

COLLANA DI STUDI LATINOAMERICANI
Economia e Società
Coordinamento: Ambasciatore Raffaele Campanella

America Latina e Caraibi: la sfida dell' energia

Con la collaborazione di
BCIE, BID, CEPAL, ENEL

Roma 2010

Introduzione

I numerosi e complessi problemi legati all'energia sono da sempre al centro dell'attenzione dei Governi e delle Organizzazioni internazionali per gli importanti riflessi che essi hanno sullo sviluppo economico, sull'equità sociale e sulla sostenibilità ambientale.

Essi pongono interrogativi sul futuro, suscitano riflessioni nelle sedi appropriate, stimolano l'adozione di politiche nazionali e di intese internazionali per un uso più razionale ed efficiente delle risorse disponibili, per la ricerca di nuove risorse rinnovabili e non rinnovabili, per la sicurezza degli approvvigionamenti.

Una Regione così vasta e articolata come l'America Latina ed i Caraibi non si sottrae a questi imperativi. Disponendo di enormi potenzialità energetiche, accertate e future, il subcontinente latinoamericano intende promuovere nei prossimi decenni una serie di ambiziose iniziative e di vasti progetti per svariate centinaia di miliardi di euro che possono risultare di grande interesse per il settore economico, finanziario ed imprenditoriale italiano, oltre che per le Autorità centrali e periferiche, per il mondo accademico e per gli Istituti di ricerca.

Abbiamo ritenuto che per questi ambienti nonché per gli altri ambiti che a vario titolo si interessano all'America Latina e ai Caraibi potesse risultare di particolare utilità il presente studio che la "Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi delle Nazioni Unite" (CEPAL) ha elaborato espressamente per la "Collana di Studi Latinoamericani" (Economia e Società) che l'IIIA ha avviato due anni fa.

Lo studio – integrato da contributi del BID, della BCIE e dell'ENEL – fornisce, con il supporto di numerosi grafici e tabelle, un panorama approfondito e particolareggiato della situazione attuale e delle incoraggianti prospettive future che il subcontinente latinoamericano presenta in campo energetico.

In particolare esso mette in luce le consistenti disponibilità attuali e future di energia della subregione, i processi storici che ne hanno caratterizzato l'evoluzione nel tempo, le politiche poste in atto dai vari paesi per lo sfruttamento delle proprie risorse ed i risultati raggiunti in materia di energie rinnovabili.

Il documento prende in esame altresì i tre assi (economico, sociale ed ambientale) su cui si è mossa e si muoverà nei prossimi decenni la situazione energetica nel subcontinente e gli obiettivi prioritari che figurano nell'agenda futura dell'area.

Come segnalano gli Autori, il subcontinente latinoamericano dovrà affrontare

nei prossimi anni una doppia sfida: diminuire il divario energetico e produttivo nei confronti dei paesi più sviluppati ed eliminare i divari interni sociali, produttivi e tecnologici fra i differenti strati socioeconomici, in particolare tra i gruppi più vulnerabili.

Si tratta di sfide rilevanti in cui i paesi dell'area sono impegnati da tempo ed alla cui soluzione l'Italia e l'Unione Europea possono dare un significativo contributo.

Paolo Bruni
Segretario Generale

CEPAL

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

**LE SFIDE DELLA POLITICA ENERGETICA IN AMERICA LATINA E NEI
CARAIBI: RIDURRE I DIVARI PRODUTTIVI E SOCIALI**

Coordinatore: Hugo Altomonte

Santiago, 30 giugno 2010

Il presente documento è stato elaborato dalla Divisione per le Risorse Naturali e le Infrastrutture (DRNI) della CEPAL, nell'ambito dell'Unità per le Risorse Naturali e le Infrastrutture.

Hugo Altomonte, Segretario della DRNI, è il responsabile ed il coordinatore del testo, nonché il redattore del primo capitolo, insieme a Jean Acquatella, Segretario per gli Affari Economici della DRNI.

Il secondo ed il terzo capitolo sono stati redatti rispettivamente dai consulenti Roberto Kozulj e Gerardo Rabinovich.

Il quarto capitolo è stato elaborato da Manlio Coviello, Capo dell'Unità per le Risorse Naturali e l'Energia della DRNI.

L'edizione e l'impaginazione sono state curate da René Salgado.

Introduzione	17
CAPITOLO I. PANORAMA DELL’OFFERTA, DEL CONSUMO E DEL PERCORSO ENERGETICO DELL’AMERICA LATINA E DEI CARAIBI.....	21
1.1 Le riserve energetiche	21
1.1.1 Idrocarburi	21
1.1.2 Altre fonti	21
1.2 Componenti dell’offerta e della produzione in America Latina e nei Caraibi	24
1.2.1 Produzione di energia primaria	24
1.2.2 Importazioni.....	26
1.2.3 Esportazioni	27
1.2.4 Esportazioni ed importazioni: la diversità dell’impatto dovuta all’eterogeneità sub-regionale dell’offerta di energia	28
1.3 Consumo Finale di Energia.....	29
1.3.1 In confronto al resto del mondo	29
1.3.2 Per settori.....	29
1.3.3 Il consumo totale per fonti.....	34
1.4 Traiettorie dell’intensità energetica in America Latina e nei Caraibi.....	35
1.4.1 L’intensità energetica in America Latina e nei Caraibi	35
1.4.2 Raffronto tra l’evoluzione dell’intensità energetica in America Latina e quella di altre regioni.....	38
1.4.3 Evoluzione del percorso energetico in America Latina e nei Caraibi (intensità energetica vs reddito pro capite)	41
1.5 Energia e Povertà	44
1.5.1 Relazione tra energia-povertà e cambiamenti climatici	45
1.5.2 Povertà, accesso ai servizi di base ed attrezzature: un approccio per l’individuazione delle necessità di base non soddisfatte	47
1.5.3 Proposta per interventi volti alla riduzione del divario nei consumi dei più poveri	48
1.5.4 Energia, povertà ed ambiente: i poveri non inquinano	49

CAPITOLO II. LO SVILUPPO IDROELETTRICO E NUCLEARE	53
2.1 Evoluzione storica ed incentivi per gli investimenti	53
2.2 Restrizioni ambientali e sociali: nuove barriere allo sviluppo del settore idroelettrico?	59
2.3 Prospettive di crescita e fattibilità del settore idroelettrico nella regione	69
2.4 Lo sviluppo in Brasile e in Argentina di fronte alle incertezze della regolamentazione	71
2.4.1 Il caso del Brasile	71
2.4.2 Il caso dell'Argentina	79
2.5 Lo sviluppo del settore nucleare	91
CAPITOLO III. LO SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI	97
3.1 L'industria petrolifera.....	97
3.1.1 Evoluzione delle riserve e produzione di petrolio in America Latina. Rapporto R/P come Indicatore di Abbondanza Relativa.....	97
3.1.2 Regolazione dell' <i>up-stream</i> , ruolo dello stato e delle imprese nazionali. La politica dei prezzi ed i meccanismi di investimento	107
3.1.3 Il caso PEMEX e l'industria petrolifera in Messico	107
3.1.4 "Petróleos de Venezuela" (PDVSA), maggior esportatore dell'America Latina e principale attore dell'industria petrolifera del Venezuela.....	112
3.1.5 Il Brasile potenza petrolifera emergente	118
3.1.6 L'attività petrolifera nel resto dei paesi della Regione è in declino o resta stabile.....	122
3.2. L'industria del gas naturale.....	128
3.2.1 Evoluzione delle riserve e della produzione di gas naturale in America Latina (rapporto R/P come indicatore di abbondanza relativa).....	128
3.2.2 Mercati consumatori di gas naturale: possibile evoluzione	137
3.2.3 Espansione delle infrastrutture per il trasporto di gas naturale e integrazione regionale	139
3.2.4 I prezzi del gas naturale: verso un nuovo equilibrio nei mercati dell'America Latina	150
3.3 Conclusioni: le lezioni apprese	153
CAPITOLO IV. I PROGRESSI DELLA REGIONE NELLE ENERGIE RINNOVABILI.....	157
4.1 Rinnovabilità versus sostenibilità delle fonti energetiche	159
4.1.1 Precedenti	159
4.1.2 Metodologia utilizzata nello studio	160
4.1.3 Il modello proposto.....	162
4.1.4 Categorie delle fonti di energia rinnovabile	163

4.2	Il contributo delle energie rinnovabili nell'offerta totale di energia in America Latina e nei Caraibi	164
4.2.1	America Latina ed i Caraibi	165
4.2.2	America Centrale	167
4.2.3	Messico	169
4.2.4	Caraibi 1	171
4.2.5	Caraibi 2	173
4.2.6	Comunità Andina	175
4.2.7	Mercosur ampliato	178
4.2.8	Brasile	179
4.3	Analisi comparata dell'indice di rinnovabilità dell'offerta	181
4.4	Competitività economica: gli ostacoli allo sviluppo dell'energia rinnovabile nella Regione	185
	Bibliografia	187

Indice delle Tabelle

Tabella I.1	Evoluzione delle riserve di petrolio nei principali paesi dell'America Latina	23
Tabella I.2	Struttura della produzione di energia primaria in America Latina	25
Tabella I.3	America Latina: produzione, importazioni, esportazioni ed offerta totale di energia primaria	27
Tabella I.4	Rapporto tra le importazioni e le esportazioni rispetto all'offerta totale (2008)	28
Tabella I.5	Composizione settoriale del consumo di energia	30
Tabella I.6	Il consumo del settore trasporti per tipo di combustibile	31
Tabella I.7	Il consumo del settore trasporti per sub-regioni e fonti (2008)	32
Tabella I.8	Composizione del consumo residenziale per fonti	33
Tabella I.9	Struttura del consumo per fonti	35
Tabella I.10	Intensità energetica	39
Tabella I.11	Indicatori delle emissioni: OCSE e America Latina	40
Tabella I.12	Differenze tra OCSE ed America Latina	42
Tabella II.1	Proiezioni dell'incremento della potenza installata per tipo di fonte 2007-2030	69
Tabella II.2	Crescita del consumo e della capacità installata di generazione elettrica. Il caso del Brasile (1980-2000)	73
Tabella II.3	Evoluzione della potenza installata in Argentina (1970-2008) – MW	82

Tabella II.4	Prospettiva energetica dell'AIE per l'America Latina e partecipazione dell'energia nucleare	95
Tabella III.1	Caduta della produzione di petrolio in Messico	110
Tabella III.2	Produzione di greggio prevista nelle nuove aree per il 2021	110
Tabella III.3	Pozzi di esplorazione perforati da PEMEX	111
Tabella III.4	Imprese miste in Venezuela nel 2009	115
Tabella III.5	Consumo di gas naturale in America Latina	137
Tabella III.6	Proiezioni del consumo di gas naturale in America Latina in uno scenario di bassa integrazione	140
Tabella III.7	Proiezioni del consumo di gas naturale in America Latina in uno scenario di alta integrazione	141
Tabella III.8	Progetti di GNL in America del Sud	144
Tabella III.9	Evoluzione dei prezzi al produttore in alcuni paesi della Regione	151
Tabella III.10	Evoluzione dei prezzi al consumo residenziali ed industriali	152
Tabella IV.1	Disposizioni legislative per la promozione delle energie rinnovabili nei paesi della Regione	157

Indice dei grafici

Grafico I.1	Composizione regionale del consumo mondiale di energia (1973-2007)	29
Grafico I.2	Traiettoria dell'intensità energetica 1971-2007 per Regione	36
Grafico I.3	Evoluzione dell'intensità energetica 1971-2007 (INDICE 1980 = 100)	36
Grafico I.4	Evoluzione delle emissioni di CO ₂ per unità di Offerta di Energia	41
Grafico I.5	Evoluzione del percorso energetico dell'America Latina e dell'OCSE	43
Grafico I.6	Consumo energetico residenziale per abitante (esclusa la legna) e ISU	46
Grafico I.7	Differenze nell'accesso medio alle attrezzature, consumo medio per abitante di energia proveniente da fonti moderne e Indice di Sviluppo Umano	47
Grafico II.1	Aumento della capacità installata nelle centrali idroelettriche in America Latina e Caraibi (1970-2008)	54
Grafico II.2	Principali paesi responsabili dell'aumento della capacità installata nelle centrali idroelettriche in America Latina e Caraibi (1970-2008)	55
Grafico II.3	Percentuale sviluppata fino al 1990 e successivamente rispetto alla capacità idroelettrica esistente nel 2008	56
Grafico II.4	Partecipazione del settore idroelettrico nel totale del consumo energetico di fonti primarie di energia a livello mondiale. Confronto tra i principali paesi dell'America Latina ed altre regioni (Dati del 2008)	59

Grafico II.5	Differenze accumulate tra l'aumento della capacità installata per la generazione di energia elettrica e l'energia elettrica generata	65
Grafico II.6	Incremento del fattore medio di uso della capacità installata. Media 1990-2008 rispetto alla media 1970-1990	66
Grafico II.7	Evoluzione della domanda di gas naturale per la generazione di energia elettrica (1970-2008)	67
Grafico II.8	Evoluzione storica e proiezioni della potenza installata in America Latina 1970-2008 e 2008-2030	71
Grafico II.9	Crescita della domanda di energia elettrica in Argentina 1970-2008	80
Grafico II.10	Variazioni nella domanda di energia elettrica per lunghi periodi secondo il modello di regolazione elettrica (1970-2008)	81
Grafico II.11	Evoluzione per lunghi periodi della potenza installata per il servizio pubblico	84
Grafico II.12	Evoluzione della generazione per tipo di tecnologia per lunghi periodi	85
Grafico II.13	Prezzi interni e internazionali del gas	86
Grafico II.14	Consumo di combustibili per generazione termica (2001-2009). Gas naturale in Argentina in Dam3, il resto in tonnellate	87
Grafico II.15	Partecipazione dell'energia nucleare nel consumo primario delle fonti di energia	92
Grafico II.16	Evoluzione per paese della potenza installata in energia nucleare (1970-2008) in America Latina e Caraibi	93
Grafico II.17	Evoluzione della potenza installata in energia nucleare (1970-2008) e percentuale sul totale della potenza installata	94
Grafico III.1	Evoluzione delle riserve accertate di petrolio in America Latina (1980-2008)	99
Grafico III.2	Evoluzione delle riserve accertate di petrolio in Messico ed in Venezuela (1980-2008)	100
Grafico III.3	Evoluzione delle riserve accertate di petrolio nel resto dei paesi dell'America Latina (1980-2008)	100
Grafico III.4	Evoluzione della produzione di petrolio in America Latina (1980-2008)	103
Grafico III.5	Evoluzione per paese della produzione di petrolio in America Latina (1980-2008)	104
Grafico III.6	Evoluzione del rapporto R/P gas naturale in America Latina (1980-2008)	106
Grafico III.7	Rapporto riserve/produzione in America Latina (2008)	106
Grafico III.8	Partecipazione per impresa nella produzione di petrolio in Argentina (2005)	124
Grafico III.9	Partecipazione per impresa nella produzione di petrolio in Argentina (2009)	125
Grafico III.10	Distribuzione della rendita petrolifera in Argentina (1999-2006)	126

Grafico III.11	Evoluzione delle riserve accertate di gas naturale in America Latina (1980-2008)	129
Grafico III.12	Evoluzione delle riserve accertate di gas naturale in Messico e Venezuela (1980-2008)	131
Grafico III.13	Evoluzione delle riserve accertate di gas naturale nei restanti paesi dell'America Latina (1980-2008)	132
Grafico III.14	Evoluzione della produzione di gas naturale in America Latina (1980-2008)	133
Grafico III.15	Evoluzione della produzione di gas naturale in America Latina per paese (1980-2008)	134
Grafico III.16	Evoluzione del rapporto R/P gas naturale in America Latina (1980-2008)	135
Grafico III.17	Rapporto riserve/produzione di gas naturale in America Latina (2008)	136
Grafico III.18	Evoluzione del prezzo spot del petrolio WTI (1989-2010)	154
Grafico IV.1	America Latina e Caraibi: offerta totale di energia (2008)	166
Grafico IV.2	America Latina e Caraibi: offerta totale di energia (2002)	167
Grafico IV.3	America Centrale: offerta totale di energia (2008)	168
Grafico IV.4	America Centrale: offerta totale di energia (2002)	169
Grafico IV.5	Messico: offerta totale di energia (2008)	170
Grafico IV.6	Messico: offerta totale di energia (2002)	171
Grafico IV.7	Caraibi 1: offerta totale de energia (2008)	172
Grafico IV.8	Caraibi 1: offerta totale di energia (2002)	173
Grafico IV.9	Caraibi 2: offerta totale di energia (2008)	174
Grafico IV.10	Caraibi 2: offerta totale di energia (2002)	175
Grafico IV.11	Comunità Andina: offerta totale di energia (2008)	176
Grafico IV.12	Comunità Andina: offerta totale di energia (2002)	177
Grafico IV.13	Mercosur ampliato: offerta totale di energia (2008)	178
Grafico IV.14	Mercosur ampliato: offerta di energia (2002)	179
Grafico IV.15	Brasile: offerta totale di energia (2008)	180
Grafico IV.16	Brasile: offerta di energia (2002)	181
Grafico IV.17	Indice di rinnovabilità dell'offerta di energia (2008)	182
Grafico IV.18	Indice di rinnovabilità dell'offerta di energia (2002-2005-2008)	184
Grafico IV.19	Competitività economica di alcune tecnologie per le energie rinnovabili	186

Indice delle cartine

Cartina III.1	America del Sud: riserve accertate di gas naturale nel 1995. L'Argentina fornitore del Cono Sud	145
---------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

Cartina	III.2	America del Sud: riserve accertate di gas naturale nel 2007. Crisi del gas naturale in Argentina	146
Cartina	III.3	Interconnessioni di gas naturale in America del Sud 2008	148
Cartina	III.4	Progetti GNL nel Cono Sud	149

Sigle

BBL :	Barile (1 barile = 158,98 litri)
BEP :	Barile equivalente di petrolio
CO ₂ :	Diossido di Carbonio
FIDE :	Trust per il Risparmio Energetico
Kbep :	Migliaia di Barili Equivalenti di Petrolio
Kwh :	Kilowatt/ora
Mbep :	Milioni di Barili Equivalenti di Petrolio
MMBbl :	Un miliardo di barili
Mw :	Megawatt
Mwh :	Megawatt/ora
OCSE :	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OLADE :	Organismo Latinoamericano per l'Energia
OPEP :	Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio
OTE :	Offerta Totale di Energia
OTEP :	Offerta Totale di Energia Primaria
PDVSA :	Empresa Petróleos del Venezuela S.A.
PROURE :	Programma per l'Uso Razionale ed Efficiente dell'Energia, Colombia
SIEE :	Sistema di Informazione Economica per l'Energia

Premessa

Prima della crisi economica internazionale del settembre 2008, la Regione attraversava una fase ambivalente, dovuta tra l'altro all'eterogenea distribuzione delle sue risorse naturali. Molti paesi, per la loro condizione di importatori netti, si sono trovati al centro di una crisi molto seria, provocata dal costante aumento dei prezzi del greggio: inoltre in molti casi la crisi è stata aggravata dall'aumento dei prezzi dei generi alimentari importati. Questi paesi hanno vissuto pertanto un anno caratterizzato da ristrettezze finanziarie senza precedenti.

Viceversa, altri paesi, quelli definiti autosufficienti a livello energetico o esportatori di energia, si sono trovati in una condizione diversa: l'aumento sostenuto delle entrate provenienti dalla rendita energetica – incrementata in molti casi dall'esportazione di generi alimentari e di risorse naturali – ha consentito loro di godere di una certa abbondanza di risorse economiche e di una favorevole prospettiva fiscale.

Verso la fine del 2008 la crisi internazionale ha cambiato lo scenario macroeconomico in particolare quello energetico.

I paesi dell'America Centrale, ad esempio, hanno improvvisamente visto diminuire la pressione della bolletta petrolifera, che è arrivata sino ad un 17% delle esportazioni totali di beni e servizi rispetto agli anni precedenti la crisi. La nuova situazione ha permesso a questi paesi di delineare strumenti di politica energetica maggiormente orientati verso il medio termine: in questo modo è stato possibile ridurre progressivamente l'uso degli strumenti a breve termine, quali la diminuzione delle imposte sui combustibili per ridurre il prezzo finale al consumatore, nonché altri tipi di sussidi per fronteggiare la crisi. Allo stesso tempo, quei paesi che avevano beneficiato della bonaccia finanziaria e fiscale ed in special modo degli utili derivanti dalla rendita petrolifera straordinaria, si sono visti costretti a riorientare alcuni strumenti redistributivi di queste eccedenze verso politiche di maggiore austerità e di contenimento della spesa.

L'energia svolge un ruolo determinante nei diversi assi dello sviluppo sostenibile: di fronte alla sfida posta dal raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo del Millennio delle Nazioni Unite, (ODM), è necessario intervenire sull'asse sociale della politica energetica oltre che su quello economico. In quest'ottica, è fondamentale migliorare l'accesso delle popolazioni in condizioni di povertà a fonti più efficienti e moderne e fornire energia di migliore qualità alle aree urbane e rurali.

Per quanto concerne l'asse ambientale della politica energetica, è necessario ottenere un aumento sostenuto dell'efficienza nell'uso dell'energia e la progressiva incorporazione delle fonti rinnovabili nell'alveo energetico regionale così da raggiungere traguardi di crescita economica e di riduzione della povertà minimizzando le emissioni di gas a effetto serra.

