortamento dei cespiti relativa alla capitalizzazione del fondo di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari (14 milioni di euro); (ii) all'incasso di interessi di mora attivi la cui tassazione era stata rinviata da precedenti esercizi al netto dello stanziamento degli interessi di mora di competenza dell'esercizio (10 milioni di euro).

Lo stanziamento di imposte anticipate di 258 milioni di euro è essenzialmente dovuto: (i) allo stanziamento di imposte anticipate relative agli ammortamenti effettuati in eccesso rispetto ai limiti di deducibilità fiscale e alle svalutazioni di cespiti al netto dei relativi rigiri (175 milioni di euro); (ii) all'adeguamento delle imposte dif-

ferite dovuto all'incremento di aliquota disposto dal Decreto Legge 13 agosto 2011, n. 138 (28 milioni di euro); (iii) allo stanziamento di imposte anticipate relative alle differenze passive di cambio non realizzate al netto dei relativi rigiri (22 milioni di euro); (iv) alla rettifica dello stanziamento di imposte anticipate effettuato nel precedente esercizio (13 milioni di euro).

La differenza tra il tax rate effettivo (0,60%) e teorico (38,70%), pari al 38,10%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 48,18%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tale effetto è essenzialmente compensato: (i) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 4,00%); (ii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (5,68%) e da altri fenomeni di minore importo.

Stato patrimoniale riclassificato¹

	(milioni di euro)	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		6.161	6.402	241
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.957	2.441	484
Attività immateriali		994	1.037	43
Partecipazioni		31.924	31.772	(152)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		12.284	12.226	(58)
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(143)	(342)	(199)
		53.177	53.536	359
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		1.906	2.324	418
Crediti commerciali		8.249	10.924	2.675
Debiti commerciali		(5.092)	(2.607)	(2.485)
Debiti tributari e fondo imposte netto		1.537	1.715	179
Fondi per rischi e oneri		(3.574)	(2.776)	798
Altre attività (passività) d'esercizio		(1.477)	(630)	(847)
		1.549	3.951	2.402
Fondi per benefici ai dipendenti		(306)	(285)	21
Attività destinate alla vendita		6		(6)
CAPITALE INVESTITO NETTO		54.426	57.202	2.776
Patrimonio netto		34.724	35.255	531
Indebitamento finanziario netto		19.702	21.947	2.245
COPERTURE		54.426	57.202	2.776

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (53.536 milioni di euro) è aumentato di 359 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto

dell'incremento delle scorte d'obbligo (484 milioni di euro) essenzialmente determinato dall'effetto dell'incremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi nella valutazione al costo medio ponderato; dell'aumento degli immobili, impianti e macchinari (241 milioni di euro) essenzialmente per maggiori investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) da una diminuzione del valore delle partecipazioni (152 milioni di euro); (ii) da un incremento dei de-

⁽¹⁾ Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

78195/306

biti netti relativi all'attività di investimento (199 milioni di euro) relativo essenzialmente alla riduzione del credito per attività di disinvestimento verso Snam Rete Gas SpA in relazione a partite connesse alla cessione dell'Italgas e della Stogit.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (3.951 milioni di euro) è aumentato di 2.402 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dell'utilizzo del fondo copertura perdita di imprese partecipate di 805 milioni di euro relativo alla Syndial SpA; (ii) dell'aumento dei "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay" (clausola di take-or-pay all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzato come credito in natura sulla base delle formule di prezzo previste contrattualmente e allineato al valore

netto di realizzo in parte compensato dagli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per effetto della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti attivi di lungo termine (circa 612 milioni di euro); (iii) dell'incremento del fair value attivo netto degli strumenti finanziari derivati (494 milioni di euro); (iv) dell'aumento delle rimanenze di 418 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi; (v) dell'incremento di 160 milioni di euro del saldo crediti/debiti commerciali in funzione dell'incremento dei prezzi.

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** si riducono di 6 milioni di euro per effetto della cessione in particolare di depositi avio della Divisione Refining & Marketing.

Patrimonio netto

[milioni di euro]	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2010	34.724
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	4.213
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	13
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	3
Operazioni straordinarie under common control	3
Costo di competenza delle stock option assegnate	1
	4.233
<i>Decremento per:</i>	
Disistribuzione saldo dividendo 2010	(1.811)
Acconto sul dividendo 2011	(1.884)
Diritti decaduti stock option	(7)
	(3.702)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2011	35.255

Indebitamento finanziario netto

[milioni di euro]	31 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.725	28.914	4.189
Debiti finanziari a breve termine	6.387	7.898	1.511
Debiti finanziari a lungo termine	18.338	21.016	2.678
Disponibilità liquide ed equivalenti	(427)	(354)	73
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.596)	(6.613)	(2.017)
Indebitamento finanziario netto	19.702	21.947	2.245

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 2.245 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (1.588 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione (1.811 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione (1.884 milioni di euro); (iv) agli investimenti relativi a immobilizzazioni materiali

e immateriali (1.477 milioni di euro). Tali fattori sono stati in parte compensati dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (4.482 milioni di euro). Il flusso di cassa netto dell'attività di esercizio ha beneficiato del maggior volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (371 milioni di euro) ed è stato in parte penalizzato dal pagamento di debiti verso fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti (177 milioni di euro).

78.195/307

Rendiconto finanziario riclassificato²

	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
Utile netto		6.179	4.213	(1.966)
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		2.894	2.232	(662)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(194)	(53)	141
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(2.390)	(5.322)	2.068
Variazione del capitale di esercizio		(2.721)	(993)	1.728
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.085	4.405	(2.680)
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.853	4.482	(1.371)
Investimenti tecnici		(1.220)	(1.477)	(257)
Investimenti in partecipazioni		(2.987)	(1.588)	1.399
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda		(1.447)	97	1.544
Dismissioni		136	68	(68)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(185)	158	343
Free cash flow		150	1.740	1.590
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		556	(2.012)	(2.568)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		2.920	3.891	971
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.622)	(3.692)	(70)
Differenze cambio sulle disponibilità		(5)		5
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(1)	(73)	(72)
Free cash flow		150	1.740	1.590
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.622)	(3.692)	(70)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(202)	(290)	(88)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(3.674)	(2.242)	(1.432)

Investimenti tecnici

	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Divisione Exploration & Production		601	623	22	3,7
di cui ricerca esplorativa		55	60	5	9,1
Divisione Gas & Power		33	40	7	21,2
Divisione Refining & Marketing		533	747	214	40,2
Corporate		53	67	14	26,4
Investimenti tecnici		1.220	1.477	257	21,1

(2) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

78195/308

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)	31 dicembre 2010			31 dicembre 2011	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.161		6.402
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.957		2.441
Attività immateriali			994		1.037
Partecipazioni			31.924		31.772
Attività destinate alla vendita			6		
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			12.284		12.226
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 7)	1.494		1.814	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	10.790		10.412	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			[143]		(342)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 18)	217		52	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(360)		(394)	
Totale capitale immobilizzato			53.183		53.536
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.906		2.324
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		8.249		10.924
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(5.092)		(2.607)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.537		1.716
- passività per imposte sul reddito correnti		(75)			
- passività per altre imposte correnti		(1.086)		(1.213)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		244		316	
- attività per altre imposte correnti		224		413	
- attività per imposte anticipate		2.046		2.315	
- altre attività non correnti		64		67	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	190		97	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 22)	(70)		(279)	
Fondi per rischi e oneri			(3.574)		(2.776)
Altre attività (passività), composte da:			(1.477)		(630)
- altri crediti	(vedi nota 7)	287		392	
- altre attività (correnti)		706		1.396	
- altre attività non correnti	(vedi nota 18)	1.903		2.880	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(1.059)		(1.564)	
- altre passività (correnti)		(980)		(1.321)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 29)	(2.334)		(2.413)	
Totale capitale di esercizio netto			1.549		3.951
Fondi per benefici ai dipendenti			(306)		(285)
CAPITALE INVESTITO NETTO			54.426		57.202
Patrimonio netto			34.724		35.255
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		18.338		21.016	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		558		2.024	
- passività finanziarie a breve termine		5.829		5.874	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		427		354	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	4.591		6.613	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)	5			
Totale indebitamento finanziario netto			19.702		21.947
COPERTURE			54.426		57.202

2019/2019

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)

	2010	2011
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:		
Ammortamenti e altri componenti non monetari		
- ammortamenti	827	803
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	96	474
- effetto valutazione partecipazioni valutate al costo	1.992	930
- altre variazioni	(21)	46
- variazione fondo per benefici ai dipendenti		(21)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		
Dividendi, interessi e imposte		
- dividendi	(7.783)	(5.688)
- interessi attivi	(290)	(431)
- interessi passivi	604	771
- imposte sul reddito	79	26
Variazione del capitale di esercizio		
- rimanenze	(956)	(902)
- crediti commerciali	(1.246)	(2.665)
- debiti commerciali	723	2.470
- fondi per rischi e oneri	(157)	(12)
- altre attività e passività	(1.085)	116
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		
- dividendi incassati	7.782	5.688
- interessi incassati	321	369
- interessi pagati	(596)	(747)
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta acquistati	(422)	(905)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.853	4.482
Investimenti tecnici		
- attività materiali	(1.059)	(1.304)
- attività immateriali	(161)	(73)
Investimenti in partecipazioni		
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		
- crediti finanziari strumentali	(1.433)	(1.588)
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(14)	120
Dismissioni		
- attività materiali	29	17
- attività immateriali		
- partecipazioni	107	51
Altre variazioni relative all'attività di investimento		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(185)	158
Free cash flow	150	1.740
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	556	(2.012)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	252	3.862
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	2.668	29
Flusso di cassa del capitale proprio:		
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)	(3.695)
- cessione di azioni proprie		3
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	
Flusso di cassa netto del periodo	(1)	(73)

78 195 (310)

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas e gli altri rischi di settore; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011, sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi

di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudente nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di Asset Backed Trading originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della

conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione

78195/312

delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX [future] e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni

delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2011 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(milioni di euro)	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	2,82	1,09	1,55	1,60	5,34	1,07	2,65	2,92
Tasso di cambio	0,99	0,13	0,50	0,51	0,85	0,15	0,44	0,34

[a] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse comprendono anche la nuova Struttura di Finanza Operativa Eni Finance USA Inc., a partire da febbraio 2010.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(milioni di dollari)	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ^(a)	46,08	4,40	23,53	10,49	56,92	11,64	32,90	11,64
Area Gas & Power ^(b)	101,62	40,06	61,76	43,30	100,04	31,58	57,54	66,08

[a] L'area oil, prodotti, consiste nel sistema Eni Trading & Shipping, in Polimeri Europa e nella Divisione Refining & Marketing, incluse le sue consociate estere.

[b] Comprende la Divisione Gas & Power e le sue consociate estere.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle princi-

pali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi [funding liquidity risk] o di liquidare attività sul mercato [asset liquidity risk]. La conseguenza è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni

781951313

è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. Nel febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo di euro. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le

obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.897 milioni di euro, di cui 2.551 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 3.201 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,5 miliardi di euro già collocati al 31 dicembre 2011. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A2 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook negativo.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Anni successivi	
Passività finanziarie a lungo termine	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	24.875
Passività finanziarie a breve termine	4.459						4.459
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	2.417
	7.883	3.313	5.150	3.023	2.892	9.490	31.751
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.965	4.890
Garanzie finanziarie	576						576

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2012	2013-2016	Anni successivi	
Debiti commerciali	13.436			13.436
Altri debiti e anticipi	9.476	32	38	9.546
	22.912	32	38	22.982

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli am-

montari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attuati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

78195 (314)

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	2012	2013	2014	2015	2016	Anni successivi	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili ^[1]	839	534	440	250	161	255	2.479
Costi di abbandono e ripristino siti ^[2]	98	179	305	95	165	13.287	14.129
Costi relativi a fondi ambientali ^[3]	269	306	251	221	81	798	1.926
Impegni di acquisto ^[4]	21.401	21.034	20.943	20.131	17.743	191.118	292.370
- Gas							
Take-or-pay	19.972	19.688	19.656	18.932	16.587	182.112	276.947
Ship-or-pay	1.034	988	919	898	847	5.816	10.502
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	170	165	176	172	161	1.079	1.923
- Altri impegni di acquisto ^[5]	225	193	192	129	148	2.111	2.998
Altri impegni	4	4	4	3	3	124	142
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	3	3	124	142
	22.611	22.057	21.943	20.700	18.153	205.582	311.046

[1] I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte a Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

[2] Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

[3] I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (1.109 milioni di euro).