Al riguardo, è importante sottolineare che i cambiamenti esogeni al contesto internazionale, che la Regione dovrà affrontare nei prossimi decenni in campo energetico, avranno i loro assi portanti su questi tre fronti:

i) Asse economico: la Regione dovrà convivere con un cambiamento strutturale della domanda di energia globale, dovuto alla crescita economica accelerata delle grandi economie emergenti (Cina ed India, tra gli altri)¹, e con proiezioni di continuità nei prossimi decenni. Questo cambiamento comporterà un aumento significativo della domanda mondiale di idrocarburi, che si rifletterà sui prezzi internazionali qualora si dovessero affrontare restrizioni all'espansione della capacità mondiale di produzione e quindi alle garanzie di approvvigionamento. Tuttavia, recenti sviluppi tecnologici – che permettono di individuare riserve di gas naturale nelle formazioni geologiche di scisti (shale gas) negli Stati Uniti ed in Europa – uniti allo sfruttamento di petrolio in acque profonde potrebbero alleggerire le tensioni sull'offerta provocate da una maggiore domanda sul mercato internazionale degli idrocarburi;

ii) Asse ambientale: probabilmente assisteremo al sorgere di un nuovo sistema internazionale per combattere i cambiamenti climatici globali sotto la leadership politica dei paesi dell'OCSE; ciò comporterà importanti cambiamenti nelle regolamentazioni e nelle politiche pubbliche dei paesi più industrializzati. Queste condizioni potranno rappresentare una nuova fonte di possibili pressioni politiche e commerciali, in funzione delle differenze di regolazione tra la Regione ed i suoi mercati di esportazione, come nel caso delle barriere tecniche non tariffarie dei paesi OCSE che applicano politiche più restrittive per attenuare l'impatto sui cambiamenti climatici;

iii) Asse sociale: creazione di un consenso internazionale emergente, insieme alla necessità di combattere i cambiamenti climatici, per garantire l'accesso a moderne fonti energetiche alle popolazioni più povere che ancora non fruiscono di servizi energetici.

Queste condizioni potrebbero creare un nuovo scenario internazionale per la Regione, con possibili effetti sui prezzi internazionali dell'energia e sulla disponibilità di fondi esteri aggiuntivi per investimenti in energie pulite, efficienza energetica, fonti energetiche decentrate e riduzione delle emissioni, nonché nel consolidamento

¹ Oltre ai BRIC (Brasile, Russia, India, Cina, Sudafrica), quegli altri paesi (Indonesia e altre economie del sud-est asiatico) che potrebbero avere una rapida crescita nei prossimi decenni.

e la crescita dei mercati internazionali di carbonio che operano in tutto il mondo con progetti per la riduzione certificata delle emissioni (per citare solo alcune tra le nuove tematiche dell'agenda di politica energetica dei paesi della Regione).

Questi sviluppi rafforzano la necessità degli obiettivi prioritari che figurano nell'agenda della politica energetica della Regione a breve e medio termine: migliorare la sicurezza energetica, promuovere il risparmio e l'uso efficiente dell'energia, diversificare le fonti dell'alveo energetico ed incrementare l'equità sociale nell'accesso e consumo di energia.

L'America Latina ed i Caraibi devono affrontare quindi una doppia sfida: diminuire il divario energetico e produttivo nei confronti dei paesi più sviluppati e – quella forse più importante – eliminare i divari interni sociali, produttivi e tecnologici fra i differenti strati socio-economici all'interno della Regione, in particolare tra i gruppi più vulnerabili.

Il presente documento analizza la situazione energetica regionale, tenendo presente sia queste sfide sia gli obiettivi prioritari dell'agenda della politica energetica regionale.

Il primo capitolo presenta il panorama energetico regionale dalla disponibilità delle risorse naturali sino al consumo, includendo le problematiche sociali della povertà energetica.

Il secondo capitolo analizza i processi storici, l'evoluzione delle tecnologie e della loro disponibilità nella Regione, nonché le barriere esistenti per la promozione e/o lo sviluppo delle principali fonti energetiche nei principali paesi della Regione che producono elettricità di origine nucleare ed idroelettrica. È significativo che l'America Latina sia stata, tra le regioni in via di sviluppo, una delle prime al mondo a fare incursione nelle tecnologie per lo sfruttamento idroelettrico e nucleare.

Il terzo capitolo si occupa dello sfruttamento delle risorse da idrocarburi. L'eterogeneità nella distribuzione di queste risorse e le politiche di riforma del settore, poste in atto dai diversi paesi, presentano situazioni così diverse quante sono le soluzioni sperimentate: dalle riforme strutturali agli schemi di privatizzazione di tutta la catena produttiva fino allo statu quo ed alla sussistenza di monopoli statali verticalmente integrati.

Nel quarto capitolo vengono analizzate le energie rinnovabili in un quadro dove convergono misure di politica di promozione istituzionale e normativa. Si fa riferimento ai risultati concreti raggiunti, che si sono tradotti in una maggiore diversificazione dell'alveo energetico ed in un aumento della partecipazione delle fonti rinnovabili nell'offerta totale di energia. Sono menzionati altresì i casi in cui si è verificata un'involuzione o una riduzione della partecipazione di queste fonti all'alveo energetico dei paesi interessati.

CAPITOLO I

PANORAMA DELL'OFFERTA, DEL CONSUMO E DEL PERCORSO ENERGETICO DELL'AMERICA LATINA E DEI CARAIBI²

Nella metà della prima decade del XXI secolo l'America Latina ed i Caraibi (ALC) con 556,4 milioni di abitanti rappresentavano l'8,6 % della popolazione mondiale. Secondo le stime della CEPAL, il PIL pro capite nel 2008 è stato di 4.143 dollari/ab. (in dollari americani). Tuttavia, se si prende in considerazione la valutazione a parità di potere d'acquisto del PIL, secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), il PIB/ab. della Regione, con esclusione del Messico, si collocava nel 2007 sugli 8.063 dollari/ab, ossia il 13,2 % meno della media mondiale valutata a parità di potere d'acquisto.

Il consumo energetico pro capite dell'America Latina e dei Caraibi ha raggiunto nel 2007 i 919,8 kep/ab., mentre la media mondiale si è attestata sui 1.253,7 kep/ab. Sebbene la Regione si collochi al di sotto della media mondiale, negli ultimi 25 anni essa ha sperimentato una tendenza di costante crescita, a differenza di quanto si è potuto osservare nella media mondiale. Oggi la Regione consuma il 12% in più di energia per abitante rispetto ad un quarto di secolo fa.

1.1 Le riserve energetiche

1.1.1 Idrocarburi

In tre dei quattro paesi in cui esiste un predominio dello stato nell'attività petrolifera (Brasile, Messico e Venezuela) si concentrano le riserve petrolifere della Regione: questi paesi sono risultati favoriti dall'aumento dei prezzi internazionali e hanno accumulato importanti eccedenze provenienti dalle rendite petrolifere³. Come

² Questo capitolo è un aggiornamento di Altomonte, Hugo "L'America Latina ed i Caraibi di fronte alla congiuntura energetica internazionale", LC/W.220, CEPAL-ONU, 2008. "Contributo dei servizi energetici agli Obiettivi di Sviluppo del Millennio ed alla riduzione della povertà in America Latina e nei Caraibi", LC/W.281, CEPAL-ONU, 2009.

³ Il quarto paese è il Cile, che possiede solo riserve marginali ed ha un rapporto molto ridotto tra produzione locale e consumo. In questo paese non si sono avute variazioni normative. Sebbene la legislazione preveda la partecipazione privata in tutte le fasi della catena industriale, la partecipazione dell'impresa statale ENAP continua ad essere predominante nell'esplorazione e nella produzione e detiene la proprietà delle due più grandi raffinerie, anche se esiste libertà di accesso per le imprese private.

si approfondirà più dettagliatamente nel III capitolo, i livelli delle riserve e della produzione di questi paesi sono molto diversi e le modifiche della normativa adottata nel decennio in corso non hanno seguito uno schema comune, a differenza di quanto si è verificato con i cambiamenti avvenuti negli anni Novanta (Campodónico, 2007).

Nel caso del Brasile sono stati mantenuti in vigore le leggi ed i regolamenti di apertura petrolifera degli anni 1997-1998, mediante i quali tutte le attività risultano aperte agli investimenti privati, ponendo fine al monopolio di Petrobras, anche se dopo un decennio la presenza di Petrobras risulta ancora maggioritaria in tutti i livelli della catena. Petrobras occupa il sesto posto tra le maggiori imprese petrolifere del mondo: il suo programma di investimenti prevede un volume di investimenti di 112,4 miliardi di dollari tra il 2008 ed il 2012.⁴

Nel caso del Messico non ci sono state modifiche della normativa, a conferma del mantenimento del regime di monopolio di PEMEX nel settore dell'esplorazione e della produzione di petrolio, nonché nell'attività di raffinazione. Per quanto concerne il regime fiscale di PEMEX, nonostante gli sforzi del governo, non si sono avute modificazioni significative, per cui l'impresa di stato continua a fornire al fisco il 60,8% delle sue entrate totali (c'è stata, in verità, una piccola modifica del regime fiscale nel dicembre del 2005, che ha ridotto leggermente questa percentuale, ma ciò non altera la sostanza di quest'analisi).

Nel caso del Venezuela ci sono state invece modificazioni sostanziali della legislazione nel settore degli idrocarburi a partire dal 2001. La tendenza di questi importanti cambiamenti normativi è stata aumentare la partecipazione dello stato nella proprietà degli attivi degli idrocarburi, segnando una rottura con il corso seguito nel precedente decennio. Nel 2006 fu modificata la legislazione sull'imposta al reddito e aumentò il carico impositivo delle associazioni strategiche della Fascia dell'Orinoco. Queste norme stabiliscono chiaramente che spetta al Ministero dell'Energia e del Petrolio orientare le attività di Empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). Le nuove norme stabiliscono altresì la spesa sociale cui deve far fronte la PDVSA e collocano questa spesa sullo stesso livello di importanza delle attività proprie della gestione operativa del settore.

Dal 1980 le riserve di petrolio in America Latina e nei Caraibi sono considerevolmente aumentate sino al 1999, passando da 56 miliardi di barili a 137 miliardi di barili per poi scendere a 121 miliardi di barili. Questa diminuzione si deve alla riduzione registrata in Messico, le cui riserve negli stessi anni si sono ridotte di quattro volte, passando da 48 miliardi di barili a 12 miliardi di barili.

Queste variazioni hanno fatto sì che la partecipazione complessiva alle riserve

⁴ Ranking di PFC *Energy* 50. In Diario La Tercera, 11 agosto 2008, pagina 30.

mondiali aumentasse dall'8,8% nel 1980 al 13% nel 1999 per scendere al 9% nel 2008⁵.

Nel 2009 tre paesi (Brasile, Messico e Venezuela) hanno offerto sul mercato più del 90% delle riserve. Tuttavia, il cambiamento di posizione degli ultimi due paesi è sorprendente: con le recenti scoperte di Tupi e in considerazione della loro grandezza, il Brasile si colloca al secondo posto tra i paesi con le maggiori riserve petrolifere della Regione. (cfr. Tabella I.1)⁶.

TABELLA I.1
EVOLUZIONE DELLE RISERVE DI PETROLIO NEI PRINCIPALI
PAESI DELL'AMERICA LATINA
(Percentuale e MMBbl)

	1980	1990	2000	2008	2009
Messico	55,3	45,1	24,1	9,6	7,9
Venezuela	31,6	46,8	61,6	71,6	74,6
Brasile	2,2	2,3	6,2	10,0	9,5
TOTALE (MMBbl)	56 473	125 027	117 931	121 507	133 188

Fonte: *International Petroleum Reserves and Resources. Energy Information Administration, US-DOE, February 2009.*

Una crescita considerevole hanno sperimentato le riserve regionali di gas naturale.

Nei decenni Ottanta e Novanta esse sono cresciute da 144,5 bilioni di piedi cubici (Bpc)⁷ a 252 Bpc, e si sono collocate a 279,7 Bpc nel primo trimestre del 2009⁸. Durante questo periodo la partecipazione della Regione alle riserve mondiali di gas naturale è aumentata dal 5,6% al 6%, per scendere al 4,47% nel 2009, a causa della forte crescita delle riserve dei paesi del Medio Oriente e dell'ex URSS. Come nel caso del petrolio, queste riserve si trovano sostanzialmente in Venezuela (61 %), seguito a molta distanza dalla Bolivia (9,6%), Trinidad y Tobago (7,2%) e Argentina

⁵ Stima da *Oil & Gas Journal*, citata dal *Department of Energy* degli Stati Uniti. Cfr. *Department of Energy (USDOE), Energy Information Administration 2000* (www.doe.gov).

⁶ Dati tratti dal Dipartimento per l'Energia degli Stati Uniti (DOE) *Energy Information Administration*. www.doe.gov., versione del marzo 2009.

⁷ 1 bilione di piedi cubici equivale ad 1 "one trillion cubic feet" degli Stati Uniti.

⁸ Cifre prese dal Dipartimento per l'Energia degli Stati Uniti (DOE). *Energy Information Administration*. www.doe.gov., versione del marzo 2009.

(5,7%). Nonostante le recenti scoperte in Perù ed in Brasile, nel 2009 queste riserve si attestavano rispettivamente al 4,2 % ed al 4,6%.

Viceversa, la produzione di gas è risultata più dinamica rispetto alle riserve, ciò che ha comportato una sistematica diminuzione del rapporto riserve/produzione: da 80 anni nel 1990 a 53,6 anni nel 2000 fino a 39,6 anni nel 2009.

1.1.2 Altre fonti

L'America Latina e i Caraibi possiedono una limitata quantità di riserve di carbone, se raffrontate con quelle esistenti nel resto del mondo. Tra il 1980 e il 1999 la partecipazione della Regione alle riserve mondiali è cresciuta di poco, dall'1,2% all'1,6%. Questa risorsa risulta quasi esclusivamente concentrata in Brasile ed in Colombia e rappresenta l'80% delle riserve regionali. Il rapporto attuale riserve/produzione potrebbe consentire di disporre di questa risorsa ancora per 430 anni, mentre nel caso del petrolio, secondo gli ultimi calcoli effettuati a marzo 2009, la durata si stima in 34,8 anni.

Il potenziale di energia idrica della Regione è stato stimato in 728.591 MW, ossia circa il 22% del potenziale mondiale.

In America Latina e nei Caraibi lo sfruttamento di queste risorse risulta ancora molto ridotto: alla fine del XX secolo, esso raggiungeva solo il 15% del potenziale esistente. Le altre fonti rinnovabili di energia non tradizionali hanno un utilizzo limitato o sono state poco sviluppate.

Sebbene l'esplorazione del potenziale geotermico sia ancora molto limitata, si stima che alla fine del 2010 la Regione potrebbe sviluppare una capacità installata di circa 1.500 MW, pari al 16% del totale mondiale. Attualmente tale capacità, prossima ai 1.300 MW, equivale al 14% della potenza geotermica installata su scala mondiale⁹.

1.2 Componenti dell'offerta e della produzione in America Latina e nei Caraibi

L'offerta interna di energia, definita dall'equazione: Produzione + Importazioni – Esportazioni +/- Variazioni di Stock ha sperimentato una crescita sostenuta negli ultimi tre decenni. Alla fine degli anni Novanta essa risultava prossima ai 4.500 milioni di BEP.

1.2.1 Produzione di energia primaria

La produzione di energia primaria della Regione è fondamentalmente di origi-

⁹ L'uso della geotermia per la generazione di elettricità non è molto significativo. Verso la fine degli anni Novanta, la produzione di elettricità da fonte geotermica rappresentava solo l'1,2% della produzione elettrica regionale. Le esperienze di maggiore rilievo si sono avute in Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Messico e Nicaragua, mentre esiste un potenziale interessante in Cile, Colombia, Ecuador, Honduras e Perù.

ne petrolifera, come risultato delle politiche applicate dai diversi paesi e della esistenza delle risorse naturali di energia precedentemente ricordate: tuttavia, l'apporto del settore petrolifero si è notevolmente ridotto a partire dagli anni Settanta – quando rappresentava il 62% del totale – sino a scendere al 58% nel 2000.

Il suo contributo ha continuato a ridursi per stabilizzarsi nel 2006 al 53% e nel 2008 al 50,3%. Questa diminuzione, sommata all'aumento dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati, era destinata a produrre un impatto notevole sui costi legati al suo utilizzo. Affinchè questa diminuzione della partecipazione del petrolio nella produzione totale non potesse generare ripercussioni sui costi – fondamentalmente sui trasporti, sui settori produttivi (agricoltura, industria) e sulla produzione elettrica – si sarebbe dovuto verificare una diminuzione del consumo dei derivati del petrolio in quegli stessi settori. Si è osservata quindi una maggiore partecipazione di altre due fonti e cioè, in ordine di importanza, del gas naturale e dell'energia idroelettrica.

Agli inizi degli anni Settanta il gas naturale rappresentava il 14% della produzione di energia primaria: un decennio più tardi esso aveva raggiunto il 17%, per arrivare al 20% alla fine negli anni Novanta. Da allora ha continuato a crescere sino a rappresentare nel periodo 2006-2008 quasi un quarto dell'offerta totale di energia primaria (OTEP). È possibile che il suo contributo possa aumentare in un prossimo futuro, tenuto conto delle ulteriori disponibilità e del maggiore impulso che dovrebbe ricevere l'integrazione del gas nei paesi del MERCOSUR nonché tra Bolivia e Cile e tra Brasile e Bolivia.

Negli anni Settanta la percentuale di energia idroelettrica è passata dal 3% al 5% sino a raggiungere il 6% negli anni Novanta. Su quest'ultimo valore essa si è stabilizzata fino al 2000, mentre ha raggiunto un massimo del 6,8% nel 2008. Questa bassa crescita può spiegarsi col processo di riforme e con la dinamica degli investimenti nel settore elettrico che ha privilegiato lo sviluppo di centrali meno intensive (le termiche ad esempio), a detrimento delle centrali idroelettriche (cfr. Tabella I.2).

TABELLA I.2
STRUTTURA DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA PRIMARIA IN
AMERICA LATINA
(MBEP)

	1970	1980	1990	2000	2005	2006	2007	2008
Petrolio	2 047,4	2 164,2	2 515,4	3 647,1	4 014,9	3 972,7	3 819,1	3 794,3
Gas Naturale	457,0	612,4	752,6	1 205,7	1 613,9	1 717,7	1 706,3	1 779,8
Carbone Minerale	41,2	56,8	189,8	293,6	372,3	410,9	433,3	449,7
Energia idroelettrica	89,2	193,7	276,9	388,2	473,2	480,7	491,5	510,1

Geotermia	4,6	8,3	15,0	22,6	28,6	30,3	29,7
Nucleare	6,0	16,9	30,0	53,8	46,4	42,8	44,4
Legna	398,0	417,9	450,7	408,5	423,0	425,9	429,6
Prodotti da Canna	88,2	134,8	220,4	219,4	297,8	322,8363	2395,0
Altre Primarie	11,3	19,5	30,4	79,0	77,6	55,6	72,5
Totale Primarie	3 132,3	3 609,9	4 461,3	6 286,6	7 349,1	7 461,4	7 388,8

Fonte: *Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL)*, basandosi sui dati dell'*Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE)*, e del *Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE)*, giugno 2010.

Lo sviluppo dell'energia geotermica e nucleare ha ricevuto un impulso relativo a partire dalla metà degli anni Settanta, ma il suo contributo alla produzione di energia primaria risulta ancora assai ridotto, essendo nel 2008 pari a 0,4% e 0,6% rispettivamente.

È interessante sottolineare la notevole riduzione della partecipazione della legna. Negli ultimi 35 anni il suo contributo si è ridotto dal 13% al 6%. Ciò comporta conseguenze favorevoli non solo sulla qualità dell'energia consumata dalla fascia di popolazione più povera¹⁰ e/o rurale che non ha accesso ai combustibili commerciali (kerosene e GLP), ma anche nei confronti dell'ambiente, in particolar modo per ciò che concerne la deforestazione, anche se in alcuni paesi (El Salvador, Haiti, Repubblica Dominicana) continua ad essere persistente il suo impatto negativo.

1.2.2 Importazioni

Sebbene il volume commerciale delle importazioni di prodotti energetici sia cresciuto in maniera sostenuta dagli inizi degli anni Settanta, la relazione tra le importazioni di energia e l'offerta interna si è notevolmente ridotta a partire dallo stesso periodo, come risultato del maggiore sfruttamento delle fonti interne.

In quel periodo si è prodotto un aumento significativo degli investimenti pubblici a favore delle centrali idroelettriche, grazie anche ad una maggiore disponibilità di crediti provenienti dall'estero. Sono stati favoriti gli investimenti esteri per lo sfruttamento del petrolio e al tempo stesso si è verificata una crescita della produzione delle principali imprese statali, che si è tradotta in maggiori disponibilità di greggio e di gas naturale.