[4] Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

[5] Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.750 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di 59,6 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del mana-

gement e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono gli impegni per i progetti di investimenti ambientali presentati nella proposta di transazione con il MATTM (600 milioni di euro).

Impegni per investimenti

(milioni di euro)	2012	Anni di scadenza				2016 e anni successivi	Totale
		2013	2014	2015	2016		
Impegni per major projects	6.103	6.275	5.013	3.309	12.286		32.986
Impegni per altri investimenti	7.411	5.446	3.498	2.709	3.073		22.137
	13.514	11.721	8.511	6.018	15.359		55.123

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono avere un grado minore di stabilità politica, sociale ed economica.

Al 31 dicembre 2011 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2011 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approv-

vigionamento di gas come testimoniano i recenti avvenimenti in Africa Settentrionale, dove Eni è stata costretta allo shut-down temporaneo della quasi totalità delle produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di importazione GreenStream [v. paragrafo successivo]. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile,

tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale. Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente hanno attraversato nel corso del 2011 una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2011.

Lo scenario geopolitico ha avuto un'evoluzione imprevedibile in Libia, dove la crisi è sfociata in una Rivoluzione interna. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. A causa del conflitto interno, la maggior parte delle attività produttive Eni nel Paese e le esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese per un periodo di circa 8 mesi, con la sola eccezione di alcune produzioni destinate ad alimentare le centrali di energia elettrica del Paese per finalità umanitarie. Nell'aprile 2011 Eni ha dichiarato alla controparte libica l'impossibilità di adempiere ai contratti petroliferi a causa degli eventi di forza maggiore [revocata il 20 dicembre 2011]. Il blocco temporaneo delle attività in Libia ha avuto un impatto rilevante sui risultati operativi e finanziari della Divisione Exploration & Production per il 2011. Il management stima che la forza maggiore ha causato la perdita di circa 200 mila boe/giorno. Questo fattore negativo è stato mitigato dallo sforzo straordinario attuato da Eni nell'ultima parte dell'anno per riavviare in tempi record le installazioni produttive e le esportazioni di gas facendo leva sulla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC, in un quadro di progressiva normalizzazione del clima politico e sociale interno. In questo momento il livello produttivo Eni nel Paese è di circa 240 mila boe/giorno; per il 2012 il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau ante crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre, rispetto ai 110 mila boe/giorno del 2011 e i 273 mila boe/giorno del 2010.

La mancata disponibilità del gas libico esportato in Italia attraverso il gasdotto GreenStream ha avuto notevoli ripercussioni anche sui risultati economici della Divisione Gas & Power a causa del peggiorato mix di approvvigionamento e delle minori vendite agli shipper.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della

normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/11 che modifica ulteriormente il D.Lgs. 231/01, estendendo la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Per la tutela dell'ambiente, le norme prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici ad essi correlati, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici costituiscono un requisito imprescindibile per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici si è sempre più evoluta e integrata negli ultimi anni con l'emissione del Regolamento (CE) n. 1907/2006 conosciuto come REACH (Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e del Regolamento CE n. 1272/2008 conosciuto come CLP (Classification Labeling and Packaging). Tali regolamenti, le cui ultime scadenze per l'applicazione sono fissate al 2018, hanno introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni ed in particolare nel rapporto con le attività produttive, con i clienti, i fornitori ed i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo che penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione. Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi l'efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa. In caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro, Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un elevato rischio HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali (emanate ad aprile 2011) e declinate nella nuova Management System Guideline HSE (MSG). Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La nuova MSG è uno strumento unico e condiviso che descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi, al controllo della gestione HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo.

Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Progressivamente Eni sta andando a copertura di tutti i

78195/316

siti operativi con l'acquisizione delle certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001. È previsto il completamento del piano di certificazione OHSAS 18001 per i siti a significativo rischio HSE entro il 2013. Il sistema di controllo dei rischi HSE è basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la nuova MSG, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- verifiche di acquisizione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit specifici per tematiche mirate (es. audit a seguito di segnalazioni, eventi, infortuni o incidenti).

L'attività di codificazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

I grandi incidenti industriali avvenuti negli ultimi anni hanno indotto Eni a dare maggiore enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni da attivare per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta le Divisioni e Società coinvolte nell'emergenza, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente, sia onshore che offshore. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento.

In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: 1 miliardo di dollari per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; 500 milioni di dollari nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso nel 2010 nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri paesi

hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi.

Negli USA, il sistema di regolamentazione e controllo per le operazioni nel Golfo del Messico è stato reso più rigoroso. Tali eventi hanno avuto come conseguenza un allungamento dei tempi per l'ottenimento dei permessi necessari a svolgere qualsiasi operazione nel Golfo. Eni nel corso del 2011 non ha tuttavia subito impatti significativi sui costi e sulla produzione dell'anno. Dopo la revoca della moratoria imposta dal governo USA nel corso del 2010, nei primi mesi del 2011 sono riprese le operazioni autorizzate e temporaneamente sospese e le attività pianificate per il 2011 sono state completate nei tempi previsti.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 29 giugno 2010 n. 128 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. n. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Il 25 marzo 2012 si è verificata una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso una piattaforma produttiva del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Eni ritiene che tale compagnia abbia avviato tutte le misure necessarie per gestire l'incidente. Eni continua a monitorare la situazione per valutare possibili passività che potrebbero derivare dall'accaduto.

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive a breve/medio termine del settore gas in Europa e in Italia sono sfavorevoli a causa delle incertezze che gravano sulla ripresa della domanda e dell'elevata pressione competitiva alimentata dal perdurare dell'eccesso d'offerta. Nel 2011 la domanda gas in Europa si è contratta del 10% (-6% in Italia) per effetto della recessione economica, dell'espansione delle fonti rinnovabili, della maggiore competitività del carbone nella produzione termoelettrica e di un inverno climaticamente mite. Il calo della domanda, l'oversupply e la crescente liquidità presso gli hub continentali sono i principali driver che spiegano il ridimensionamento considerevole degli economics del settore.

Le ridotte opportunità di vendita hanno spinto gli operatori, in particolare quelli esposti ai contratti di approvvigionamento con clausola di tipo take-or-pay, a competere in maniera aggressiva sul pricing. I grandi clienti hanno adottato politiche di acquisto opportunistiche volte a trarre vantaggio dalle disponibilità di gas spot. Tali driver hanno determinato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione del gas a causa del fenomeno di "decoupling" tra l'andamento rialzista del costo dell'approvvigionamento indicizzato al prezzo del petrolio e dei suoi derivati nelle formule dei contratti di approvvigionamento long-term, e la debole dinamica dei

778195/317

prezzi di vendita spot presso gli hub continentali, divenuti il riferimento prevalente nelle contrattazioni bilaterali di fornitura.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il permanere dell'oversupply e la forte pressione competitiva costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. Fattore di rischio successivo). Le prospettive di breve termine appaiono particolarmente sfavorevoli in Italia a causa della fragilità del quadro congiunturale, dei rischi di spiazzamento del gas nella produzione termoelettrica da parte delle fonti rinnovabili e del carbone che beneficia della riduzione dei costi dei permessi di emissione, nonché degli impatti delle recenti misure di liberalizzazione varate dal Governo italiano con aspettative di interventi sulle condizioni economiche di fornitura al settore residenziale (v. paragrafo sui rischi connessi alla regolamentazione). Inoltre il management prevede che il livello dei prezzi ai grandi clienti in Italia tenderà a convergere in maniera sempre più accentuata verso il livello dei prezzi agli hub continentali. Tali driver eserciteranno una forte pressione sui margini unitari. Per preservare la redditività del business gas nell'attuale fase depressa del settore, il management Eni è impegnato nella rinegoziazione con i fornitori dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, in particolare le condizioni di pricing e la flessibilità, in forza del diritto contrattuale di ristabilire l'equilibrio economico tra le parti venuto meno a causa delle mutate condizioni del mercato, dal secondo semestre 2009. Nel corso del 2011 il management ha finalizzato importanti rinegoziazioni come quella con Sonatrach, ottenendo un beneficio economico e una maggiore flessibilità operativa a vantaggio dei programmi commerciali di Eni. Nel marzo 2012 è stata definita quella con Gazprom i cui benefici economici sono retroattivi dall'inizio del 2011. Altre rinegoziazioni sono tuttora in corso.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 12 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, etc.). I contratti prevedono clausole di take-or-pay. Tali clausole stabiliscono che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% - 100%) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente

pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale di complemento a 100 della media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di contenuta dinamicità della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Dall'inizio della crisi del gas alla data di bilancio del 2011, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di 2,22 miliardi di euro e sostenuto esborsi di 1,76 miliardi di euro a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori alle AMQ. Considerata la fase corrente di debolezza della domanda gas e i piani aziendali di moderata crescita delle vendite nel piano quadriennale 2012-2015, e tenuto anche conto del beneficio di riduzioni temporanee delle AMQ associato alle rinegoziazioni di alcuni contratti take-or-pay, il management prevede che nei prossimi due-tre anni i ritiri Eni del piano quadriennale 2012-2015 saranno nel complesso inferiori agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti con conseguente attivazione della clausola take-or-pay. Allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, con il graduale riassorbimento nel lungo termine degli squilibri correnti, delle proiezioni interne di vendite e di margini unitari per il prossimo quadriennio e oltre, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è in corso e prevede di incorrere nel prossimo quadriennio nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati nel lungo termine nel rispetto dei termini contrattuali e con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi all'evoluzione di lungo termine dello scenario domanda-offerta gas

Eni prevede che la situazione corrente di oversupply nel mercato europeo del gas tenderà a essere gradualmente riassorbita nel medio/lungo termine con il conseguente "recoupling" tra costo oil-linked dell'approvvigionamento e prezzi agli hub grazie ai trend consolidati di espansione della domanda mondiale di gas. Questi sono costituiti dal crescente fabbisogno proveniente dalla Cina e dalle economie emergenti di Asia e America Latina alimentato dai robusti tassi di crescita, dalla domanda giapponese in sostituzione dell'energia nucleare, dal graduale recupero del ciclo economico atteso in Europa, dallo sviluppo sociale e demografico e dalla maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto ad altre fonti fossili nella produzione di energia elettrica. Anche il mutamento in atto nelle politiche energetiche degli Stati membri dell'Unione Europea in risposta all'incidente nucleare di Fukushima potrebbe rappresentare uno stimolo importante alla ripresa del consumo di gas. Inoltre, alcune proposte di politiche fiscali in ambito europeo e

78195/318

nei singoli Stati membri potrebbero influenzare la composizione del mix energetico introducendo disincentivi e penalizzazioni nell'uso delle fonti più inquinanti e meno efficienti. Esempi in tal senso sono la nuova proposta di direttiva comunitaria per una "carbon tax" nei settori non coperti dal meccanismo ETS, o il Regno Unito dove si prevedono meccanismi fiscali che stabilizzino, fissandone di fatto un floor, il prezzo della CO₂. Con particolare riferimento all'Europa, l'evoluzione di lungo termine della domanda gas sarà influenzata dalle modifiche del bilancio energetico dei Paesi dell'Unione considerato l'impegno degli Stati membri al raggiungimento degli obiettivi del "Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20" che prevedono (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili pari almeno al 20%.

Gli obiettivi di decarbonizzazione della "Energy Roadmap 2050" consistono invece in una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2050 dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990.