La relazione tra le importazioni e l'offerta interna è diminuita fra gli anni Settanta e gli inizi degli anni Novanta, passando dal 17,5% al 13,5%. Il declino regi-

¹⁰ Vedasi il punto 1.3. 2 del capitolo 1 ed il punto 3.2.1 del capitolo 3.

strato negli anni Settanta ed il suo protrarsi negli anni Ottanta possono spiegarsi con la maggiore produzione interna di energia – frutto delle politiche pubbliche che hanno spinto verso la sostituzione delle importazioni di energia – nonché con un minor ritmo di crescita nel corso degli anni Ottanta.

Verso la fine degli anni Novanta questo coefficiente è aumentato oltre il 20% fino a raggiungere il 22,5% nel 2006, situazione che può essere in parte attribuita alla ripresa delle economie regionali (cfr. Tabella I.3).

1.2.3 Esportazioni

Agli inizi degli anni Settanta le esportazioni rappresentavano il 45% dell'offerta interna.

Il maggior ritmo di crescita durante tale decennio e la riduzione delle esportazioni di petrolio del Venezuela, dovuta alle quote dell'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC), hanno ridotto questo rapporto al 31% agli inizi degli anni Novanta. Durante questo decennio la ripresa delle economie regionali non si è tradotta in una maggiore riduzione di questo coefficiente, dal momento che sono giunti a maturazione molti investimenti petroliferi realizzati negli anni Ottanta, stimolati dalla maggiore offerta nelle esportazioni di alcuni paesi come la Colombia (petrolio e carbone).

Così tra il 1990 ed il 2008 si osserva una crescita sostenuta delle esportazioni nella partecipazione all'offerta totale sino a raggiungere nuovamente livelli tra il 45% ed il 50% dell'offerta interna, ossia circa 2.500 milioni di Barili Equivalenti di Petrolio (BEP) (cfr. Tabella I.3).

TABELLA I.3
AMERICA LATINA: PRODUZIONE, IMPORTAZIONI, ESPORTAZIONI
ED OFFERTA TOTALE DI ENERGIA PRIMARIA
(Milioni di Bep)

	Produzione	Importazioni	Esportazioni	Offerta Totale	Imp/ Offerta (%)	Esp/ Offerta (%)
1970	3 132	399	1 038	2 285	17,5%	45,4%
1980	3 610	585	975	3 103	18,9%	31,4%
1990	4 461	488	1 125	3 627	13,5%	31,0%
2000	6 287	583	2 152	4 583	12,7%	47,0%
2005	7 349	662	2 590	5 154	12,8%	50,2%
2006	7 461	685	2 651	5 254	13,0%	50,5%

2007	7 389	700	2 495	5 328	13,1%	46,8%
2008	7 544	711	2 459	5 487	13,0%	44,8%

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

1.2.4 Esportazioni ed importazioni: la diversità dell'impatto dovuta all'eterogeneità sub-regionale dell'offerta di energia.

L'eterogeneità nella dotazione delle risorse naturali delle differenti sub-regioni dell'America Latina e dei Caraibi può essere valutata mettendo a raffronto il coefficiente delle importazioni e delle esportazioni con l'offerta totale.

Da questa analisi emerge una certa stabilità dei coefficienti del Brasile e dei paesi del Cono Sud, che in entrambi i casi mostrano indici inferiori al 30%.

Nonostante la diminuzione delle riserve di idrocarburi, il Messico presenta un indicatore di esportazioni molto importante, superiore al 45%, mentre le importazioni di gas naturale e di derivati rappresentano quasi un quinto dell'offerta totale.

L'America Centrale ed i Caraibi appaiono come subregioni totalmente importatrici di energia, sebbene nel caso dei Caraibi l'alto coefficiente delle esportazioni, pari al 74,5%, si spieghi esclusivamente grazie al gas naturale e al GNL di Trinidad y Tobago.

La Zona Andina si distingue perchè le esportazioni equivalgono a più di due volte l'offerta totale. Le esportazioni di petrolio del Venezuela, quelle di carbone della Colombia e quelle di gas naturale della Bolivia sono le variabili che possono spiegare questa relazione (cfr. Tabella I.4).

TABELLA I.4
RAPPORTO TRA LE IMPORTAZIONI E LE ESPORTAZIONI RISPETTO
ALL'OFFERTA TOTALE (2008)
(Percentuali)

	Brasile*	Messico	Caraibi	Centroamerica	Cono Sud	Zona Andina
Import./Offerta	21,9	22,4	56,5	48,4	28,5	9,2
Esport./Offerta	17,4	46,7	74,5	45,4	16,0	184,00

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

* I dati del Brasile corrispondono al 2009, le statistiche relative agli altri paesi corrispondono al 2008, disponibili in SIEE.

1.3 Consumo Finale di Energia

1.3.1 In confronto al resto del mondo

Il consumo totale di energia a livello mondiale è cresciuto ad un tasso medio dell'1,6% annuo, grazie al forte aumento dei paesi in via di sviluppo, in particolare della Cina e degli altri paesi asiatici.

L'America Latina ed i Caraibi non hanno subito modificazioni sostanziali nella composizione regionale del consumo, la cui crescita è stata leggermente superiore alla media mondiale rappresentando nel 2007 il 5% del pianeta. La Regione che ha perso costantemente nella partecipazione, è quella rappresentata dai paesi OCSE, che è passata dal 60,5% negli anni Settanta al 45,5% nel 2007 (cfr. Grafico I.1).

GRAFICO I.1
COMPOSIZIONE REGIONALE DEL CONSUMO MONDIALE
DI ENERGIA (1973 – 2007)



Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. *Key World Energy Statistics* 2009.

1.3.2 Per settori

La struttura del consumo finale di energia, analizzata per settori, ha sperimentato cambiamenti significativi negli anni Settanta, che si possono spiegare col maggiore dinamismo economico registrato in tale decennio. Viceversa, nei decenni Ottanta e Novanta la struttura non ha sperimentato modificazioni sostanziali, ad eccezione della crescita continua del settore dei trasporti, che ha raggiunto un terzo nel 2008.

La partecipazione del settore industriale è cresciuta dal 32% degli anni Settanta al 35% tra il 2006 ed il 2007. Una tendenza simile hanno registrato anche i consumi nei trasporti, che sono cresciuti dal 26% nel 1970 al 31,4% nel 1990 fino al 34,4% nel 2008. La partecipazione dei consumi residenziali e del terziario (commer-

ziale) è crollata dal 33,4% del 1970 al 24,2% del 1990 fino al 20,8% del 2008 (cfr. tabella I.5).

A partire dal 1980 si è potuta osservare una decelerazione della crescita dei consumi totali e di quella dei due settori che negli anni Ottanta risultavano più dinamici. I consumi totali sono cresciuti ad un 2,4% medio annuo tra il 1990 ed il 2008, contro il 2,5% dei trasporti e l'1,8% dell'industria: questi valori sono molto inferiori alla crescita degli anni Settanta, in cui si sono registrati tassi superiori al 4,6% annuo sul totale, con un 6,5% nel settore dei trasporti. Il consumo del settore residenziale è cresciuto in modo assai moderato negli anni Ottanta, ad un tasso annuo dello 0,7%, con un certo dinamismo negli anni Novanta (1,6% annuo) ed una caduta allo 0,6% tra il 2000 ed il 2005 (cfr. Tabella I.5).

TABELLA I.5
COMPOSIZIONE SETTORIALE DEL CONSUMO DI ENERGIA

Settore	1970	1980	1990	2000	2005	2006	2007	2008
Trasporti	25,9%	30,6%	31,4%	32,7%	32,8%	32,5%	33,0%	34,4%
Industria	31,8%	33,6%	32,4%	32,4%	33,0%	34,5%	34,8%	33,1%
Residenziale	31,2%	22,5%	20,5%	18,2%	16,9%	16,4%	16,1%	16,3%
Commerciale, serv., pubbl.	2,2%	3,0%	3,7%	4,5%	4,6%	4,4%	4,6%	4,5%
Agr., pesca, minerario	5,7%	5,0%	4,3%	4,2%	5,1%	4,5%	4,6%	4,7%
Edilizia, altro.	0,4%	0,5%	0,3%	0,2%	0,5%	0,6%	0,3%	0,3%
Consumo finale (milioni di bep)	1 277	2 045	2 456	3 222	3 602	3 768	3 914	4 013

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

a) Il consumo per fonti del settore trasporti: disparità nel processo di conversione al diesel e sussidi

Come si vedrà in dettaglio successivamente, per disegnare una politica di sostituzione degli idrocarburi con i biocombustibili per il consumo nel settore dei trasporti in America Latina è necessario prendere in considerazione, tra altri fattori, le peculiarità della composizione del consumo dei vari paesi, la dotazione delle risorse naturali, le materie prime, le tecnologie e l'impatto ambientale e sociale. Inoltre, le impli-

cazioni delle politiche del prezzo dei combustibili, ad esempio i sussidi, hanno una diversa portata a seconda dell'importanza o della priorità attribuite al tipo di combustibile: benzina e diesel ¹¹.

L'importante processo di conversione al diesel del parco autoveicoli (sia di quelli per trasporto merci che di quelli per passeggeri), registratosi nella Regione a partire dagli anni Settanta, si è mantenuto costante sino ad oggi, anche se dal 2000 al 2006 la struttura dei consumi non ha subito grandi modificazioni (cfr. tabella I.6).

TABELLA I.6
IL CONSUMO DEL SETTORE TRASPORTI PER TIPO
DI COMBUSTIBILE
(Percentuali e KBEP)

Trasporti	1970	1980	1990	2000	2006	2007	2008
Diesel	28	36	37	40	40	40,0	39,8
Benzina	61	54	54	49	48	48,5	49,3
Gas Naturale (GPL e GNC)	0	0	0	1	3	3,0	2,9
Altri	11	10	9	9	9	8,4	8,1
Consumo totale (KBEP)	331 153	626 162	763 405	1 048 011	1 234 322	1 290 446	1 382 507

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

È importante sottolineare, tuttavia, che questo processo non è stato omogeneo nelle differenti sub regioni: in Argentina, Cile, Brasile, Paraguay, Uruguay e nell'America Centrale la conversione al diesel del parco autoveicoli è risultata più profonda che nelle restanti subregioni.

Se si raffronta la partecipazione del consumo di diesel e di benzina nelle diverse subregioni nell'anno 2008, possiamo osservare una forte presenza del consumo di benzina in Messico, nella Zona Andina e nei Caraibi ed, in minor misura, in America Centrale che in ogni caso risulta superiore al 40%.

Viceversa, la partecipazione del diesel è prevalente nei paesi del Cono Sud, pre-

¹¹ Attualmente il gas naturale compresso e le miscele di etanolo e benzina che si bruciano nei motori Otto, hanno perso significato nei paesi ad eccezione del GNC in Argentina e Brasile e dell'etanolo in Brasile, potendosi osservare in generale una bassa partecipazione nei consumi settoriali.

cedentemente citati, e in Brasile dove supera il 50%, mentre in America Centrale è del 47% (cfr. tabella I.7).

TABELLA I.7
IL CONSUMO DEL SETTORE TRASPORTI
PER SUBREGIONI E FONTI (2008)

	Diesel	Benzina	GNC	Altri
Brasile	52%	43%	4%	1%
Messico	26%	67%	0%	7%
Caraibi	31%	50%	0%	19%
America Centrale	47%	43%	0%	9%
Cono Sud	64%	26%	10%	1%
Zona Andina ¹²	38%	57%	2%	3%

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

Normalmente, il consumo di benzina viene associato al trasporto individuale delle persone ed in pochi casi al trasporto di merci per brevi distanze (urbane) e per tipi di veicoli con poco carico utile (generalmente inferiori a 2,5 tonnellate). Pertanto, quando si concedono sussidi al prezzo della benzina o si applicano misure per contenerne l'aumento del prezzo, lo si fa sostanzialmente per favorire la popolazione che possiede un'automobile privata.

Viceversa, il consumo del diesel¹³ si indirizza principalmente verso il trasporto collettivo di persone (urbano e interurbano) ed il trasporto di merci di ogni tipo (a breve e lunga distanza): quindi le politiche dei prezzi (sussidi differenziati o generalizzati) si propongono in generale di evitare gli impatti inflazionisti e in particolare l'aumento del costo dei trasporti.

b) Il consumo del settore residenziale per fonti: migliora la qualità del consumo, ma aumenta la vulnerabilità per povertà e per mancanza di accesso

Come conseguenza del processo di migrazione dalle aree rurali a quelle urbane, di una migliore rete infrastrutturale per la distribuzione di alcune fonti e del genera-

¹² Il valore così alto della voce "altri" si spiega con l'alto consumo di GPL per il trasporto su strada e di Kero-Jet per quello aereo.

¹³ Oltre quello che si registra nel settore agricolo e industriale.

le processo di sviluppo della Regione, l'evoluzione dei consumi familiari rivela da un lato un sensibile aumento della qualità dei consumi familiari – grazie all'avvenuta penetrazione di fonti di maggiore rendimento quali elettricità, gas naturale e GPL – ma dall'altro pone in evidenza che le politiche pubbliche sono risultate insufficienti per migliorare l'accesso a fonti di migliore qualità delle famiglie indigenti urbane e rurali.

In questo senso, è illustrativo che la legna continua ad essere la principale fonte di energia col 39% del consumo totale residenziale nell'anno 2008. Ciò significa che i frutti della crescita economica, il miglioramento della distribuzione e una distribuzione dei consumi di fonti energetiche di maggiore qualità potrebbero non risultare accessibili ad una grande percentuale di famiglie latinoamericane (soprattutto nel settore rurale) oppure che per spiegare questo fenomeno esistono ragioni strutturali molto più complesse della semplice equazione economica. (cfr. tabella I.8).

TABELLA I.8
COMPOSIZIONE DEL CONSUMO RESIDENZIALE PER FONTI
(Percentuali e KBEP)

America Latina e Caraibi	1970	1980	1990	2000	2006	2007	2008
Gas Naturale	3,0	5,0	7,0	11,0	11%	12%	12%
GPL	8,0	14,0	23,0	25,0	22%	23%	22%
Kerosene	9,0	7,0	4,0	3,0	1%	1%	1%
Legna	70,0	58,0	45,0	37,0	39%	38%	39%
Elettricità	5,0	10,0	16,0	22,0	25%	25%	25%
Altri	6,0	6,0	4,0	3,0	1%	1%	1%
Totale (KBEP)	398 191,9	459 393,0	503 148,7	587 115,7	617 025,4	629 906,6	653 154,7

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

Per quanto sia risaputo che le statistiche sul consumo di legna¹⁴ dovrebbero essere aggiornate mediante indagini specifiche sull'offerta e sull'utilizzo in tutta la

¹⁴ Vedasi CEPAL. Proiezioni sulla domanda di biomasse in America Centrale nel periodo 2007-2020. CEPAL Messico. In corso di pubblicazione.

Regione, le stime dell'Organismo Latinoamericano per l'Energia (OLADE), su cui si basa quanto precedentemente affermato, stanno ad indicare che tra gli anni 1980 e 1990 la quantità di legna consumata è diminuita da 267 a 226 milioni di BEP, mentre nel 2008 si è consumato un 12% in più di legna rispetto al 1990: attualmente il consumo totale di legna raggiunge i 254 milioni di BEP.

Nel punto 1.5 del presente capitolo si analizzano le dinamiche del problema della povertà, dell'accesso e dei prezzi dell'energia: l'aumento dei prezzi non solo colpisce i più poveri, ma le stesse politiche dei sussidi ai combustibili, che non siano finalizzate, possono diventare politiche regressive ed accentuare il divario tra ricchi e poveri. Si è infatti constatato che in alcuni paesi sono state sussidiate le fonti utilizzate principalmente dagli strati di popolazione ad alto reddito oppure che non si è prestata la dovuta attenzione alle fonti utilizzate dagli strati più poveri quali, ad esempio, la legna ed il kerosene.

1.3.3 Il consumo totale per fonti

Diversi sono stati i processi di sostituzione delle fonti energetiche, osservati in America Latina rispetto al consumo finale, che hanno provocato forti cambiamenti nella sua stessa struttura (Tabella I.9). Tra le più importanti ricordiamo:

- L'importante riduzione del consumo di energia primaria (dal 38% nel 1970 al 29% nel 2008) dovuta fondamentalmente alla sostituzione delle biomasse in generale e della legna in particolare. L'aumento del gas naturale – che ha raddoppiato la propria partecipazione nella composizione del consumo finale – non è riuscito a compensare la riduzione delle biomasse;
- La notevole penetrazione dell'elettricità nell'equazione del consumo totale (dal 6,2% nel 1970 a quasi il 15,3% nel 2008), dovuta fondamentalmente alla crescita della copertura elettrica ed al processo di urbanizzazione;
- La forte espansione del gas liquefatto, che ha quasi raddoppiato la sua partecipazione, e la conversione al diesel dei trasporti, in particolare del trasporto merci, possono spiegare come il diesel aumenti notevolmente la propria partecipazione (contabilizzata in altre fonti).

L'espansione del gas naturale si deve fondamentalmente alla forte sostituzione del fuel-oil nel settore industriale e nella generazione elettrica. Questo fenomeno ha motivato la diminuzione di quest'ultimo dal 12% nel 1970 al 2,8% nel 2008 nei consumi interni, mentre sono aumentate le eccedenze per l'esportazione di greggio pesante o la sua destinazione per il consumo di bunkeraggio.

TABELLA I.9
STRUTTURA DEL CONSUMO PER FONTI
(Percentuali)

Energetico	1970	1980	1990	2000	2006	2007	2008
Gas Nat.	6,90	10,57	11,96	11,77	13,93	14,50	13,81
C. Minerale	1,17	0,82	1,05	1,40	1,61	1,10	1,11
Legna	29,32	16,88	13,03	9,43	9,16	8,10	8,55
Altre primarie	0,79	0,69	0,98	1,18	1,24	1,43	1,34
Tot. primarie	38,18	28,97	27,02	23,78	25,94	29,57	29,00
Elettricità	6,19	9,38	12,71	15,80	15,92	15,62	15,27
GPL	3,17	3,91	5,52	6,69	5,73	5,47	5,44
Benzina	17,81	18,90	19,70	19,69	18,19	18,22	19,07
Petrolio	12,47	11,57	7,07	4,76	3,06	2,98	2,81
Altri	22,17	27,27	27,98	29,29	31,17	31,4	31,3
Totale secondarie	61,82	71,03	72,98	76,22	74,06	70,43	71,00
Totale (milioni di bep)	1 210	1 966	2 382	3 043	3 676	3 914	4 013

Fonte: Commissione Economica per l'America Latina ed i Caraibi (CEPAL), sulla base dei dati dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), e del Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

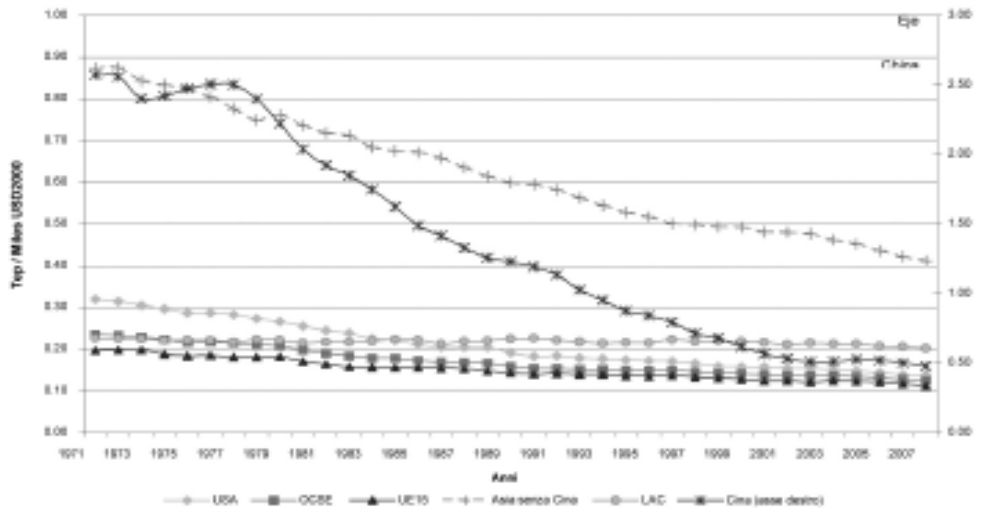
Come si vedrà nel IV capitolo dedicato alle fonti rinnovabili, nonostante gli interessanti progressi in materia di legislazione tendenti a dare impulso alla applicazione di queste fonti, la loro partecipazione all'Offerta Totale di Energia (OTE) mostra una tendenza praticamente costante, attestandosi sul 25,7% nel 2002 e sul 24,7% nel 2008. Tra queste risultano predominanti l'energia idroelettrica, la legna ed i prodotti derivati dalla canna. Per il momento la geotermia, l'energia eolica e l'energia solare hanno una partecipazione marginale.

1.4 Traiettorie dell'intensità energetica in America Latina e nei Caraibi

1.4.1 L'intensità energetica in America Latina e nei Caraibi

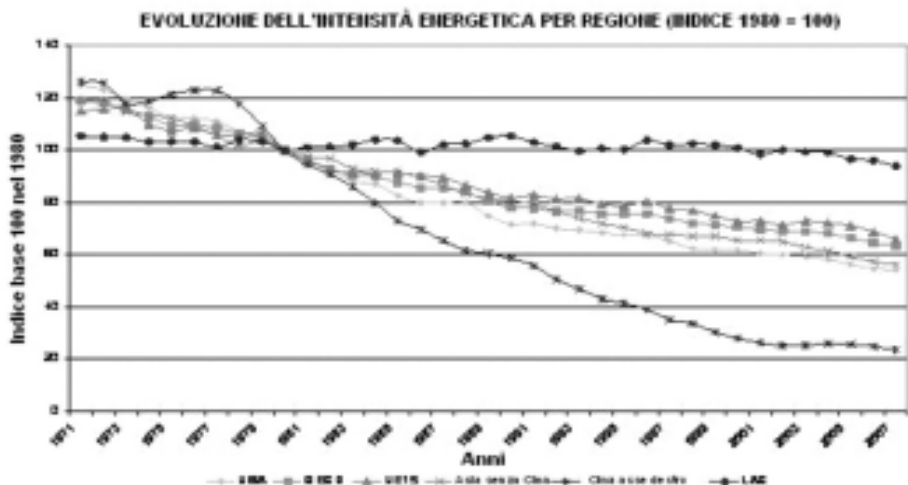
L'evoluzione dell'intensità energetica in America Latina e nei Caraibi durante il periodo 1980 - 2007 è rimasta sostanzialmente invariata rispetto ai progressi raggiunti dalle altre regioni (cfr. grafici I.2 ed I.3). La tendenza auspicabile sarebbe di arrivare nel tempo ad una progressiva diminuzione dell'intensità energetica e dell'intensità di carbonio (consumo di energia per unità di prodotto ed emissioni di CO₂ per unità di prodotto), ciò che implica una minore utilizzazione di energia e minori emissioni per produrre la stessa unità di prodotto.

GRAFICO I.2 TRAIETTORIA DELL'INTENSITÀ ENERGETICA 1971-2007 PER REGIONE



Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. *World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01.*

GRAFICO I.3 EVOLUZIONE DELL'INTENSITÀ ENERGETICA 1971-2007 (INDICE 1980 = 100)



Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. *World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01.*

La stagnazione dell'intensità energetica in America Latina può essere collegata ai seguenti fattori:

- La struttura economica della Regione, nella quale il settore primario (sfruttamento intensivo delle risorse naturali per uso energetico) riveste una partecipazione al PIL superiore alla media mondiale. Ciò contrasta con la struttura economica dell'Unione Europea, degli Stati Uniti e dei paesi OCSE a maggior reddito pro capite, in cui il settore "servizi" assume un peso rilevante nel PIL, mentre il settore primario ha una partecipazione relativamente minore rispetto a quella dell'America Latina e dei Caraibi;
- Lo scarso dinamismo economico dimostrato dalla Regione nel periodo 1980-2007. Come già detto precedentemente, tra il 1971 ed il 2007 la media annua di crescita del PIL nella Regione è stata del 3%, mentre la crescita media di produzione dell'energia primaria è stata del 2% durante lo stesso periodo. L'indicatore di intensità energetica della Regione dipende dal tasso tra l'offerta - o consumo finale di energia - ed il prodotto interno lordo della Regione. Poiché la crescita del PIL è caratterizzata da scarso dinamismo e da tassi di crescita paragonabili all'offerta di energia (3% e 2% in media), è naturale che l'indicatore di intensità energetica (ossia il rapporto tra le due statistiche) tenda alla stagnazione e mantenga il suo livello piuttosto che diminuire. Una diminuzione dell'indicatore di intensità energetica tra gli anni 1980-2005 si sarebbe potuta registrare soltanto con una crescita economica superiore a quella raggiunta e in presenza di un consumo di energia paragonabile a quello dello stesso periodo;
- La scarsa priorità che i paesi della Regione hanno dato finora alle politiche di efficienza energetica;
- Il comportamento dei consumi pro capite di elettricità e di trasporti a mano a mano che i paesi in via di sviluppo raggiungono livelli di reddito più alti.

Nonostante l'orientamento generale delle politiche energetiche volte ad un migliore uso delle risorse naturali e la lenta crescita registrata nei consumi energetici pro capite, la Regione è ancora lungi dal presentare adeguati livelli di efficienza nella trasformazione e nell'uso dell'energia.

In America Latina e nei Caraibi la stagnazione mostrata dall'intensità energetica durante gli ultimi decenni sta ad indicare che l'impatto delle riforme politiche durante gli anni Novanta non è riuscito a produrre sufficienti progressi in materia di efficienza e di uso dell'energia nelle economie della maggior parte dei paesi della Regione. Tuttavia, l'obiettivo di raggiungere a tutti i livelli una maggiore efficienza nell'utilizzo e nel consumo di energia è diventato agli inizi di questo secolo l'asse

portante delle iniziative per un uso più razionale delle risorse naturali: ciò in special modo a partire dal 2005, a seguito del forte aumento dei prezzi internazionali del greggio e della sua ricaduta sui prezzi dell'energia in tutte le sue forme a livello nazionale e regionale.

1.4.2 Raffronto tra l'evoluzione dell'intensità energetica in America Latina e quella di altre regioni

La stagnazione registrata in America Latina e nei Caraibi in questo settore contrasta con la situazione dei paesi industrializzati dopo la crisi dei prezzi degli anni Settanta verificatasi sul mercato petrolifero internazionale. I paesi industrializzati hanno applicato misure di austerità e di sostituzione, orientate alla riduzione dell'intensità energetica, specialmente per il petrolio ed i derivati, sia nelle attività legate al consumo umano (residenziale e dei trasporti), sia nelle attività produttive (industriali e dei servizi) al fine di mantenere gli stessi livelli nella prestazione dei servizi, nella qualità della vita e nella crescita economica. Per ottenere questo risultato sono state adottate politiche che, includendo interventi sull'offerta e sulla domanda, fossero orientate a diversificare l'offerta, a ridurre la dipendenza dalle importazioni petrolifere ed a gestire la crescita della domanda di energia. Sono stati così promossi: a) un utilizzo più efficiente delle risorse con l'eliminazione degli sprechi grazie ad una combinazione di politiche dei prezzi e di eliminazione dei sussidi ai diversi generi di combustibili; b) incentivi per favorire l'entrata sul mercato delle fonti rinnovabili e non convenzionali per la produzione di energia elettrica; c) il rinnovamento tecnologico del parco di produzione (cicli combinati, termoelettriche a carbone pulito, produzione nucleare in Francia, eolica in Germania e nel Nord Europa); d) regolamentazioni, imposte differenziate e standards di efficienza energetica per i beni strumentali, per gli elettrodomestici e per il parco degli autoveicoli a seconda dei diversi profili di consumo.

Inoltre nei paesi industrializzati: a) sono state create istituzioni, incaricate di promuovere queste attività; b) sono stati regolati i consumi energetici mediante norme sulla temperatura nei locali pubblici e misurazioni di consumo dell'acqua calda destinata ad uso personale ed al riscaldamento domestico; c) sono state adottate norme di regolazione tecnica per le nuove costruzioni. Parallelamente, sono state avviate campagne pubblicitarie contro gli sprechi di energia ed in favore di investimenti per il risparmio, utilizzando come meccanismi di promozione la realizzazione di indagini gratuite e l'offerta di incentivi economici per la loro realizzazione: risorse sono state destinate altresì alla ricerca e allo sviluppo, finalizzati all'uso efficiente dell'energia e alle fonti nuove e rinnovabili.

Rilevanti sono i risultati che presentano i paesi più sviluppati. Come si eviden-

zia nella tabella I.10, nell'insieme dei paesi OCSE l'intensità energetica durante gli ultimi venticinque anni è diminuita del 42%. Anche la Cina mostra risultati significativi. Sin dagli anni Settanta si è osservata una costante diminuzione dell'intensità energetica, circostanza che risulta normale in vista degli alti valori che questo paese presentava e continua a presentare: si tratta, in effetti, di un paese che in confronto ad altre regioni del mondo ha raggiunto la più alta intensità, seguito in ciò da altri paesi asiatici.

TABELLA I.10
INTENSITÀ ENERGETICA
(Tep/1000 dollari del 2000)

	1971	1980	1990	2000	2005	2006	2007
Stati Uniti	0,3209	0,2574	0,1852	0,1604	0,1453		
Cina	2,97	2,48	1,56	0,81	0,81	0,80	0,75
OCSE	0,31	0,27	0,22	0,20	0,19	0,19	0,18
Asia (senza Cina)	0,99	0,89	0,77	0,68	0,63	0,61	0,60
America Latina e Caraibi	0,31	0,29	0,31	0,31	0,29	0,29	0,28

Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. *World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01*. CEPAL, sulla base di dati OLADE. Sistema per l'Informazione Economica ed Energetica (SIEE), giugno 2010.

Come Regione, l'America Latina ed i Caraibi presentano complessivamente valori intermedi di intensità energetica: tuttavia, dopo due decenni i risultati appaiono ancora modesti se raffrontati con quelli dei paesi industrializzati. In effetti, all'importante riduzione del 6%, che l'intensità energetica ha mostrato nel periodo 1970 - 1980 ha fatto seguito una tendenza relativamente piatta a partire dagli anni Ottanta. Nel 2007 è stata consumata praticamente la stessa quantità di energia del 1980 per produrre la stessa unità di prodotto: ciò è dovuto al fatto che la Regione, inserendosi nel processo di globalizzazione per ottenerne i vantaggi comparativi, ha manifestato una tendenza naturale a specializzarsi verso le industrie legate alle esportazioni primarie – che sono ad alta intensità di consumo di energia – quali il settore minerario (rame, alluminio, ferro) e l'agroindustria primaria intensiva di esportazione (soia, cellulosa ed altre).

Questa evoluzione dell'intensità energetica nella Regione ha la sua riprova nel

comportamento seguito dalla traiettoria delle emissioni di CO₂ risultanti dall'offerta di energia primaria nel periodo 1971 - 2007.

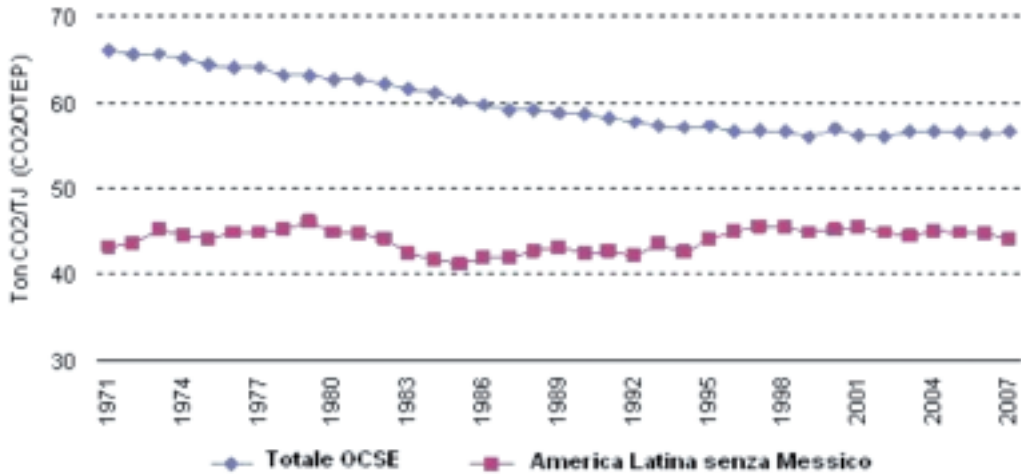
Le differenze tra i paesi più sviluppati e l'America Latina ed i Caraibi quanto a emissioni per unità di offerta di energia (OTEPE) e per unità di prodotto interno lordo sono andate man mano riducendosi. Nel primo caso, i paesi OCSE producevano nel 1971 emissioni per un 52,7% in più rispetto alla Regione, percentuale che nel 2007 è passata al 28,4%: nel caso del PIL, la diminuzione è ancora più accentuata, dal momento che nel 1971 i paesi OCSE producevano emissioni per un 50% in più rispetto all'America Latina ed ai Caraibi, mentre nel 2007 tali emissioni erano il 17,3% in meno. Tuttavia, le differenze a favore dell'America Latina e dei Caraibi, per quanto si possano ridurre, continuano ad essere importanti in termini di emissioni pro capite, dal momento che nel 1971 i paesi dell'OCSE producevano emissioni quasi sei volte superiori a quelle della Regione mentre tale differenza si è ridotta a quattro volte nel 2007 (cfr. tabella I.11 e grafico I.4).

TABELLA I.11
INDICATORI DELLE EMISSIONI: OCSE ED AMERICA LATINA
(In percentuali)

OCSE/America Latina (%)	1971	1980	1990	1991	2000	2001	2004	2005	2006	2007
Nelle emissioni di CO ₂ / OTEPE	52,71	39,79	38,33	36,12	24,12	23,62	24,86	24,20	26,23	28,41
Nelle emissioni di CO ₂ / PIL	50,00	25,86	-3,45	-1,79	-18,33	-20,00	-20,34	-22,41	-18,52	-17,31
Nelle emissioni di CO ₂ /ab.	584,52	488,83	525,29	520,59	436,89	436,76	437,38	427,27	408,37	396,38

Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. CO₂ *Emissions from Fuel Combustion*. CO₂ *Indicator Vol 2009 release 01*.

GRAFICO I.4 EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂ PER UNITÀ DI OFFERTA DI ENERGIA



Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. CO₂ Emissions from Fuel Combustion. CO₂ Indicator Vol 2009 release 01.

1.4.3 Evoluzione del percorso energetico in America Latina e nei Caraibi (Intensità energetica vs reddito pro capite)

L'evoluzione del percorso energetico – che mette in rapporto l'evoluzione dell'intensità energetica con quella del prodotto pro capite – dipende dalle caratteristiche sociali e produttive, nonché dal grado di sviluppo raggiunto.

Nelle economie a sviluppo avanzato si spera che, a mano a mano che cresce il reddito pro capite, si verifichino cambiamenti strutturali e tecnologici che comportino una diminuzione dell'intensità energetica. Ad esempio, a maggiori livelli di reddito pro capite la composizione del prodotto interno (PIL) tende a manifestare cambiamenti strutturali, quali un minore peso relativo dei settori primari a maggior uso intensivo di energia ed un peso maggiore per i servizi fra i settori industriali a minor uso intensivo di energia (informatica, telecomunicazioni, elettronica, biotecnologia, nanotecnologia, ecc.). Nello stesso ordine di idee è logico attendersi che a maggiori livelli di reddito pro capite corrisponda l'incorporazione nello stock di beni di capitale e di consumo (parco autoveicoli, frigoriferi, cucine, illuminazione ecc.) di tecnologie più moderne ed efficienti rispetto ai paesi che hanno minore reddito pro capite.

Queste tendenze sono chiaramente evidenziate nella tabella I.12.

Nelle due regioni l'intensità energetica inizia a differenziarsi a partire dal 1980: l'OCSE mostra un'intensità energetica inferiore del 10% a quella dell'America

Latina e dei Caraibi, differenza che aumenta al 35,7% nell'anno 2007. Parallelamente, il reddito pro capite dell'OCSE – che nel 1980 era quattro volte superiore a quello dell'America Latina e dei Caraibi – diventa sei volte superiore nel 2003, mentre si attesta nel 2007 su un livello cinque volte superiore al reddito medio procapite della Regione.

Questo divario si mantiene ancora oggi (cfr. tabella I.12 e grafico I.5).

TABELLA I.12
DIFFERENZE TRA OCSE ED AMERICA LATINA
(In percentuali)

Differenza tra OCSE ed America Latina (%)	1971	1980	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007
Intensità energetica	-5,98	-9,73	-29,93	-34,80	-36,77	-36,95	-36,74	-34,48	-35,71
PIL/pro capite (in dollari del 2000)	378,26	366,07	546,90	562,98	599,28	581,86	571,55	524,47	503,86

Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia. *World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01.*

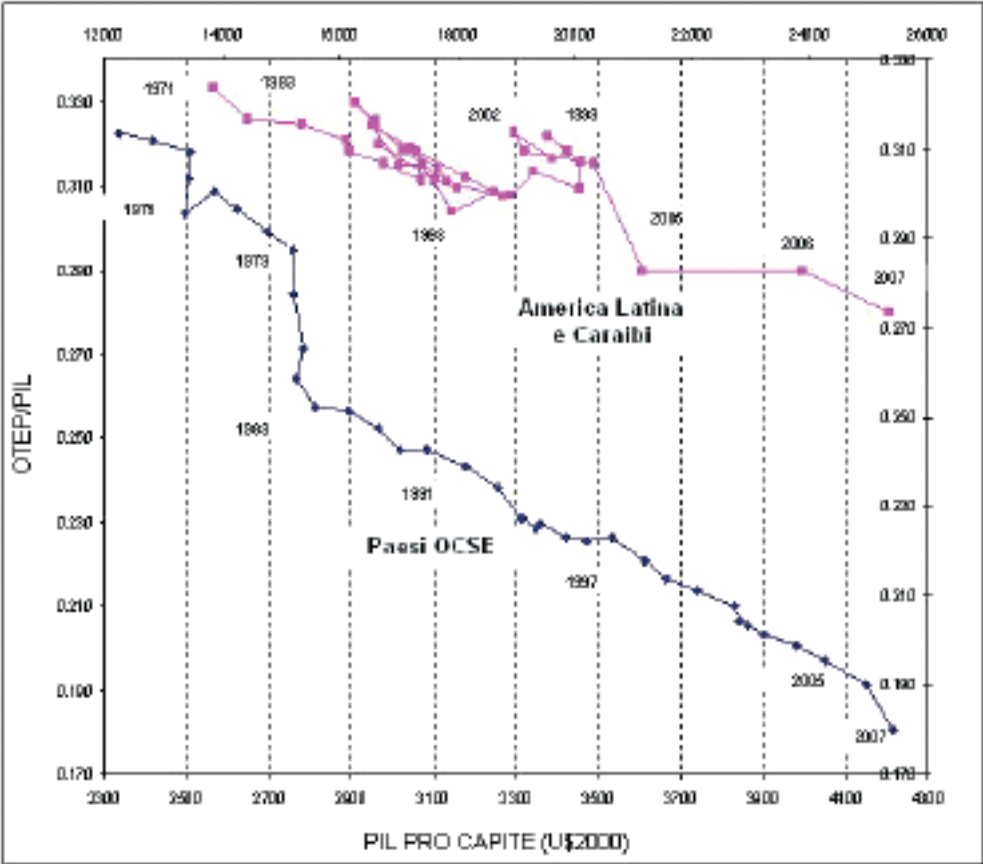
Come si evince dal grafico I.5, il percorso energetico dell'America Latina e dei Caraibi tra il 1971 e il 2007 mostra un comportamento erratico, senza peraltro evidenziare la tendenza che sarebbe auspicabile e cioè ottenere una progressiva diminuzione dell'intensità energetica a mano a mano che si raggiungano maggiori livelli di reddito pro capite.

Questo comportamento suggerisce che le fluttuazioni, che hanno dato luogo a cambiamenti strutturali nel comportamento economico generale, non sono state accompagnate in uguale misura dalle peculiarità del comportamento energetico settoriale precedentemente descritto. Si può così osservare una tendenza negativa, pur in presenza di una forte crescita del reddito pro capite negli anni Settanta, cui ha fatto seguito un trend positivo nel periodo 1980-1990 (contrazione del reddito pro capite ed aumento dell'intensità) che coincide con la cosiddetta “*década perdida*”.

A partire dal 1990 e sino al 2000 (con l'eccezione del 1995) si osserva invece un comportamento in linea con le tendenze auspiccate. Infine, a partire dal 1995

aumenta la volatilità delle due dimensioni e si ritrova la strada giusta con un forte aumento del reddito ed una diminuzione dell'intensità tra il 2002 ed il 2007.

**GRAFICO I.5
EVOLUZIONE DEL PERCORSO ENERGETICO
DELL'AMERICA LATINA E DELL'OCSE**



Fuente: Agenzia Internazionale per l'Energia. *World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2009 release 01.*

Risulta in tal modo evidente che la recessione economica degli anni Ottanta non è stata accompagnata né, tanto meno, è riuscita a stimolare una migliore utilizzazione dell'energia o un aumento di produttività nei consumi, neppure di fronte alla forte caduta delle entrate che la Regione ha sperimentato durante quel decennio. Questo comportamento storico della Regione suggerisce che la capacità di aggiustamento

regionale di fronte ad una situazione come quella attuale, contraddistinta da forti aumenti dei prezzi internazionali dell'energia, può rivestire caratteristiche recessive ed inflazionistiche, mentre sarebbe auspicabile stimolare aggiustamenti recuperando efficienza e produttività nell'uso di energia.

Nella letteratura del settore queste rigidità o inerzie storiche della capacità della Regione di reagire con aggiustamenti agli "shocks" determinati dai prezzi internazionali dell'energia sono state associate, tra l'altro, alle caratteristiche generali di debolezza istituzionale, oltre che a una certa cultura politica populista di cui soffrono le istituzioni pubbliche della Regione. Queste caratteristiche si manifestano nella permanenza di distorsioni di lunga durata nei prezzi dell'energia (politiche deficitarie dei prezzi, sussidi generalizzati e non finalizzati), nell'assenza di politiche in grado di gestire in modo sostenibile la crescita della domanda di energia e dei trasporti e nell'assenza di politiche efficaci volte alla diversificazione delle fonti ed all'efficienza energetica. È necessario inoltre evidenziare come, a partire dall'apertura commerciale avvenuta negli anni Novanta, il crescente inserimento internazionale della Regione abbia a sua volta determinato una crescente specializzazione verso industrie caratterizzate da consumi energetici intensivi, sulle quali la Regione concentra i propri vantaggi comparativi. Questa tendenza strutturale, frutto dell'apertura commerciale e della specializzazione economica stimolata dalla globalizzazione, hanno fatto crescere decisamente, a partire dal 1990, il contenuto energetico del settore industriale e hanno quindi fatto aumentare l'intensità energetica totale dei vari paesi della Regione, in particolar modo del Brasile.