L'offerta di gas nel mercato europeo è prevista rimanere abbondante nel breve/medio termine. Il flusso di gas verso il continente sarà assicurato in maniera predominante dalle importazioni via pipeline e GNL, alimentato dai massicci investimenti d'incremento della capacità dei gasdotti d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e dall'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente grazie alla finalizzazione di numerosi progetti upstream nel triennio 2008-2010 con oltre 65 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione, e dalla contemporanea ridotta capacità di assorbimento del mercato USA per effetto della crescita della produzione interna di gas da accumuli non convenzionali e dello sviluppo delle tecnologie di estrazione. Nuove infrastrutture sono previste in avvio nei prossimi anni in diversi punti di accesso europei, con una capacità a regime di circa 50-60 miliardi di metri cubi [in particolare, il collegamento Algeria - Penisola Iberica realizzato con il gasdotto Medgaz, il Nord Stream dalla Russia alla Germania attraverso il Mar Baltico e altri terminali di ricezione GNL, tra cui un nuovo impianto nei Paesi Bassi con 12 miliardi di capacità di ricezione], ulteriori 27 miliardi di metri cubi con la seconda linea del Nord Stream e diversi progetti di incremento della capacità di stoccaggio. In Italia sono previsti nel medio termine incrementi di capacità dovuti alla probabile entrata in esercizio di un nuovo terminale di ricezione del GNL a Livorno con 4 miliardi di metri cubi di capacità a regime e agli effetti del D.Lgs. n. 130/2010 [cd. Decreto Stoccaggi - v. paragrafo seguente] che renderà disponibili circa 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio entro il 2015; a questi si aggiungerà il ripristino delle forniture di gas libico attraverso il gasdotto GreenStream. Sono previsti importanti investimenti in contro flusso su tutta la rete di gasdotti europei che favoriranno gli interscambi tra i Paesi e la maggiore apertura dei mercati. Nel lungo termine l'offerta di gas in Europa risentirà del declino atteso delle produzioni mature interne e degli effetti del possibile slittamento di nuovi progetti di sviluppo di riserve gas worldwide, con un rallentamento nell'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazione che favorirà il riequilibrio del mercato mondiale del GNL.

Il management prevede che i trend descritti favoriranno il recupero di redditività del settore europeo del gas nel medio/lungo termine.

I possibili rischi di tali previsioni sono la difficoltà nella stima degli impatti di lungo termine della crisi economica sulla domanda europea di gas, il grado di efficacia delle politiche degli Stati membri dell'Unione Europea nel conseguire gli obiettivi di riduzione dell'intensità energetica e di cambiamento del mix termoelettrico (rinnovabili vs. combustibili fossili), nonché il bilanciamento delle disponibilità mondiali di GNL.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

La normativa del settore del gas in Italia stabilisce, tra le varie cose, le regole di accesso alle infrastrutture, i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione, e i requisiti di separazione funzionale dei gestori di tali infrastrutture gas. Sono inoltre oggetto di approvazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) i Codici che regolano il funzionamento e la gestione delle citate infrastrutture. L'AEEG, in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge anche funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela.

Il recente Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, (cd. "Decreto Liberalizzazioni"), come descritto meglio nei paragrafi successivi, infine, interviene su vari aspetti del settore gas e avvia la procedura di separazione proprietaria dell'impresa principale di trasporto, leggi Snam, da Eni.

Dal 2011, in sostituzione dei cd. "tetti antitrust" definiti nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che hanno cessato l'applicazione nel 2010, con il Decreto Stoccaggi è stato introdotto un vincolo sulla quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. In particolare la quota massima di mercato all'ingrosso che ciascun operatore può detenere è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni, attraverso Stogit, ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica. Inoltre, il Decreto Stoccaggi prevede che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti siano riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito.

A decorrere da aprile 2012, concluso il periodo biennale in cui hanno trovato applicazione le cd. "misure transitorie finanziarie", i soggetti investitori industriali possono richiedere di avvalersi delle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio.

Tali misure consentono ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale (PSV) ai cd. "stoccatori virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedu-

78195/319

ra aperta), per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate - inverno. I soggetti investitori hanno l'obbligo di offrire tale gas al PSV.

Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipo dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e AEEG.

Eni ritiene che tale disposizione avrà l'effetto di incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

Le decisioni dell'AEEG in tema di fissazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. L'AEEG ha istituito un meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas attraverso l'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi e ha introdotto una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case di cura e altri). I più recenti provvedimenti con i quali l'AEEG ha rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati sono state la Delibera ARG/gas 89/10 - che per l'anno termico 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2011 ha introdotto un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5% - e la Delibera ARG/gas 77/11, che per l'anno termico 1° ottobre 2011 - 30 settembre 2012 ha rivisto il fattore fisso correttivo portando la riduzione al 6,5%. Questi provvedimenti penalizzano i risultati e il cash flow dell'attività gas di Eni per gli anni termici considerati, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio. Eni ritiene possibile il rischio in futuro di nuovi provvedimenti dell'AEEG in tema di condizioni economiche di fornitura ai clienti tutelati con impatti negativi sui risultati e il cash flow del business gas, in particolare in considerazione del Decreto Liberalizzazioni varato dal Governo italiano il 24 gennaio 2012 (DL n. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività"). Tale provvedimento, tra le numerose disposizioni, demanda all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'indicizzazione ai prezzi spot quotati negli hub continentali nel meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento a partire dal primo trimestre successivo all'entrata in vigore del suddetto Decreto Legge. In base a tali misure, il management prevede una riduzione dei prezzi di fornitura e del margine di commercializzazione nelle vendite ai clienti tutelati. Inoltre lo stesso Decreto, al fine di ridurre i costi di approvvigionamento di gas naturale per le imprese, riconosce loro un accesso diretto alla capacità di stoccaggio che si libererebbe attraverso una ridefinizione delle modalità di calcolo degli obblighi di modulazione e rideterminando i volumi di stoccaggio strategico, in modo da consentire alle imprese di poter disporre di servizi integrati di trasporto, rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del Decreto Legge n. 112 del giugno 2008 che ha

introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% (cosiddetta Robin Tax), e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali dalla manovra finanziaria estiva per il triennio 2011-2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. La citata manovra estiva ha esteso l'ambito di applicazione della Robin Tax in particolare anche alle società esercenti attività di trasporto e distribuzione di gas naturale.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della Delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i "contratti take-or-pay" nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendone l'illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla Direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni, asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale; non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi, comunque, non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni. In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. In particolare:

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione sulla quale gli operatori sono obbligati a offrire una quota del gas importato sulla base di autorizzazioni all'importazione ottenute successivamente al 2007 e a cedere le aliquote del prodotto della coltivazione di gas naturale dovute allo Stato (queste ultime a un prezzo base d'asta definito dall'AEEG);
- l'AEEG con delibera ARG/gas 45/11 e s.m.i. ha stabilito l'avvio del mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale a decorrere dal 1° dicembre 2011: gli sbilanci di ciascun utente del sistema di trasporto sono quotidianamente sanati al prezzo che si forma sul mercato del bilanciamento presso il quale il Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas) si approvvigiona delle risorse necessarie per bilanciare il sistema. A decorrere dal 1° aprile 2012 è prevista un'evoluzione del meccanismo di funzionamento del mercato del bilanciamento: a partire da tale data è infatti previsto che vengano combinate le offerte in acquisto e vendita formulate dagli operatori tra esse compatibili, non funzionali al bilanciamento del sistema.

78195/320

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Separazione proprietaria di Snam

Il 24 gennaio 2012 è stato pubblicato il Decreto Legge n. 1 recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività (il cd. "Decreto Liberalizzazioni") che ha avviato il processo di separazione proprietaria di Snam da Eni.

Il provvedimento è stato convertito in legge a fine marzo 2012. È prevista l'emanazione entro maggio prossimo di un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri per la fissazione dei criteri, condizioni e modalità di uscita di Eni da Snam entro 18 mesi dall'entrata in vigore della legge di conversione. A tale DPCM compete altresì di determinare l'eventuale quota di partecipazione residua di Eni in Snam.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'offshore profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono tuttavia caratterizzate da rischi ineliminabili. La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, specificamente quelli del settore Exploration & Production, dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo di questi idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2011, il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 111,27 dollari/barile con un aumento del 40% rispetto al 2010 dovuto alla forte do-

manda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti e dai fattori geopolitici, in particolare gli effetti della crisi libica. Il prezzo in dollari del gas ha avuto una dinamica erratica, influenzata dai fattori specifici delle macroaree di consumo: è diminuito del 9% negli USA a causa della crescita delle produzioni non convenzionali, mentre i prezzi spot in Europa sono rimbalzati rispetto ai livelli depressi del 2010 (+38%).

La volatilità dei prezzi degli idrocarburi ha impatti diversi sui risultati dei business Eni e sui piani d'investimento della compagnia, tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio/gas che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

Per il quadriennio 2012-2015 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 85 dollari/barile (termini reali 2015), Eni prevede un programma d'investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un incremento del 12% rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto ai nuovi progetti upstream che contribuiranno alla crescita delle produzioni oltre l'orizzonte di piano (Mozambico, Mare di Barents e Nigeria).

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. In particolare, per l'anno 2011 sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni è diminuita di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA, con un impatto sui volumi dell'anno di circa 30 mila barili/giorno. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 85 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2012-2015 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare all'estero, sono indicizzati in misura crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente depressi a causa dell'eccesso di offerta. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima ai prezzi finali di vendita.

78195/321

Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali i prezzi finali si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine. Nel 2011, l'attività di raffinazione Eni ha sofferto rilevanti perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire nei prezzi finali dei prodotti penalizzati dalla domanda stagnante in un quadro economico recessivo, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre, l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indicizzate a quello. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali di debolezza dell'industria, elevati costi della carica e rallentamento della congiuntura con aspettative di contrazione della domanda di carburanti. Anche l'attività di distribuzione di carburanti rete ed extrarete è stata penalizzata dalla contrazione della domanda di carburanti e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività del business Refining & Marketing in sede di impairment review adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso con la rilevazione di svalutazioni di 645 milioni di euro riferite in massima parte a impianti e iniziative di raffinazione. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo. Il settore petrolchimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla

volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2011 il settore ha archiviato la perdita operativa adjusted di 276 milioni di euro, in evidente peggioramento rispetto al 2010 a causa della flessione del margine del cracker appesantito dall'elevato costo della carica petrolifera e dal crollo della domanda dovuto alla recessione economica nell'ultima parte dell'anno. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle deboli prospettive di ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico e del trend del costo della materia prima. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico, il management Eni ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta in un ciclo negativo, e produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi asset di dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem nel medio termine a garanzia della stabilità dei risultati.

78195/322

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dai segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati. I prezzi del petrolio resteranno sostenuti dalla robustezza della domanda proveniente dalla Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, in parte attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 90 \$/barile. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa debole, penalizzata dallo scarso dinamismo dell'attività produttiva e dalla competizione delle fonti rinnovabili, mentre l'offerta di gas rimane abbondante. In tale scenario la forte pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Il management prevede il permanere di una situazione depressa per il settore europeo della raffinazione. I margini sono attesi su livelli non remunerativi a causa dell'elevato costo della carica, della stagnazione della domanda di carburanti e dell'eccesso di capacità.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita del business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2011 (1,58 milioni di boe/giorno il consuntivo 2011) per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello di plateau ante crisi, con piena regolazione nella seconda metà del 2012. Escludendo tale significativo evento, la produzione è attesa su di un trend di crescita, sostenuta dall'attività di sviluppo in Italia e in Iraq e dagli importanti avvisi programmati nelle aree core di Algeria e offshore Angola e del progetto gas in joint venture in Siberia. Tali incrementi saranno parzialmente compensati dai declini delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In un quadro di contenuto dinamismo della domanda, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato in Italia e di consolidare e sviluppare il segmento retail; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target in Francia e Germania/Austria, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nel Far East. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione

di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-country, e l'eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;

- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste confermare i volumi ridotti del 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2011 (11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011). In un quadro di consumi deboli e nuove misure di liberalizzazione del mercato domestico, il management intende consolidare la quota di mercato Italia facendo leva su politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete e l'eccellenza del servizio. Nel resto d'Europa la crescita sarà selettiva con volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni:** le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (13,44 miliardi di euro l'ammontare degli investimenti tecnici e 0,36 miliardi di euro quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011). I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accertare il potenziale delle recenti scoperte (Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia), le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il potenziamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas, il completamento del Progetto EST nella raffinazione e potenziamenti selettivi nella petrolchimica. Il leverage a fine periodo è previsto sostanzialmente stabile rispetto al livello consuntivo nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 90 dollari/barile.