1.5 Energia e Povertà¹⁵

L'iniziativa congiunta CEPAL-PNUD-Club di Madrid-GTZ pone in evidenza l'importanza dell'esplicita inclusione dei temi dell'energia, della povertà e dell'ambiente nell'ambito dei programmi di pianificazione nazionale, sottolineandone il contributo al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo del Millennio (ODM). Sia la comunità internazionale - scientifica e politica - sia gli organismi regionali e multilaterali riconoscono oggi che sarebbe stato preferibile aver incluso l'accesso all'energia tra gli obiettivi del Millennio.

Lo conferma anche il presente studio, che dimostra la stretta relazione esistente tra la disponibilità di energia in quantità e qualità ed il raggiungimento di tali obiettivi.

¹⁵ Sintesi del documento "Contributo dei servizi energetici agli Obiettivi di Sviluppo del Millennio ed alla riduzione della povertà in America Latina e nei Caraibi". Progetto CEPAL, PNUD, Club di Madrid e GTZ, CEPAL-ONU, ottobre, 2009.

L'elaborazione di politiche di accesso all'energia in qualità e quantità e di prezzi che siano in linea con il livello del reddito può significare l'incorporazione di sussidi sia per l'accesso alle fonti energetiche che per l'acquisizione di attrezzature moderne ed efficienti volte alla riduzione della spesa energetica totale delle famiglie.

1.5.1 Relazione tra energia-povertà e cambiamenti climatici

È doveroso sottolineare l'ampio consenso che tra gli analisti e gli specialisti ha suscitato a livello internazionale la necessità di separare i problemi del cambiamento climatico da quelli connessi all'accesso all'energia. È dimostrato che il consumo energetico dei poveri e di quelli che non hanno accesso all'energia riveste scarsissima importanza sull'impatto che può essere rilevato a livello climatico. C'è di più: un aumento del consumo dei più poveri – se realizzato in modo efficiente – non danneggerebbe in alcun modo l'attuale deterioramento del clima.

Tra il 2002 e il 2008 il numero delle persone che vivevano nella Regione in condizioni di povertà è diminuito di dieci punti percentuali, vale a dire che sono usciti dalla soglia di povertà 37 milioni di persone. Anche l'indigenza è diminuita di circa 7 punti (25 milioni di persone in meno in questa condizione). Ma, nonostante questi successi, è importante tenere presente le sfide che la Regione deve continuare ad affrontare specie nel contesto attuale. L'America Latina ed i Caraibi continuano a presentare livelli assolutamente inaccettabili di disuguaglianza sociale: anche se il continente è classificato fra quelli con reddito di livello medio, esistono ancora oltre 180 milioni di poveri ed oltre 70 milioni di indigenti. A ciò va sommata la più dura lezione delle crisi precedenti: le perdite subite a livello sociale hanno bisogno di più del doppio di tempo di recupero rispetto a quelle degli indicatori economici. La Regione ha avuto bisogno di ben 25 anni per recuperare i livelli di povertà precedenti alla crisi degli anni Ottanta, mentre i livelli di reddito pro capite sono stati recuperati in 14 anni.

La distribuzione della povertà urbana e rurale dei diversi paesi della Regione è oltremodo variabile.

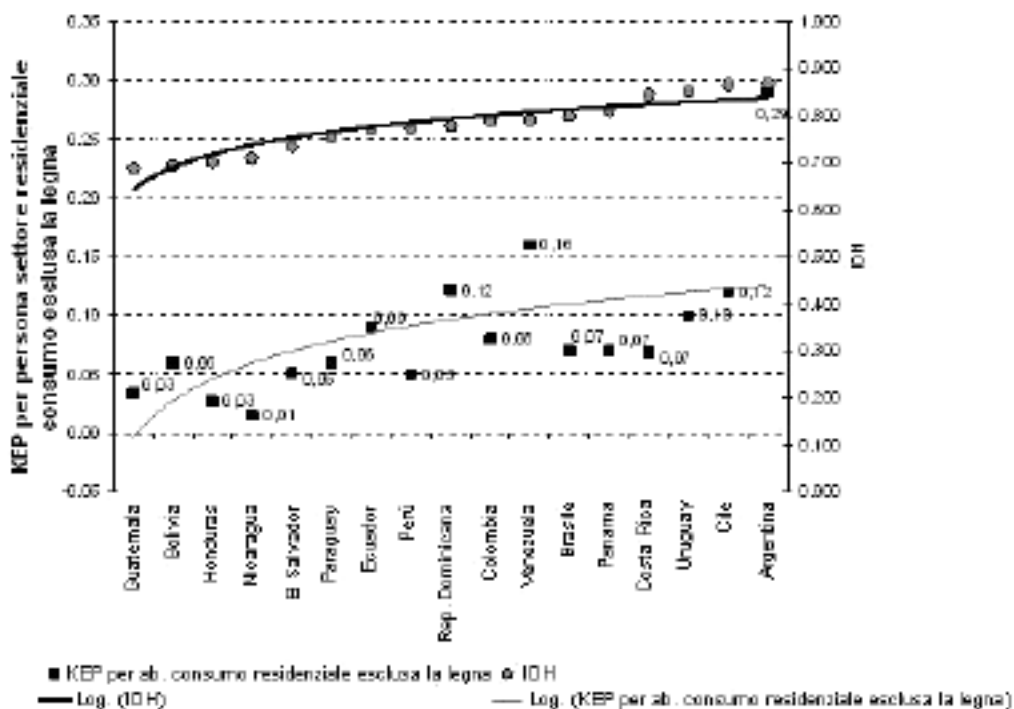
Nell'America del Sud circa il 70% dei poveri vive nelle aree urbane, mentre in America Centrale questa percentuale è solo del 48%.

Paesi come il Brasile presentano circa il 50% di povertà urbana ed il 40% di povertà rurale. L'America Centrale, El Salvador, Guatemala, Honduras e Nicaragua concentrano più del 70% di povertà urbana e più dell'81% di povertà rurale.

Nell'America del Sud l'incremento dei poveri nelle aree urbane rispetto all'incremento totale della popolazione urbana ha rappresentato tra il 30% ed il 60% dell'analogo incremento riferito ai paesi analizzati. Sotto il profilo dell'energia, per

quanto la Regione si trovi in una situazione diversa rispetto agli altri paesi in via di sviluppo, si può osservare che la povertà si manifesta allo stesso modo per quanto riguarda la fornitura ai più poveri di servizi energetici. L'assenza di servizi energetici, e non solo di quelli elettrici, è senza dubbio correlata allo stato di povertà, ma può rispondere anche ad una condizione di isolamento geografico o ad altri tipi di barriere. (cfr. grafici I.6 e I.7).

GRAFICO I.6
CONSUMO ENERGETICO RESIDENZIALE PER ABITANTE
(ESCLUSA LA LEGNA) E ISU

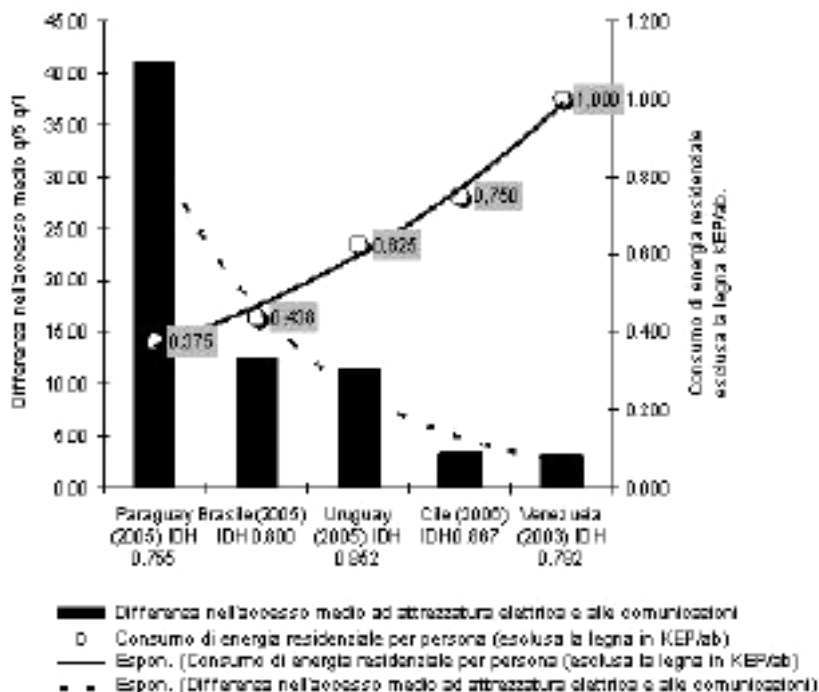


Fonte: Stime proprie sulla base di dati SIEE di OLADE, Bilanci Energetici Nazionali, CELADE, CEPAL e PNUD, 2009.

Si stima che nel 73% dei casi le famiglie che non hanno elettricità sono povere: ciò significa che nella Regione poco più del 10 % dei poveri e circa il 30% degli indigenti non usufruiscono di servizi elettrici. È possibile in tal modo pervenire ad un'approssimazione quantitativa: in America Latina e nei Caraibi circa 29 milioni di famiglie non godono di energia elettrica. Di esse più di 21 milioni sono povere e sicure-

mente la maggioranza è localizzata nelle aree rurali, mentre nelle aree urbane l'accesso all'elettricità può realizzarsi in modo irregolare o clandestino.

GRAFICO I.7
DIFFERENZE NELL'ACCESSO MEDIO ALLE ATTREZZATURE,¹⁶
CONSUMO MEDIO PER ABITANTE DI ENERGIA PROVENIENTE
DA FONTI MODERNE E INDICE DI SVILUPPO UMANO



Fonte: Stime proprie sulla base di dati del SIEE dall'OLADE, Bilanci Energetici Nazionali, CELADE, CEPAL e PNUD, 2009.

1.5.2 Povertà, accesso ai servizi di base ed attrezzature: un approccio per l'individuazione delle necessità di base non soddisfatte

L'Argentina, pur essendo un paese con un alto tasso di urbanizzazione, con uno dei maggiori tassi di penetrazione del gas nel suo alveo energetico e con un elevato IDH (indice di sviluppo umano), presenta disuguaglianze evidenti tra i differenti ceti

¹⁶ La differenza media si riferisce al quoziente tra: la percentuale di popolazione compresa nel quintile delle maggiori entrate che può accedere ad un insieme di allacci (connessione alla rete elettrica, telefonia fissa, internet, televisione, lavatrice, frigorifero e computers) e la percentuale del quintile con minori entrate che ha accesso allo stesso tipo di connessioni.

sociali per quanto riguarda l'accesso al gas naturale in rapporto ai suoi sostituti quali il GPL ed altri.

Il gas distribuito in rete in Argentina è otto volte più economico del GPL. Nonostante i sussidi specifici a favore dei poveri attraverso il programma della “garrafa social” che facilita le possibilità di accesso a quel tipo di combustibile, si stima che circa il 40% delle famiglie comprese nei primi due quintili non aveva ancora accesso al gas in rete nel 2006. Viceversa, nei due ultimi quintili la copertura riferita alla media delle aree urbane è rispettivamente del 76,4% e dell'89,7%. Questa situazione mostra lo scarso peso che si è voluto dare in Argentina al problema dell'equità nell'ambito delle politiche energetiche: questo tipo di sperequazione si può osservare anche in altri paesi dell'America Latina. Se consideriamo, ad esempio, il caso degli abitanti delle aree rurali del Brasile, possiamo osservare che della popolazione compresa nel quintile 1, solo il 43% ha accesso a combustibili puliti e di qualità superiore come il GPL, contro più del 72% di quelli compresi nel quintile 5. L'asimmetria diventa evidente quando si prende in esame la distribuzione dell'uso della legna per cottura in rapporto ai livelli di reddito.

1.5.3 Proposta per interventi volti alla riduzione del divario nei consumi dei più poveri

Per progredire nella strada del superamento della povertà è indispensabile prevedere ed implementare programmi di sviluppo nazionali multidimensionali, che comprendano il tema dell'accesso all'energia. Nell'accezione tradizionale l'energia è associata nelle politiche nazionali soprattutto ai temi della produttività nazionale e della sicurezza energetica, ossia ad aspetti essenzialmente macro-economici, che sono importanti senza dubbio, poiché con scarsa stabilità macroeconomica e senza la sicurezza degli approvvigionamenti è difficile pensare alla crescita e quindi alla riduzione della povertà.

Tuttavia, è indispensabile ampliare il concetto di energia, includendone la dimensione socio-ambientale, ossia l'impatto generato dalla produzione e dall'uso. Il nesso tra energia e povertà e tra energia ed ambiente si deve riflettere in modo esplicito nei piani di sviluppo nazionali e nei rapporti sugli Obiettivi del Millennio.

A tal fine vanno adottate politiche pubbliche specifiche per ampliare l'accesso all'energia a favore dei più svantaggiati mediante tecnologie che risultino le meno dannose possibili per l'ambiente, partendo da una visione integrale della pianificazione energetica che sia coerente con gli Obiettivi del Millennio. Ciò comporta sia una visione globale sia una visione specifica a livello regionale, nazionale e locale: gli studi realizzati nel quadro di questa iniziativa dimostrano infatti che la povertà lungi dall'essere un fenomeno omogeneo è distribuita in modo molto eterogeneo all'interno delle diverse realtà della Regione.

Se bisogna integrare i più poveri a moderne forme di vita e se da ciò dipende il superamento delle loro condizioni obiettive per poter uscire dalla situazione attuale, non è sufficiente pensare ad un accesso limitato all'energia mediante quantità anch'esse limitate o credere che la povertà sia una condizione che riguarda solo le popolazioni rurali. Nell'ottica di questa visione riduttiva, che attualmente risulta prevalente, l'offerta di fonti rinnovabili raggiungerebbe entrambi gli obiettivi: fornire cioè energia ai poveri e non provocare un maggior impatto ambientale soprattutto mediante l'emissione di gas ad effetto serra (GEI) con ricadute sui cambiamenti climatici e sulla deforestazione. Il problema non è la mancanza di elettricità, ma l'uso non sostenibile della legna per soddisfare le necessità energetiche di base legate alla cottura e al riscaldamento dell'acqua e degli ambienti.

In questo senso nel 2009 la CEPAL ha sottolineato con vigore che non si tratta di negare gli sforzi che sono stati compiuti sinora – in particolar modo quelli legati all'elettrificazione rurale – ma che si tratta semplicemente di prendere atto che nella nostra Regione questi sforzi non sono stati finora sufficienti.

La problematica della povertà nella Regione è sempre più una problematica di tipo urbano, per cui è necessario pensare ad un diverso tipo di approccio. I sussidi finalizzati, volti a soddisfare necessità energetiche di base non soddisfatte, devono essere inclusi esplicitamente nei programmi di governo in modo organico e dentro scenari globali.

Il tipo di politiche multisettoriali ed i costi che richiede l'auspicata inclusione sociale devono essere integrati in un modello di sviluppo del settore energetico che eviti ulteriori impatti ambientali e che includa dimensioni quali: la vulnerabilità sociale, il contenimento dei costi ambientali, la diffusione delle tecnologie rinnovabili e pulite in un sistema di reti e di distribuzione dell'energia sia per gli utenti che ancora non dispongono di accesso all'energia sia per quelli che già ne usufruiscono.

1.5.4 Energia, povertà ed ambiente: i poveri non inquinano

Si potrebbero compiere grandi passi in avanti se l'analisi del rapporto energia-povertà-ambiente includesse relazioni più ampie, quali strategie per evitare gli sprechi di energia nei settori di maggiore consumo e di più alto reddito, non solo nel settore residenziale ma anche nei trasporti, nelle industrie, nei servizi e in quegli altri settori che richiedono un'elevata domanda di energia.

Altrimenti, si corre il pericolo che l'incorporazione nei consumi energetici di milioni di persone su tutta la superficie terrestre accentui quelle caratteristiche di mancanza di sostenibilità degli attuali stili di sviluppo, basati su modelli di consumo e di produzione non sostenibili, con ovvii effetti sulla sicurezza degli approvvigionamenti, sull'esaurimento delle risorse naturali non rinnovabili, sui cambia-

menti climatici e sulla deforestazione. Pertanto, il ragionamento che ne consegue è: *“se i poveri devono essere inclusi, che lo siano con quantità minime di energia e mediante l’uso di fonti pulite e rinnovabili o al limite che continuino a rimanere esclusi”*.

Tuttavia, è difficile pensare che con la progressiva tendenza all’urbanizzazione e con un crescente numero di poveri e di indigenti nelle aree urbane questa esclusione sociale possa risultare compatibile con i sistemi democratici. Maggiori possibilità di accesso all’energia nelle aree rurali potrebbero contribuire a contenere le tendenze ad emigrare verso le zone urbane, ma solo a patto che da questo più ampio accesso all’energia derivi la possibilità di un superamento reale delle barriere all’uso produttivo di energia e si possa ottenere che i giovani riescano a cogliere possibilità di progresso nelle rispettive aree di residenza.

Si potrebbe pensare che un’impostazione del genere sia troppo ambiziosa ed è innegabile che lo sia. Ma se non è possibile andare in questa direzione, i risultati saranno scarsi e sarà sprecato un tempo sempre più difficile da recuperare. Come abbiamo ricordato, ci sono voluti ben 25 anni per ridurre il livello di povertà esistente nella Regione prima della crisi degli anni Ottanta, mentre il recupero del livello di reddito pro capite ha richiesto 14 anni.

Sono inammissibili le sperequazioni esistenti nel rapporto fra spesa energetica e reddito registrate nei settori poveri rispetto agli altri, non solo perchè i poveri consumano minori quantità di energia rispetto ai restanti gruppi sociali, ma perchè molte volte essi pagano addirittura di più per unità calorica a causa di politiche di prezzi e di tariffe sociali e ambientali di tipo regressivo.

La pretesa che l’accesso all’energia da parte dei poveri sia raggiunto mediante politiche che prevedano la sostenibilità ambientale dovrebbe essere inquadrata in un contesto globale di produzione e di uso dell’energia all’interno di ciascun paese, al fine di esplorare scenari integrati di sviluppo sostenibile, compatibili con gli Obiettivi di Sviluppo del Millennio. Ciò significa realizzare previsioni di consumo dei poveri sia a livello rurale urbano e degli altri consumatori del settore residenziale, sia di quei settori di consumo responsabili delle maggiori emissioni, quali la produzione elettrica, i trasporti e l’industria.

Come è necessario ridurre di quattro volte il divario dei consumi attuali tra i paesi dell’OCSE e dell’America Latina e dei Caraibi, che si proietta in forma preoccupante sugli scenari futuri, è necessario eliminare i divari che esistono all’interno dei paesi della Regione. Tutto ciò richiede un nuovo ruolo dello stato, delle istituzioni, delle politiche attive e dei piani che, sia pure in forma indicativa, contengano adeguati segnali e contemplino solidi meccanismi per l’implementazione di politiche energetiche socialmente sostenibili a livello ambientale: si potrà così raggiungere

un'offerta energetica, che possa anticipare l'incremento delle diverse domande settoriali e permettere l'inclusione dei poveri.

Riassumendo:

In materia di interventi a favore delle aree rurali è necessario:

- Definire meccanismi che garantiscano continuità ed espansione delle forniture alle famiglie;
- Avanzare nell'attuazione di programmi che assicurino una sufficiente provvista di energia per migliorare la produttività delle attività economiche delle comunità rurali;
- Cercare fin dove possibile di sostituire la legna come fonte di energia e, quando il suo uso risulti inevitabile, cercarne comunque la sostenibilità mediante l'impiego di attrezzature efficienti;
- Fissare soglie per l'accesso all'energia elettrica che considerino potenze sufficienti per il raggiungimento di usi produttivi.

Nel caso delle aree urbane si dovrebbe:

- definire standards di base per i consumi;
- fissare tariffe sociali;
- considerare i sussidi incrociati;
- attuare politiche di efficienza energetica.

Poiché gli effetti di questo tipo di programmi di consumo energetico totale possono risultare di notevole portata, è necessario contare su una pianificazione globale e settoriale di lungo respiro affinché i consumi energetici risultino sostenibili.

CAPITOLO II

LO SVILUPPO IDROELETTRICO E NUCLEARE

2.1 Evoluzione storica ed incentivi per gli investimenti

Sebbene a partire dagli anni Novanta la partecipazione delle centrali idroelettriche sul totale della potenza installata sia notevolmente diminuita in quasi tutti i paesi della Regione, la loro importanza continua ad essere dominante.

Nel 1990 su un totale di 153.047 MW di potenza installata il 64% corrispondeva alle centrali idroelettriche: viceversa nel 2008 dei circa 257.000 MW installati nelle centrali di servizio pubblico, solo il 57% corrispondeva a questo tipo di centrali. Tuttavia, queste cifre non rivelano esattamente la dinamica storica del fenomeno: infatti il peso della potenza installata nei periodi successivi e la particolare importanza di alcuni paesi in questo risultato sono fattori esplicativi di notevole importanza.

In termini quantitativi si può osservare che la massima concentrazione di potenza in centrali idroelettriche si è prodotta tra il 1980 ed il 1990, sebbene buona parte delle decisioni relative agli investimenti corrisponda al decennio precedente (cfr. grafico II.1).

Allo stesso modo va segnalato che alcuni paesi hanno realizzato in questi ultimi quattro decenni tra l'83% e l'86% del totale installato nelle centrali idroelettriche (cfr. grafico II.2).

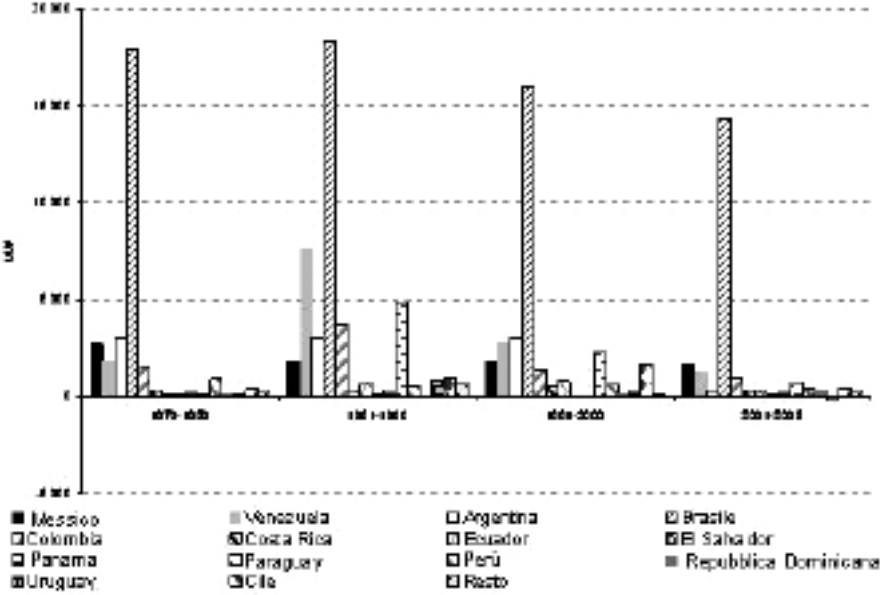
Nel caso del Brasile – paese che rappresenta il 52% della potenza idroelettrica installata a livello regionale – il 60% esisteva già nel 1990, mentre il restante 40% è entrato in funzione o è stato installato a partire dal 1990 ad oggi¹⁷. Qualcosa di simile è accaduto in Argentina.¹⁸ Viceversa, nel caso di paesi come Colombia, El Salvador, Messico, Uruguay, Venezuela ed altri circa il 70% della potenza esistente era stato già sviluppato, mentre nei due decenni successivi le nuove capacità provenienti da risorse idroelettriche hanno rappresentato, a seconda dei casi, tra il 12% ed

¹⁷ Parte della potenza successiva agli anni Novanta si deve agli ampliamenti, come nel caso di Itaipú in cui, dal 1990 ad oggi sono state installate 5 delle 20 turbine di generazione, con una potenza attuale di 14.000 MW, obiettivo massimo del progetto originario.

¹⁸ Nel caso dell'Argentina e del Paraguay, l'entrata di Yaciretá si è avuta a metà degli anni Novanta, ma i lavori erano già stati iniziati nel decennio precedente: lo stesso è successo con la Centrale "Piedra del Águila", la cui costruzione fu iniziata tra il 1983 ed il 1985, mentre la messa in funzione si è avuta solo nel 1993.

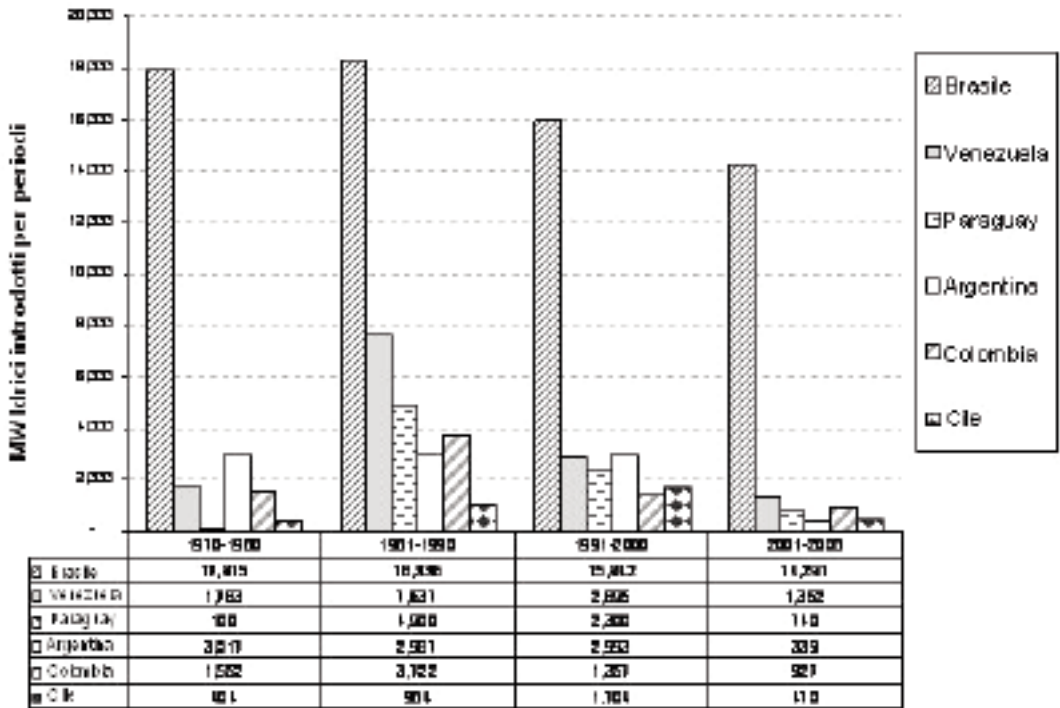
il 30%. Nei paesi con potenze minori, quali ad esempio Costa Rica, Ecuador, Repubblica Dominicana e Cile, il 50% circa è stato installato dopo tale data (cfr. grafico II.3).

GRAFICO II.1
AUMENTO DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLE CENTRALI
IDROELETTRICHE IN AMERICA LATINA E CARAIBI (1970-2008)
(In MW)



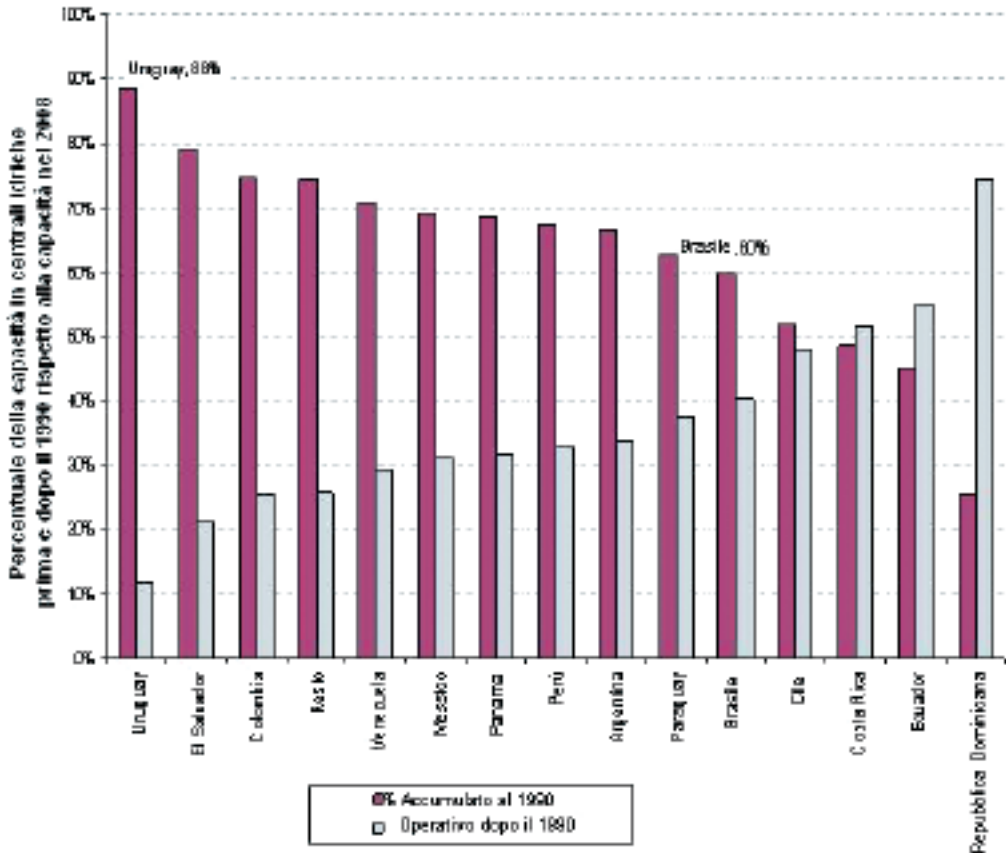
Fuente: Stime elaborate sulla base dei dati del Sistema di Informazione Economica Energetica (SIIE) dell'Organizzazione Latinoamericana per l'Energia (OLADE), 2010.

GRAFICO II. 2
PRINCIPALI PAESI RESPONSABILI DELL'AUMENTO DELLA
CAPACITÀ INSTALLATA NELLE CENTRALI IDROELETTRICHE
IN AMERICA LATINA E CARAIBI 1970-2008
(in MW totali per periodi)



Fonte: Stime proprie sulla base dei dati SIEE di OLADE, 2010.

GRAFICO II.3
PERCENTUALE SVILUPPATA FINO AL 1990 E SUCCESSIVAMENTE
RISPETTO ALLA CAPACITÀ IDROELETTRICA ESISTENTE NEL 2008



Fonte: Stime proprie sulla base dei dati SIEE di OLADE (2010).

La storia dello sviluppo delle maggiori centrali in America Latina è anche la storia di ingegnose architetture finanziarie, la maggior parte delle quali furono concepite in tempi in cui la Regione non presentava elevati indici di indebitamento con l'estero nè le restrizioni ambientali erano particolarmente severe da parte degli organismi internazionali. Inoltre, buona parte di queste centrali si è sviluppata sotto governi “de facto”, anche se gli studi e gli accordi preliminari erano stati fatti in decenni precedenti in situazioni istituzionali diverse.

Nel caso del Brasile lo sviluppo idroelettrico si è avuto molto presto. La prima centrale idroelettrica costruita per uso pubblico fu quella di Marmelos, commissionata nel 1889 nello Stato di Minas Gerais, una regione sud orientale del Brasile.

L'installazione di centrali idroelettriche ebbe agli inizi una crescita lenta, raggiungendo negli anni Cinquanta i 5.000 MW.

A partire da quel momento ha avuto inizio uno sviluppo accelerato quanto a numero e dimensioni delle centrali costruite, che per la maggior parte erano destinate alla produzione di elettricità, con particolare intensità nel periodo 1975 – 1985.

Attualmente, la capacità idroelettrica installata in Brasile raggiunge i 73.000 MW, con quasi 600 centrali idroelettriche, ivi comprese quelle di grande sfruttamento.

Questa intensa attività di progettazione e costruzione di centrali ha prodotto uno sviluppo significativo della tecnologia brasiliana, specificamente adatta alle regioni tropicali ed ai paesi in via di sviluppo. Si è così iniziato lo sviluppo di progetti di grande portata, con l'uso di tecnologie sino ad allora poco utilizzate nel paese, quali: dighe di pietrame compattato con copertura di calcestruzzo e dighe di cemento armato compattato a rullo. Questo processo ha offerto l'opportunità di sviluppare metodologie di esecuzione adeguate alle diverse situazioni, rafforzando le grandi imprese di costruzione ed i cementifici che attualmente operano nella Regione.

È importante osservare che il modello istituzionale del settore elettrico brasiliano è sempre stato intimamente correlato all'intensità del suo sviluppo. Perciò all'inizio del processo tutte le iniziative erano del settore pubblico, le cui capacità di investimenti favorivano le condizioni per uno sviluppo accelerato.

Il caso di Itaipú, ad esempio, fu il risultato di intensi negoziati tra i governi del Brasile e del Paraguay durante gli anni Sessanta. Nel 1970 il consorzio formato dall'impresa statunitense *Industrial Electric Company* (IECO) e dall'impresa italiana ELC Electroconsult S.p.A. vinse la gara internazionale per la realizzazione degli studi di fattibilità e per l'elaborazione del progetto dell'opera: i lavori furono avviati nel febbraio del 1971. Nel 1974 fu creato l'ente binazionale Itaipú per l'amministrazione della costruzione della diga. L'inizio effettivo dei lavori si ebbe nel 1975 e la messa a regime quasi un decennio più tardi nel 1984.

Sebbene il finanziamento di questa gigantesca diga sia stato effettuato dal Brasile attraverso la Banca Nazionale per lo Sviluppo Economico e Sociale (BNDES), questa ha dovuto ricorrere a sua volta a prestiti esteri ed interni che durante gli anni Ottanta hanno condizionato buona parte dello sviluppo economico del paese, anche se parte del problema finanziario ricade sul Paraguay¹⁹.

¹⁹ Dal momento che il Paraguay non disponeva di risorse finanziarie proprie, il trattato di Itaipú stabilì che il Paraguay avrebbe rinunciato all'utilizzo della parte che gli corrispondeva, vendendola al Brasile, quale unico acquirente possibile, secondo i termini del trattato. Il costo dell'opera di Itaipú raggiunse approssimativamente la cifra di 20.000 milioni di dollari, di cui il Paraguay doveva apportare il 15%. Tuttavia, nel 2002 il saldo a debito di Itaipú era pari a 18.500 milioni di dollari: si ritiene che esso potrà essere integralmente ammortizzato solo nel

In seguito, quando diminuirono in modo consistente le capacità di investimenti del settore pubblico, fu adottato un nuovo sistema che consentisse di aprire la strada agli investitori privati: questi cominciarono ad investire nella costruzione di centrali idroelettriche, soprattutto di medie e piccole dimensioni, anche se non c'era più lo stesso dinamismo che aveva caratterizzato il periodo precedente.

In una fase successiva l'associazione fra investitori pubblici e privati sottolineò la necessità di adottare strumenti più efficaci di regolazione per monitorare il processo: ebbe così inizio una fase di instabilità nella regolamentazione, caratterizzata da frequenti alterazioni di questi strumenti, come si approfondirà più avanti.

Nel caso dell'Argentina si debbono segnalare i progetti idroelettrici binazionali, quali Yaciretá col Paraguay e Salto Grande con l'Uruguay, nel bacino del fiume Limay realizzati dall'impresa statale *Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (HIDRO-NOR S.A.)*. Nel secondo caso un'importante percentuale del finanziamento fu ottenuta mediante la creazione di un fondo specifico per lo sviluppo, creato a partire dalla rendita petrolifera percepita dall'impresa petrolifera statale *Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)* attraverso un'imposta sui combustibili: decisione che diede ottimi risultati sino a quando la politica dei prezzi dell'energia tra gli anni 1980 e 1990 decapitalizzò l'insieme delle imprese pubbliche in Argentina (Kozulj, R. 1989).

Le maggiori difficoltà finanziarie sorsero per Yaciretá. Innanzitutto, l'opera finì per costare circa 11.500 milioni di dollari (pari a 3.600 dollari/MW), in un'epoca in cui il costo stimato era tra i 1.200 ed i 1.500 dollari (come ad esempio per Itaipú). Il progetto della diga fu motivo costante di forti critiche durante la progettazione e la costruzione sia per gli impatti ambientali – tra questi l'inondazione di un ecosistema praticamente unico, che portò all'estinzione di numerose specie endemiche – sia per la gestione del progetto. Attualmente, sono in corso controversie da parte delle imprese costruttrici che reclamano compensi per i maggiori costi subiti.

Anche in paesi come la Colombia il ritardo di opere imprescindibili per evitare rischi negli approvvigionamenti – come nel caso della Centrale Guavio, iniziata nel 1982 e terminata nel 1992 – ha evidenziato i limiti dei finanziamenti statali degli anni Ottanta. Si ritiene che la crisi elettrica della Colombia, verificatasi negli anni 1992-1993, fu dovuta in parte a questo lungo processo.

Si può pertanto affermare che, a partire dagli schemi macroeconomici applicati

febbraio del 2023, dal momento che il principale creditore è Electrobras. In Paraguay alcuni settori hanno sostenuto che il presunto debito attuale di Itaipú di circa 17.000 milioni di dollari sia illegittimo, dal momento che esso è andato accumulandosi durante gli anni mediante un complesso meccanismo di interessi doppi – legati, presumibilmente, all'inflazione del Brasile e degli Stati Uniti – e che i brasiliani non avrebbero rispettato la regola per cui la tariffa deve essere uguale al costo. La controversia è tuttora in corso.

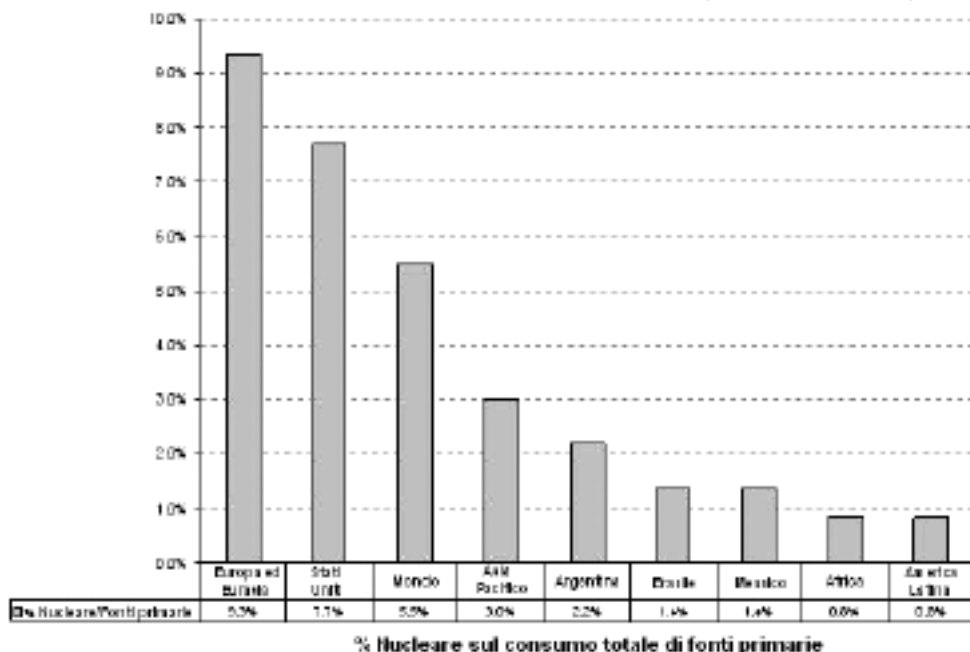
nella Regione durante gli anni Ottanta e specialmente alla fine di quel decennio, le restrizioni finanziarie hanno inciso sulle possibilità di continuare grandi opere idroelettriche. Ma anche altri fattori hanno contribuito a tale situazione: a) l'abbondanza di gas naturale esistente nella Regione; b) l'apparizione di centrali a ciclo combinato agli inizi degli anni Novanta; c) le riforme del settore energetico; d) le crescenti restrizioni ambientali e sociali che hanno pesato sull'espansione del settore idroelettrico.

2.2 *Restrizioni ambientali e sociali: nuove barriere allo sviluppo del settore idroelettrico?*

L'importanza relativa del settore idroelettrico in America Latina supera quella di molte altre regioni: in paesi come il Brasile esso costituisce più di un terzo del totale del consumo energetico da fonti primarie. Inoltre, il suo sviluppo è stato molto precoce, se consideriamo gli impianti di Marmelos in Brasile (1889) e Chivilingo in Cile, (1897) (cfr. grafico II.4).

GRAFICO II.4

PARTECIPAZIONE DEL SETTORE IDROELETTRICO NEL TOTALE DEL CONSUMO ENERGETICO DI FONTI PRIMARIE DI ENERGIA A LIVELLO MONDIALE. CONFRONTO TRA I PRINCIPALI PAESI DELL'AMERICA LATINA ED ALTRE REGIONI (DATI DEL 2008).



Fonte: Elaborazione propria sulla base dei dati BP *Statistical Review of World Energy*, 2009.

Mentre durante tutto il periodo di crescita accelerata delle economie dell'America Latina e dei Caraibi organismi come la Banca Interamericana di Sviluppo (BID), la Banca Mondiale (BM), la Banca Internazionale per la Ricostruzione e lo Sviluppo (BIRS) e la Corporazione Finanziaria Internazionale della Banca Mondiale (CFI) appoggiarono fortemente lo sviluppo idroelettrico, a partire dalla metà degli anni Ottanta e soprattutto negli anni Novanta, i problemi relativi all'ambiente cominciarono ad emergere sia all'interno di questi organismi multilaterali, sia nella presenza crescente di organizzazioni non governative che si opponevano alle grandi opere idroelettriche.