Altre informazioni

Aggiornamento proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

In merito all'istanza presentata il 26 gennaio 2011 al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 DL 208 del 2008, è in corso l'istruttoria, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS).

La proposta di transazione presentata da Eni riguarda nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società del Gruppo hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale. In particolare, con la proposta presentata, Eni e le controllate si impegnano a:

- eseguire investimenti a carattere ambientale pari a 600 milioni di euro che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica e ambientale dei propri impianti;
- realizzare progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- riconoscere al Ministero dell'Ambiente 450 milioni di euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- devolvere a titolo gratuito alle amministrazioni competenti aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale determinò nel bilancio 2010 uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro. Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Eni si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi costituito dall'insieme degli strumenti, strutture organizzative e normative aziendali volte a consentire la salvaguardia del patrimonio aziendale, l'efficienza e l'efficacia dei processi, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure aziendali. La struttura del sistema di controllo interno di Eni è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico e nel Codice di Autodisciplina, tenendo conto della normativa applicabile, del framework di riferimento

"CoSO Report"¹ e delle best practice nazionali e internazionali.

Le principali responsabilità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sono affidate a organi e organismi di Eni dotati di poteri, mezzi e strutture adeguati al perseguimento di obiettivi di eccellenza.

Il Consiglio di Amministrazione, in particolare, riveste un ruolo centrale nel sistema di controllo interno, avvalendosi del supporto propositivo e consultivo del Comitato per il Controllo Interno che, tra i propri compiti, ha anche quello di sovrintendere alle attività di Internal Audit. Al Direttore Internal Audit, che in Eni coincide con il Preposto al Controllo Interno, è affidato il compito di assicurare accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno e al funzionamento del sistema di controllo interno di Eni al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia e supportarne la valutazione da parte degli organi societari e delle strutture aziendali preposte. Il Consiglio valuta annualmente (da ultimo, nella riunione del 15 marzo 2012) la complessiva adeguatezza del sistema di controllo, esaminata la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e la Relazione del Comitato per il Controllo Interno che, a sua volta, tiene conto di quanto rappresentato dall'Organismo di Vigilanza nella sua Relazione e della valutazione del Preposto al controllo interno sull'idoneità del sistema stesso a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; mentre il Collegio Sindacale, oltre ai compiti di legge, svolge le funzioni di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense.

Il Consiglio di Amministrazione nomina inoltre il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DPC), al quale, secondo le prescrizioni di legge, è affidata la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria.

Eni è consapevole che un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi contribuisce a garantire una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi strategici, definiti dal Consiglio di Amministrazione. Eni sostiene un approccio alla gestione dei rischi preventivo e volto a orientare le scelte e le attività del management in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, regulatory/compliance, nonché alcuni rischi strategici e operativi, quali il rischio Paese nell'attività oil&gas e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. In tale contesto, in una logica evolutiva del sistema in essere, Eni ha deciso di sviluppare un nuovo modello di gestione integrata dei rischi, che, attraverso la diffusione di linguaggi e strumenti comuni, consenta una visione di sintesi dei principali rischi aziendali.

Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'eserci-

⁽¹⁾ Cfr. CoSO - Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission (1992), Internal Control Integrated Framework.

78195/324

zio dei poteri e promuove regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività. In particolare, il management di Eni, anche in funzione dei rischi gestiti, ha istituito specifiche attività di controllo e processi di monitoraggio idonei ad assicurare l'efficacia e l'efficienza nel tempo del sistema di controllo interno. Coerentemente, Eni è da tempo impegnata a favorire lo sviluppo e la diffusione a tutto il personale aziendale della sensibilità per le tematiche di controllo interno. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna, anche in applicazione di quanto previsto dal Sarbanes-Oxley Act, la ricezione – attraverso canali informativi facilmente accessibili – l'analisi e il trattamento delle segnalazioni da chiunque inviate o trasmesse anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (cd. whistleblowing)². Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica e aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.

Informazioni di maggior dettaglio sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, anche con riferimento alla sua architettura, strumenti e funzionamento, nonché sui ruoli, responsabilità e attività dei suoi principali attori sono contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, cui si rinvia³.

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari
Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP) è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio:

- (a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero
- (b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera (a), ovvero
- (c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero
- (d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze del settore finanziario, contabile o del controllo.

Compiti, poteri e mezzi del Dirigente Preposto

Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria e a tal fine predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili. Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-bis, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure. Il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, Chief Financial Officer (CFO) di Eni, il 30 luglio 2008, confermandolo il 19 maggio 2011 e ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno. Nella riunione del 10 marzo 2011 e, da ultimo, il 19 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, previo parere positivo del Comitato per il controllo interno, e ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

Principali caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità⁴ dell'informativa finanziaria medesima e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 dicembre 2010, ha adottato la Management System Guideline (MSG) "Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" che, nel recepire integralmente il contenuto della Linea Guida di riferimento emessa nel 2007, definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna e per la valutazione della sua efficacia. I contenuti della MSG sono stati definiti coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, nonché delle prescrizioni della legge statunitense Sarbanes-Oxley Act of 2002 (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotata al New York Stock Exchange (NYSE) e articolati sulla base del modello adottato nel CoSO Report. La MSG è applicabile a Eni SpA e alle imprese da essa controllate direttamente e indirettamente a norma dei principi contabili internazionali in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Tutte le imprese controllate, indipendentemente dalla loro rilevanza ai fini del sistema di controllo sull'informativa finanziaria Eni, adottano la MSG stessa quale riferimento per la progettazione

(2) Eni assicura la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede e sottopone gli esiti delle istruttorie al vertice aziendale e agli organi di controllo e di vigilanza preposti.

(3) La Relazione è pubblicata sul sito internet della società.