Alla già critica situazione dei finanziamenti, dovuta alla crescita esplosiva del debito estero tra gli anni 1970 e 1990,²⁰ vennero a sommarsi i problemi sempre più importanti riguardanti gli aspetti sociali ed ambientali.

Le questioni di maggiore rilievo affrontate nelle negoziazioni dei grandi progetti idroelettrici sono state:

- a) La dislocazione delle popolazioni e il relativo impatto negativo culturale e identitario;
- b) La perdita diretta di ettari di bosco e di terre coltivabili;
- c) Gli effetti derivanti dall'inondazione di zone, quali le malattie e le emissioni di gas con effetto serra provocate dalla decomposizione e putrefazione delle biomasse;
- d) I problemi sociali creati dalla costruzione delle dighe;
- e) La perdita della biodiversità;
- f) Gli eventuali rischi derivanti dalla rottura delle dighe;
- g) Il rischio di movimenti sismici.

Nelle discussioni sull'assetto dell'Amazzonia è stato certamente centrale il tema delle enormi dimensioni del processo di deforestazione, ma non minore importanza hanno avuto anche le questioni riguardanti lo sradicamento e lo spostamento delle popolazioni indigene.

Nel caso del Cile, la centrale di Pangué S.p.A., costruita tra gli anni 1993 e 1996, con un finanziamento della Corporazione Finanziaria Internazionale (CFI) fu

²⁰ Il debito della regione passò in un solo decennio da 16,1 miliardi di dollari americani nel 1970 a più di 220 miliardi di dollari nel 1980. Una parte di questo debito fu legato ai finanziamenti delle opere infrastrutturali, ma un'altra parte fu il risultato di politiche economiche monetariste che vollero coniugare apertura finanziaria e apertura commerciale. In seguito, a causa dell'aumento dei tassi di interesse e dei nuovi prestiti, la cifra si raddoppiò verso la fine degli anni Novanta. Oggi tale cifra viene valutata intorno ai 665 miliardi, avendo raggiunto un massimo di 764 miliardi di dollari nel 2004. Va segnalato che non esistono cifre precise successivamente al 2005. (Vedasi CEPAL, sistema di statistiche del commercio estero, consultazione integrata Flashproc). Vedasi anche Kozulj, R. 2006, Ed. Akal).

criticata da questo stesso organismo. In quell'epoca la legislazione ambientale era ancora in corso e la Legge sulle Comunità Indigene, approvata dal Congresso nell'ottobre del 1993, entrò in vigore solo nel 1994. La situazione delle famiglie "pehuenches", colpite dalla costruzione della diga Pangué, era caratterizzata dalla totale assenza di una normativa che proteggesse l'ambiente e le popolazioni indigene. Per mitigarne le conseguenze, fu creata la Fondazione Pehuén, la cui finalità consisteva nel farsi carico dell'impatto su entrambi i fronti. Tuttavia, secondo i gruppi ambientalisti, la mancanza di impegno da parte di questo ente fu dovuta, fra l'altro, ai condizionamenti dell'impresa spagnola Endesa. I rapporti negativi ricevuti dalla stessa CFI e dalla Banca Mondiale provocarono drastiche decisioni che impedirono la concessione di nuovi prestiti. Da parte sua, l'impresa Pangué S.p.A. decise nel marzo 1997 di chiedere il pagamento anticipato dei propri crediti alla CFI.

La moltiplicazione dei conflitti sociali ed atteggiamenti contrari alla costruzione di dighe idroelettriche hanno dominato gli scenari con cui si sono confrontati i nuovi lavori per la produzione idroelettrica.

I conflitti socio-ambientali che si presentano sia per le conseguenze delle dighe già costruite sia per i pericoli di quelle da costruire si basano generalmente su argomentazioni dalle molteplici sfaccettature, dal momento che si sostiene che "questo nuovo modo di pensare valorizza le diversità culturali e si preoccupa di evitare l'estinzione delle culture indigene". D'altra parte, molti progetti per la produzione di energia elettrica sono vincolati a progetti di estrazione mineraria: il messaggio ostile allo sviluppo adottato nella Regione nei confronti dell'utilizzo delle risorse naturali va ben oltre l'opposizione all'uno o all'altro progetto minerario specifico, per acquistare la valenza di un messaggio politico valido per tutta la Regione, in cui gli assi "identità culturale-biodiversità-equità" sono generalmente contrapposti a modelli di sviluppo basati su un uso intensivo delle risorse naturali, agricole, forestali, minerarie ed energetiche.

Per numerosi insediamenti indigeni, ubicati in regioni dove si trovano risorse minerarie ed energetiche della Regione, la costruzione di centrali idroelettriche costituisce un fondamentale tema di controversie.

La costruzione di dighe esige l'inondazione di vaste superfici che in molti casi sono abitate da diverse comunità. Si tratta di conflitti che attualmente stanno affrontando i governi della Colombia, del Cile, del Paraguay e del Brasile. Quest'ultimo deve far fronte alle proteste di centinaia di comunità che si oppongono alla costruzione di dighe destinate a sopperire al deficit energetico che il Brasile deve affrontare. La modificazione degli alvei dei fiumi (opere fondamentali per poter costruire le dighe) penalizza in genere le comunità indigene per il forte impatto sull'ecosistema. Per la cultura indigena un intervento di questo tipo significa un'alterazione di madre

natura e quindi del ciclo vitale dei pesci e delle altre specie. In tal modo si minaccia la sopravvivenza delle comunità, soprattutto se si considera che l'attività della pesca è alla base della dieta alimentare di queste popolazioni²¹: conflitti del genere si sono verificati in Bolivia, in Perù ed in Guatemala²².

In alcuni casi, l'azione di opposizione può condurre al blocco delle opere o degli accessi. In altri casi si può dar luogo alla creazione di una normativa ambientale restrittiva, per cui l'ottenimento delle licenze ambientali può rivelarsi un costo non previsto ex-ante dagli investitori privati, come è accaduto nel caso della Centrale El Quimbo in Colombia²³: in altri ancora, quando gli investimenti sono pubblici, sono necessari lunghi negoziati tra governi sui costi necessari per trasferire intere popolazioni e/o abitanti delle zone destinate ad essere sommerse, come nel caso dell'elevazione della quota di Yaciretá tra l'Argentina ed il Paraguay.

A questa complessa situazione si è aggiunto il problema dell'accesso all'acqua potabile. Come afferma la "Dichiarazione Europea per una Nuova Cultura dell'Acqua", firmata da cento scienziati dei diversi paesi dell'Unione Europea agli inizi del 2005, "i problemi dell'accesso all'acqua potabile per 1.200 milioni di persone e la crisi della biodiversità negli habitat di acqua dolce sono le due facce della crisi che contraddistingue la non sostenibilità degli ecosistemi acquatici continentali e delle falde acquifere sotterranee. Di fatto, il problema non è tanto la scarsità dell'acqua, quanto l'inquinamento ed il degrado ecologico". Sebbene questo aspetto possa non presentare un'immediata relazione con la creazione delle dighe, questa nuova situazione apre due grandi fronti²⁴:

- a) Crisi della sostenibilità, capeggiata dai movimenti per la difesa del territorio di fronte a grandi progetti idroelettrici ed ai problemi dell'inquinamento.

²¹ Ekintza Zuzena, Numero 25. zenbakia, en http://www.nodo50.org/ekintza/article.php3?id_article=186

²² Fronte Nazionale Guatemalteco contro le Dighe: dichiarazioni di coloro che risultano colpiti e minacciati dalla costruzione delle dighe. Configurazione del Fronte Nazionale contro le Dighe. In via di pubblicazione: OSAL, Osservatorio Sociale per l'America Latina, anno VI, N° 17. CLACSO, Consiglio Latinoamericano per le Scienze Sociali, Buenos Aires, Argentina: Argentina. 2005. [Citato il: 26/4/2010]. Disponibile in <http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/ar/libros/osal/osal17/d1.pdf> ISSN: 1515-3282.; vedasi anche <http://www.biodiver.sidadla.org>.

²³ La "Emgesa" del gruppo ENDESA fu diffidata dalla Direzione per le Licenze, i Permessi e le Procedure Ambientali, ad iniziare il procedimento di scarico, in ottemperanza alla risoluzione N° 227 dell'11 febbraio 2009, per mezzo della quale "viene formulato un addebito nei confronti dell'impresa EMGESA S.p.A. E.S.P. per avere presuntivamente iniziato la costruzione del progetto idroelettrico "El Quimbo"... senza disporre della Licenza Ambientale, in contrasto con la normativa ambientale vigente". (El Quimbo è stata iniziata senza l'osservanza della Normativa Ambientale), Piattaforma Sud delle Organizzazioni Sociali - 27 febr./2009, in "<http://www.censat.org/noticias/2009/2/27/>" "El-Quimbo-se-inicia-incumpliendo-la-Normatividad-Ambiental."

²⁴ Arrojo Agudo, P. "L'Alleanza per l'Acqua", parere del Dipartimento per le Analisi Economiche dell'Università di Saragozza, 2010.

- b) Crisi di governabilità con un forte movimento in difesa dei diritti umani e di cittadinanza di fronte alla privatizzazione dei servizi legati all'uso dell'acqua.

Per quanto sia normale che le autorità cerchino di convincere l'opinione pubblica che l'energia sia il maggiore bene comune, la sua carenza porrebbe in serio pericolo la continuità del moderno stile di vita: talvolta lo scontro assume il carattere di un'opposizione netta ai paradigmi socioculturali, in cui la difesa del diritto delle minoranze etniche acquista un forte peso nell'opinione pubblica.

Per alcuni analisti (Martinez Alier, J., 2006²⁵) si tratta di una sorta di “conflitto ecologico distributivo”. In questo senso si sostiene che è necessario considerare che si può osservare l'uso di linguaggi diversi. Ad esempio i poteri pubblici e le imprese cercano di imporre il linguaggio economico, promettendo un'analisi costi-benefici con tutti gli effetti indiretti tradotti in denaro e fanno una propria valutazione dell'impatto ambientale, sostenendo che solo così si decide se costruire o meno una diga che possa generare conflitti. Ma può succedere che coloro che risultano colpiti, per quanto comprendano perfettamente il linguaggio economico e pensino che è meglio ricevere un compenso economico piuttosto che nulla, facciano comunque ricorso ad altri tipi di linguaggio radicati nelle proprie culture. Possono infatti dichiarare che la terra ed il sottosuolo sono sacri e che “la propria cultura non ha prezzo”. In conflitti ambientali di questo genere si mettono in gioco valori molto diversi, ecologici e culturali, basati sul diritto alla sussistenza delle popolazioni residenti nonché valori economici nel senso “crematistico” del termine: sono valori che vengono espressi su scale diverse e non possono quindi essere raffrontati.

Un chiaro esempio di come si è proceduto in questa direzione – anche se basato su istanze giudiziarie e governative – è costituito dalla paralisi subita da alcune centrali del Brasile. La giustizia federale dello Stato di Pará nel nord del Brasile ha deciso di ritirare la “licenza ambientale” e di sospendere l'avvio della gara d'appalto prevista per la costruzione della Centrale idroelettrica Belo Monte. La centrale era stata progettata nel centro dell'Amazzonia e doveva diventare per dimensioni la terza centrale al mondo con una potenza di 11.233 MW, ma vi era stata l'opposizione di un gran numero di organizzazioni della società civile. Sei pubblici ministeri dello Stato di Pará hanno sospeso la concessione della licenza ambientale per “pericolo di danni irreparabili” per l'ambiente e per le popolazioni locali. La giustizia ha fissato una

²⁵ Cfr. Martinez Alier, J., *Conflitti ecologici distributivi in America Latina*, Articolo elaborato per la Conferenza “L'Ecologismo Popolare”; presentato nel giugno 2006 alla “Consejería de Medio Ambiente de Cantabria”, che a sua volta ha formato parte della Conferenza Plenaria Centrale delle Terze Giornate dell'Associazione Argentino-Uruguayana di Economia Ecologica (ASAUEE), San Miguel de Tucumán, 1 giugno 2007, Universidad Tecnológica Nacional-Facultad Regional Tucumán.

multa di un milione di reales (418.000 euro) a favore dell'Istituto Brasiliano per l'Ambiente e le Risorse Naturali Rinnovabili (IBAMA) e dell'Agenzia Nazionale per l'Energia Elettrica (ANEEL) nel caso in cui l'ordine non fosse stato rispettato. Il denaro sarebbe stato destinato alle popolazioni indigene che avessero sofferto le conseguenze del megaprogetto, il cui valore era stimato in circa otto miliardi di euro. Va sottolineato che il Ministero per l'Ambiente aveva concesso l'autorizzazione alla costruzione nel febbraio del 2010, ponendo come condizione tra le altre che l'impresa vincitrice dell'appalto si impegnasse a spendere l'equivalente di 590 milioni di euro per "mitigare" i danni derivanti dall'esecuzione del progetto.

Un altro esempio è la costruzione della Centrale di Belo Monte sul fiume Xingu, un progetto nato negli anni Settanta ma bloccato dalle resistenze di molti movimenti della società civile. Questo progetto prevede l'inondazione di 500 chilometri quadrati di selva amazzonica, che danneggerebbe direttamente o indirettamente 66 comunità ed 11 territori indigeni, protetti dalla Costituzione, in un'area in cui vivono 19.000 persone che dovrebbero essere evacuate e sistemate in altri luoghi. In questo caso il problema tende a internazionalizzarsi, poiché sia le organizzazioni religiose che le ONG cercano appoggi in centri internazionali con un certo grado di potere e di influenza sulle decisioni dei governi nazionali²⁶. Tuttavia il consorzio brasiliano Norte Energía²⁷, caratterizzato da una forte presenza di imprese statali, ha vinto la gara d'appalto per la costruzione della controversa diga di Belo Monte. Per quanto il risultato della gara sia stato annunciato tra le proteste dei gruppi indigeni, degli ambientalisti e degli abitanti del territorio, le decisioni giudiziarie, dopo vari alti e bassi, si sono espresse alla fine in favore delle posizioni del governo nazionale.

Anche se sino ad oggi questi conflitti si sono tradotti in compensazioni economiche ed in maggiori costi per consentire l'insediamento delle grandi centrali idroelettriche, se dovessero prevalere posizioni scarsamente negoziabili potrebbero verificarsi episodi di violenza con notevoli ripercussioni sulla legittimità dei governi e dei loro modelli di sviluppo.

In questo contesto i governi della Regione si trovano ad affrontare un serio dilemma. Si sa che la dinamica degli investimenti nella produzione di energia elettrica ha subito seri ritardi rispetto all'evoluzione dei consumi. Tra gli anni 1970 e 2008

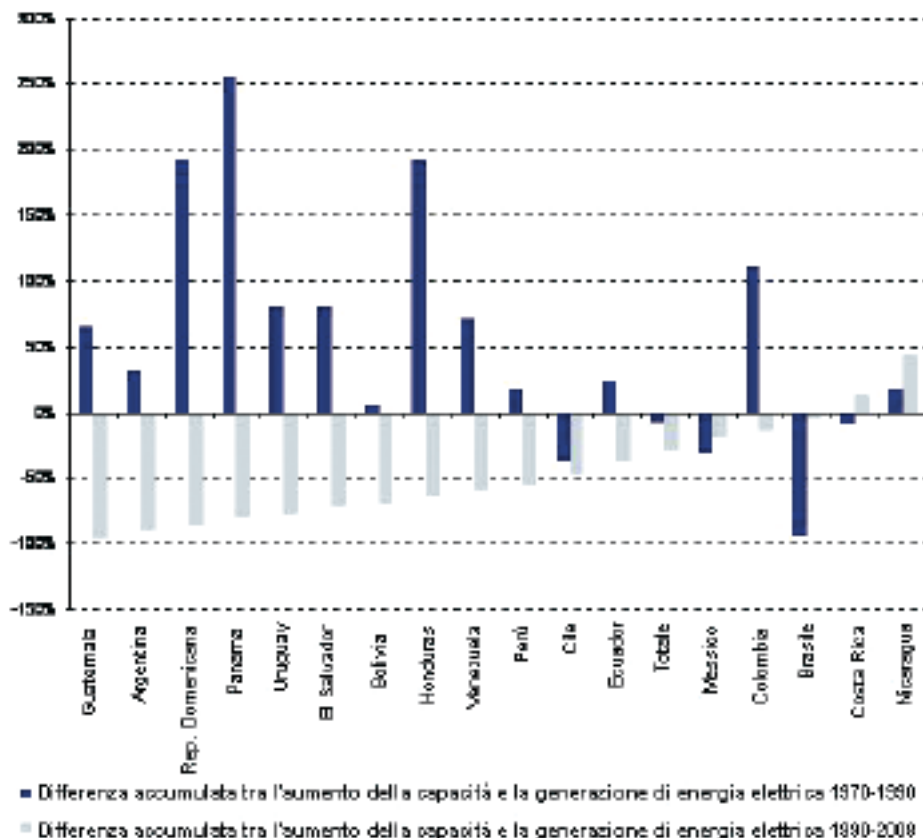
²⁶ Cfr. Missionary Internacional Service News Agency, 15-04-2010, Amazonia: impedita la costruzione della centrale idroelettrica di Belo Monte. <http://www.misna.org/news.asp?a=1&IDLingua=4&id=270446>.

²⁷ Norte Energía è formata da nove imprese, con una forte presenza della Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, filiale della statale Electrobras, col 49,98%, e sette imprese costruttrici, imprese private di ingegneria e di energia. Il consorzio ha vinto la gara d'appalto offrendo un prezzo di vendita dell'energia di 77,9 reales per MW/h (circa \$44 al cambio attuale). Il tetto del prezzo era di 83 reales (\$47).

i consumi sono cresciuti ad un tasso vicino al 5,8% annuo, mentre la capacità è cresciuta solo del 5,4% annuo. Ma tra il 1990 ed il 2008 i consumi sono cresciuti più del 4,2% annuo mentre la potenza è cresciuta solo del 3,3% annuo. Nel periodo successivo al 2000 i consumi e la potenza hanno registrato un incremento rispettivamente del 3,4% e del 2,8% annuo.

La dinamica in America Latina e nei Caraibi è risultata molto diversa a seconda dei vari paesi della Regione.

GRAFICO II.5
DIFFERENZE ACCUMULATE TRA L'AUMENTO DELLA CAPACITÀ
INSTALLATA PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
E L'ENERGIA ELETTRICA GENERATA
(Periodo 1970-2008)



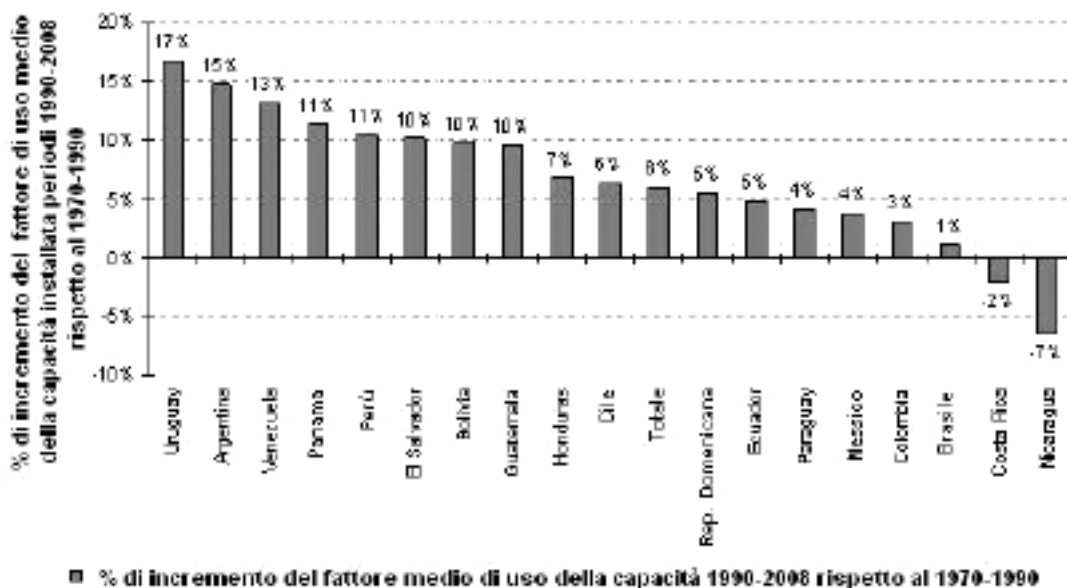
Fonte: Stime proprie sulla base dei dati del SIEE, OLADE, 2010.

Come si può osservare nel grafico II.5, paesi come Cile, Brasile e Messico hanno accumulato differenze sia nel periodo 1970-1990 sin dagli anni Novanta ad oggi. Nei restanti casi, mentre tra il 1970 ed il 1990 si è creata una capacità di energia elettrica ad un tasso maggiore rispetto a quello del consumo, nel periodo successivo al 1990 gli indici sono risultati negativi.

Ciò significa una diminuzione del margine di riserva o, se si vuole, un incremento del fattore medio di utilizzo della capacità installata (cfr. grafico II.6).