(4) Attendibilità (dell'informativa): l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

28.195/375

e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle loro dimensioni e alla complessità delle attività svolte. La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo sull'informativa finanziaria sono garantiti attraverso un processo strutturato che prevede le fasi di risk assessment, individuazione dei controlli a presidio dei rischi, valutazione dei controlli e relativi flussi informativi (reporting). Il risk assessment condotto secondo un approccio "top-down" è mirato a individuare le entità organizzative, le società, i processi e le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio. In particolare, l'individuazione delle entità organizzative che rientrano nell'ambito del sistema di controllo sull'informativa finanziaria è effettuata sia sulla base della contribuzione delle diverse entità a determinati valori del bilancio consolidato (totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, risultato prima delle imposte) sia in relazione a considerazioni circa l'esistenza di processi che presentano rischi specifici il cui verificarsi potrebbe compromettere l'affidabilità e l'accuratezza dell'informativa finanziaria (quali i rischi di frode)⁵. Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base a un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori a una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; processi di valutazione e stima; novità o cambiamenti significativi nelle condizioni di business). A fronte dei processi e delle attività rilevanti vengono identificati i rischi ossia gli eventi potenziali il cui verificarsi può compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo inerenti l'informativa finanziaria (ad esempio le asserzioni di bilancio). I rischi così identificati sono valutati in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente). In particolare, con riferimento ai rischi di frode⁶ in Eni è condotto un risk assessment dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalla predetta MSG. A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali, ovvero: i) la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e ii) la sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti integrato e compatibile con le esigenze operative. La struttura del sistema di controllo sull'informativa finanziaria prevede controlli a livello di entità che operano in maniera trasversale rispetto all'entità di riferimento (Gruppo/Divisione/singola società) e controlli a livello di processo. I controlli a livello di entità sono organizzati in una checklist definita, sulla base del modello adottato nel CoSO Report, secondo cinque componenti (ambiente di controllo, risk assessment, attività di controllo, informazione e comunicazione, monitoraggio). In particolare assumono rilevanza le attività di controllo relative alla definizione delle tempistiche per la redazione e diffusione dei risultati economico-finanziari ("circolare semestrale e di bilancio" e relativi calendari); l'esistenza di strutture

organizzative e di un corpo normativo adeguati per il raggiungimento degli obiettivi in materia di informativa finanziaria (tali controlli prevedono ad esempio attività di revisione e aggiornamento da parte di funzioni aziendali specializzate delle norme di Gruppo in materia di bilancio e del piano di contabilità di Gruppo); le attività di formazione in materia di principi contabili e sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; e infine le attività relative al sistema informativo per la gestione del processo di consolidamento (Mastro). I controlli a livello di processo si suddividono in: controlli specifici intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative; controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo sull'informativa finanziaria volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative (quali ad esempio la segregazione dei compiti incompatibili e i "General Computer Controls" che comprendono tutti i controlli a presidio del corretto funzionamento dei sistemi informatici). Le procedure aziendali, in particolare, individuano tra i controlli specifici i cosiddetti "controlli chiave", la cui assenza o mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli. I controlli, sia a livello di entità che di processo, sono oggetto di valutazione (monitoraggio) per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (ongoing monitoring activities), affidate al management responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (separate evaluations), affidate all'Internal Audit, che opera attraverso procedure di audit concordate secondo un piano comunicato dal CFO/DP, che definisce l'ambito e gli obiettivi di intervento. L'Internal Audit, inoltre, sulla base di un Piano di Audit approvato dal Consiglio di Amministrazione ed elaborato secondo una logica "top-down risk based", svolge interventi di audit integrato che includono in alcuni casi valutazioni anche sugli impatti di tipo finanziario. Gli esiti delle attività di audit e le risultanze del monitoraggio periodico effettuato dall'Internal Audit sull'implementazione delle azioni correttive definite dalla linea di valore di tali interventi di audit, sono tempestivamente comunicati al CFO/DP, oltre che al top management e agli organi di controllo e vigilanza, ai fini delle valutazioni di competenza.

Le attività di monitoraggio consentono l'individuazione di eventuali carenze del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che sono oggetto di valutazione in termini di probabilità e impatto sull'informativa finanziaria di Eni e in base alla loro rilevanza sono qualificate come "carenze", "significativi punti di debolezza" o "carenze rilevanti". Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un flusso informativo periodico (reporting) sullo stato del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che viene garantito dall'utilizzo di strumenti informatici volti ad assicurare la tracciabilità delle informazioni circa l'adeguatezza del disegno e l'operatività dei controlli. Sulla base di tale reporting, il CFO/DP redige una relazione sull'adeguatezza ed effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previo esame del Comitato per il controllo interno, in

[5] Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

[6] Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

78195(326)

occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e della relazione finanziaria semestrale, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense. L'attività del CFO/DP è supportata all'interno di Eni da diversi soggetti i cui compiti e responsabilità sono definiti dalla MSG precedentemente richiamata. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni dai responsabili operativi di business e i responsabili di funzione fino ai responsabili amministrativi e CEO. In tale contesto organizzativo assume particolare rilievo ai fini del sistema del controllo interno la figura del soggetto che esegue il monitoraggio di linea [cd. Risk owner] valutando il disegno e l'operatività dei controlli specifici e pervasivi e alimentando il flusso informativo di reporting sull'attività di monitoraggio e sulle eventuali carenze riscontrate ai fini di una tempestiva identificazione delle opportune azioni correttive.

Rapporti con le parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre Società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 42 al bilancio consolidato e 39 del bilancio di esercizio.

Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del codice civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli

interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali² è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2011 le azioni proprie in portafoglio, ciascuna del valore nominale di 1 euro, ammontano a numero 382.654.833, pari al 9,55% del capitale sociale, per un valore di libro complessivo di 6.753 milioni di euro. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie. Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2010 (n. 382.863.733 azioni) si registra una diminuzione di n. 208.900 azioni dovuta alla vendita di azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione assegnati nel 2003 e 2004 ai dirigenti Eni beneficiari del piano di incentivazione di lungo termine basato su stock option.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2011 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc e Eni Trading & Shipping Inc;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie: San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1; San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

(2) Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6054293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza".

F.to Giuseppe Recchi