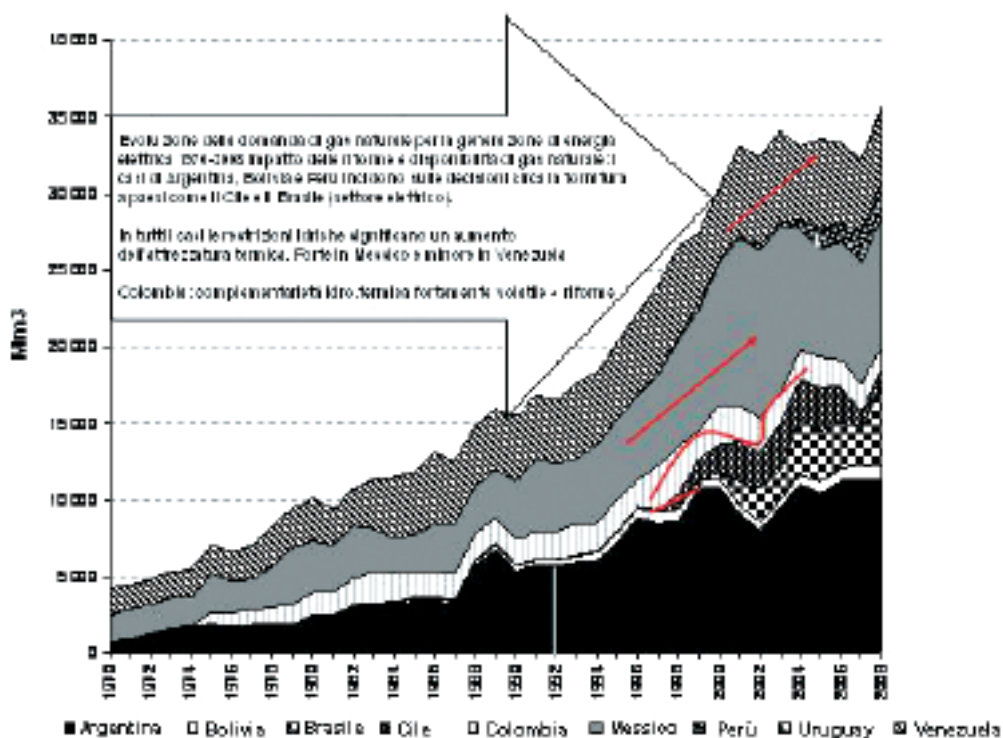
Al tempo stesso una maggiore disponibilità di energia elettrica dipende dagli approvvigionamenti e dalla disponibilità di gas naturale (cfr. grafico II.7).

GRAFICO II.6
INCREMENTO DEL FATTORE MEDIO DI USO DELLA CAPACITÀ
INSTALLATA. MEDIA 1990-2008 RISPETTO ALLA MEDIA 1970-1990



Fonte: Stime proprie sulla base dei dati del SIEE, OLADE, 2010.

GRAFICO II.7 EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI GAS NATURALE PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (1970-2008)



Fonte: Stime proprie sulla base dei dati SIEE, OLADE, 2010.

Naturalmente, in un contesto internazionale caratterizzato da bassi prezzi dei combustibili – come quello che è prevalso sino al 2002/2003 – e dato il costo relativamente basso degli investimenti in centrali termiche, le tendenze registrate possono essere considerate come conseguenza naturale di questo contesto ed in molti casi anche delle privatizzazioni (Kozulj, 2009^a) e delle ricordate restrizioni finanziarie ed ambientali. Tuttavia, a partire dal 2004 non pochi paesi hanno dovuto rivedere queste politiche nei confronti del gas naturale, che comunque sembrava una risorsa abbondante in paesi come Argentina, Bolivia, Colombia e Perù, mentre ben presto si è rivelato una risorsa scarsa.

A causa della contrazione degli investimenti e di un inadeguato bilancio idrotermico, si sono avute varie crisi elettriche in particolare durante i periodi di siccità (Cile, 1999; Brasile 2001; Colombia e Venezuela 2009-2010). In altri casi (Argentina e Perù), la capacità di produzione e di trasporto del gas naturale è risultata insuffi-

ciente anche in presenza di apporti medi ed elevati del settore idroelettrico. Nel caso più recente della Colombia tale insufficienza è risultata notevole anche durante il periodo di siccità, mostrando i limiti dei meccanismi di sostegno energetico previsti per tale evenienza (carico di sicurezza).

Le regole adottate da molti paesi per la fissazione dei prezzi sono diventate pesanti segnali per una crescita a lungo termine ed hanno permesso agli attori di esercitare un potere sul mercato.

Come risultato di questi processi, molti paesi hanno adottato un sistema di gare per ottenere impegni di produzione anticipata rispetto alle previsioni dell'incremento della domanda (Argentina, Brasile, Colombia e Perù). In tal modo, è cambiato il paradigma della concorrenza sul mercato tra liberi produttori, spostandosi verso il paradigma di concorrenza per il mercato. L'incentivazione delle energie rinnovabili non convenzionali è entrata anch'essa in questo schema, in cui il recupero degli investimenti risulta garantito da prezzi anticipati o da quote di mercato imposte come traguardi obbligatori. In molti paesi l'evoluzione dei costi di produzione è passata da un periodo segnato dalla diminuzione dei prezzi sul mercato elettrico all'ingrosso a prezzi elevati sia a causa della scarsità (costi marginali crescenti) sia come effetto delle nuove modalità in un futuro non molto lontano (meccanismi *cost-plus* impliciti nelle gare).

In questo complesso panorama le questioni ambientali e le conflittualità sociali verso lo sviluppo idroelettrico si sono trasformate in nuove barriere.

Tuttavia, di fronte alla indisponibilità di gas naturale a basso costo, alla vulnerabilità implicita nella dipendenza dalle forniture estere ed alle previsioni di elevati prezzi internazionali del greggio, dei suoi derivati e del gas naturale, l'opzione idroelettrica torna ad essere nuovamente valorizzata dai governi.

Nonostante la recente vicenda giudiziaria riguardante la concessione della licenza ambientale per la centrale di Belo Monte in Amazzonia ed il reintegro degli aventi diritto, ci si domanda in che misura la concessione di licenze ambientali possa diventare uno strumento per realizzare progetti idroelettrici ad alto tasso di conflittualità. In tal senso, la molteplicità degli argomenti di carattere sociale ed ambientale che vengono contrapposti alla conservazione di dighe può essere utilizzata altresì – sia pure velatamente – per frenare lo sviluppo in questo settore dei paesi emergenti: e ciò in un contesto internazionale in cui il bisogno di sicurezza degli approvvigionamenti si pone al primo posto mentre tanto i paesi più industrializzati quanto quelli in via di sviluppo si pongono come protagonisti di dispute sulle risorse e sui mercati.

In sintesi, come segnalano alcuni esperti, (Rudnick, H. et al., 2008)²⁸, i nuovi

²⁸ Rudnick, H.; Barroso, L.A.; Mocarquer, S. e Becerra, B., 2008, A Delicate Balance: The Challenge of Balancing the need for Hydroelectricity with the Impact on the Environment, en IEEE power & energy magazine, luglio-agosto 2008.

problemi che si pongono per le centrali idroelettriche non sono più vincolati soltanto alla copertura finanziaria, ed ancor meno alle sfide tecnologiche, quanto soprattutto al problema dei costi legati alla difesa dell'ambiente che bisognerà affrontare nel futuro e agli elevati costi di trasmissione, dal momento che i nuovi progetti potrebbero essere realizzati a notevole distanza dai maggiori centri di consumo.

2.3 Prospettive di crescita e fattibilità del settore idroelettrico nella Regione

Il rapporto dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (WEO, 2009) calcola che nello scenario di riferimento la domanda di elettricità della Regione crescerà del 2,6% annuo tra il 2007 ed il 2030 mentre la produzione crescerà del 2,4% l'anno.

Nella tabella II.1. sono presentate le ipotesi circa le capacità di produzione. Come si può osservare, le ipotesi per il settore appaiono nel complesso modeste. Tuttavia, si prevede per i prossimi 20 anni la creazione di 59.000 MW di nuova potenza idroelettrica.

TABELLA II.1
PROIEZIONI DELL' INCREMENTO DELLA POTENZA INSTALLATA
PER TIPO DI FONTE 2007-2030. IN GW

Fonte di produzione						% al	% al	Incremento	
Energ. Elettr.	2007	2015	2020	2025	2030	2007	2030	% a.a	in GW
Carbone	6	16	18	21	24	2,7%	6,1%	6,2%	18
Greggio-FO	32	32	32	32	32	14,4%	8,2%	0,0%	0
Gas Naturale	38	60	71	85	101	17,1%	25,8%	4,3%	63
Nucleare	3	4	6	6	6	1,4%	1,5%	3,1%	3
Idroelettrico	138	155	168	183	197	62,2%	50,4%	1,6%	59
Biomassa e Residui	5	6	7	8	9	2,3%	2,3%	2,6%	4
Eolica	0	2	5	7	11	0,0%	2,8%		11
Geotermica	0	1	1	1	1	0,0%	0,3%		1
Solare	0	1	2	4	10	0,0%	2,6%		10
Totale fonti	222	277	310	347	391	100,0%	100,0%	2,5%	169

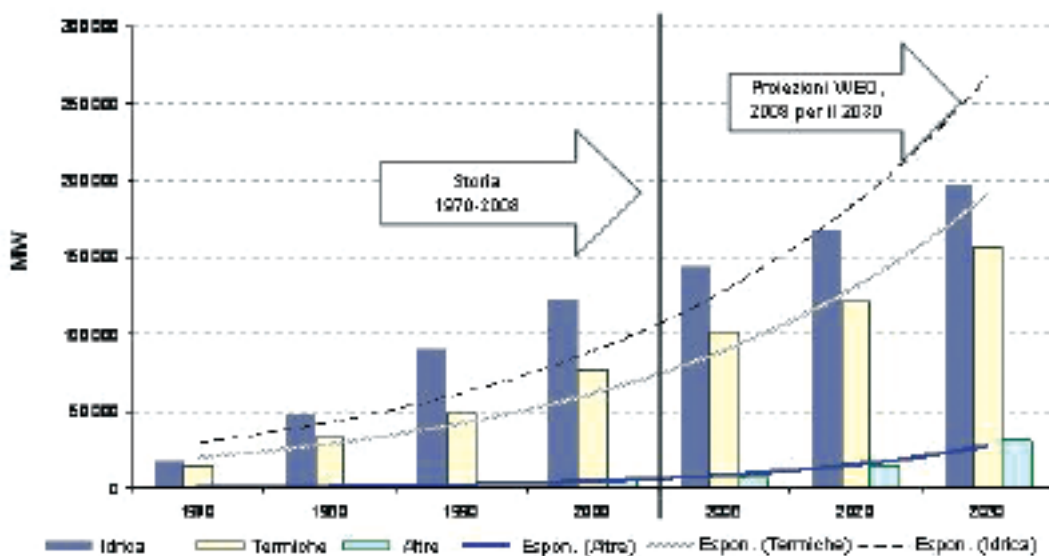
Fonte: Elaborazione propria sulla base di dati del WEO, 2009. Allegato A- Tavole di Riferimento di scenari di base.

Questa ipotesi implica necessariamente la realizzazione di grandi centrali tra cui certamente figurano quelle previste dal Brasile in Amazzonia oltre all'attuazione di altri importanti progetti congiunti con l'Argentina ed il Paraguay. Sebbene ci sia in alcuni paesi (Argentina, Brasile, Colombia e Perù) la tendenza a rastrellare risorse provenienti dagli investimenti privati per la costruzione di grandi centrali (dell'ordine dei 1.000 MW), l'ordine di grandezza progettato – anche se rappresenta solo il 35% della copertura di nuova potenza da installare sino al 2030 – significa che dovranno essere superate le barriere finanziarie e socioambientali dianzi ricordate. Tuttavia, tale cifra è inferiore alla capacità idroelettrica creata nella Regione in un periodo di tempo simile: ad esempio tra gli anni 1985 e 2008 sono stati realizzati nella Regione circa 74 GW da fonte idroelettrica. Tra gli anni 2002 e 2008 sono stati installati in America Latina più di 2.600 MW annui di potenza idroelettrica, il che significa che a fronte di questa proiezione sarebbe necessario semplicemente continuare la tendenza registrata negli ultimi anni. Nello scenario di riferimento del WEO (Agenzia Internazionale per l'Energia, AIE), si prefigurano quindi obiettivi compatibili sia con ciò che è avvenuto nel passato più lontano sia con quanto si è verificato in quello più recente²⁹.

Si deve peraltro tenere in considerazione che la nuova potenza da creare risponde ad uno scenario più ridotto di crescita della domanda e che d'altra parte questo contesto, associato a minori tassi di crescita economica, si coniuga con il persistere di situazioni critiche legate alla regolazione normativa in alcuni di quei paesi che risultano fondamentali perchè questo sviluppo possa realizzarsi. (cfr. grafico II.8).

²⁹ Nello scenario 450 del WEO 2009 dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), alternativo allo scenario di riferimento, non vengono specificate modificazioni identificabili per la Regione. Le ipotesi differenziate sono specifiche per i paesi più sviluppati (in particolar modo Stati Uniti, Giappone ed Unione Europea) e per altre grandi economie (Cina, India e Russia).

GRAFICO II.8 EVOLUZIONE STORICA E PROIEZIONI DELLA POTENZA INSTALLATA IN AMERICA LATINA 1970-2008 E 2008-2030 IN MW.



Fonte: Stime proprie sulla base di dati SIEE, OLADE, 2010 e WEO (AIE), 2009.

Considerando che il costo degli investimenti per le centrali idroelettriche può essere compreso tra i 1.900 ed i 2.500 dollari al KW, si deduce che per le sole centrali idroelettriche sarebbero necessari investimenti tra i 5.000 ed i 6.000 milioni di dollari l'anno, anche se il Brasile richiederebbe da solo la stessa quantità di investimenti se il suo PIL crescesse al 4% annuo (Barroso, L., 2009, Presentazione di Lima, ottobre 2009). Secondo alcune stime realizzate da consulenti locali, le gare di appalto per la creazione di nuova energia in Brasile tra il 2010 ed il 2016 sarebbero superiori agli 80 GW, il che comporta il problema del c.d. mix, vale a dire delle future forniture di gas e della quantità di energia idroelettrica di cui dovrebbe aver bisogno quel paese a più lungo termine.

2.4 *Lo sviluppo in Brasile e in Argentina di fronte alle incertezze della regolamentazione*

2.4.1 Il caso del Brasile

La liberalizzazione economica del sistema elettrico brasiliano, conosciuta come “*reestruturação*” (ristrutturazione), fu concepita nel contesto dell'antico Programma Nazionale di Destatalizzazione (PND). È stata questa una delle principali direttrici

della politica di riforma istituzionale e di aggiustamento economico, orientata dagli organismi multilaterali e messa in pratica dal Governo Federale nel decennio 1990.

Dal momento che era diventato uno dei principali obiettivi politici del governo, il programma venne giustificato con la crisi istituzionale ed economica che impediva allo stato di fare nuovi investimenti nell'espansione del sistema per aumentare gli approvvigionamenti, migliorandone il funzionamento, e di introdurre innovazioni tecnologiche onde aumentare la qualità del servizio pubblico o ottenere una riduzione delle tariffe.

Venne quindi adottato un modello, basato sulla destrutturazione verticale delle imprese del sistema elettrico, che distingueva le attività monopolistiche – quali la trasmissione e la distribuzione – da quelle considerate competitive o non monopolistiche, come la produzione e la commercializzazione. Questo processo fu accompagnato da una politica di privatizzazioni e dalla creazione di agenzie di regolazione degli aspetti tecnici ed economici. Nel caso del settore elettrico, la riforma fu varata nel 1995 con la Legge 8.631, quando vennero regolamentate le concessioni e si diede inizio alle privatizzazioni. Una delle caratteristiche di questo processo fu di svilupparsi in un contesto macroeconomico debole (Pinheiro & Giambiagi, 1999) con danni significativi nella distribuzione.

È importante sottolineare che il processo di privatizzazioni ebbe inizio con la distribuzione mentre nella produzione continuarono ad operare molti soggetti pubblici e privati. Secondo alcuni analisti, il modo disordinato in cui le riforme furono realizzate in Brasile è stato la causa del loro insuccesso (Arízitia Correa, R. 2002), mentre per altri questo insuccesso era connaturato al modello adottato (Sauer, I, 2003).

Nonostante l'elevata redditività ottenuta a partire dalla combinazione dell'aumento delle tariffe e del basso valore di accesso agli attivi, il sistema non si è sviluppato in sintonia con la crescita della domanda. Tra il 1990 e il 2000 la domanda elettrica è aumentata ad un tasso medio annuo del 4.3%, mentre l'offerta è cresciuta del 3.3% annuo. Si giunse così nel 2001 alla crisi del razionamento, che colpì quasi il 25% della domanda. Coloro che si erano espressi a favore delle modalità con cui erano state realizzate le riforme si concentrarono solo sulla siccità del 2001, ignorando la disforme evoluzione verificatasi tra l'offerta e la domanda e l'uso eccessivo delle riserve di acqua che gli operatori³⁰ facevano sistematicamente (cfr. tabella II.2).

Nella regione sud orientale, i cui serbatoi rappresentano il 68% della capacità di immagazzinamento del paese, si raggiungeva fino al 1993 il 95% del picco massimo dopo le stagioni delle piogge. Nel 2001 questo livello era diminuito a quasi il 34% a causa della scelta sistematica di utilizzare, a partire dal 1995, una crescente percentua-

³⁰ Sauer, I. 2003.

le delle riserve di acqua: si giunse così ad un livello inedito di appena il 19% nel novembre 1999. Questa situazione avrebbe richiesto l'adozione di immediate precauzioni, ma si assistette inerti al sopraggiungere della stagione delle piogge (fine 1999 / inizio 2000) che normalmente avrebbe dovuto consentire un recupero del livello delle riserve. Le imprese concessionarie conoscevano bene il deficit di capacità installata nella produzione e nella trasmissione: tuttavia, insieme alle autorità del settore elettrico esse optarono per "scommettere" che nelle successive stagioni delle piogge si sarebbe assistito ad un recupero dei livelli delle riserve, che viceversa non si verificò.

Una situazione simile si verificò per i sistemi di trasmissione. Alla fine del 2000 ed agli inizi del 2001 l'acqua in eccesso dirottata su Itaipú avrebbe potuto alleggerire gli effetti della crisi se fosse stata costruita una terza linea di interconnessione: neppure l'energia importata dall'Argentina (1GW) fu utilizzata come si sarebbe dovuto per mancanza di capacità di trasporto dell'elettricità dal sud al sud-est.

In sintesi, per quattro o cinque anni il consumo e la produzione di energia elettrica risultarono superiori alla crescita della nuova capacità di generazione. Il sistema non riuscì ad attrarre sufficienti investimenti privati e lo stato per definizione non doveva investire nel settore, nonostante esso vi operasse già, sia pure parzialmente.

TABELLA II.2
CRESCITA DEL CONSUMO E DELLA CAPACITÀ INSTALLATA
DI GENERAZIONE ELETTRICA
IL CASO DEL BRASILE (1980-2000)

Periodo	Capacità Installata	Consumo.	Differenza in	Differenza
Periodo	% a.a.	% a.a.	% a.a.	Accumulata
1981- 1990	4,8	5,9	1,1	10%
1991- 2000	3,3	4,1	0,8	7%

Fonte: Stime proprie sulla base dei dati di SIESE, Eletrobrás. Ildo Sauer, 2004.

All'origine delle deficienze del sistema adottato dal Brasile si possono evidenziare le seguenti caratteristiche e conseguenze:

- Bassi valori di vendita degli attivi (ciò che ha reso difficile un equilibrio tra i segnali di crescita ed un'adeguata remunerazione che evitasse speculazioni sulle vendite straordinarie (*overwriting strategy*)).
- Perdita di qualità dei servizi elettrici.
- Distrutturazione del personale tecnico altamente qualificato che nei decenni precedenti aveva posto le basi del sistema elettrico del Brasile.

- Incremento delle tariffe³¹.
- Insufficienza degli investimenti finalizzati alla crescita, a causa della debolezza del sistema normativo, nonché dell'inadeguatezza dei segnali di crescita e delle strategie imprenditoriali, mentre le imprese rimaste nelle mani del settore pubblico subivano restrizioni di bilancio sia per la loro espansione che per la loro stessa sopravvivenza.

Nel caso del Brasile l'inadeguatezza dei segnali sul *mercato spot* è risultata particolarmente evidente per la notevole partecipazione delle centrali idroelettriche (la peculiare volatilità di questi mercati si moltiplica di fronte alla molteplicità degli scenari idrologici) ma in molti altri casi questo fattore è stato associato alle crisi elettriche, per fronteggiare le quali si consiglia di adottare le "buone pratiche"³².

Dal punto di vista strategico la perdita è stata ancora superiore, dal momento che lo stato ha perso il suo ruolo di pianificazione e di indirizzo politico in un settore di importanza vitale per lo sviluppo economico e sociale del Brasile³³.

Negli anni successivi alla crisi la regolazione del settore mantenne ed anzi accentuò quei tratti di scarsa definizione in alcuni aspetti fondamentali, il che determinò l'emergere di proposte per riforme più radicali.

L'alterazione del regime tariffario – che consiste nella remunerazione dei cosiddetti costi amministrabili e non – e l'introduzione del fattore di efficienza x , per trasferire alla società gli utili di produttività, continuano ad essere oggetto di scontro: ciò determina un clima di ulteriore incertezza ed aumenta i rischi della regolazione incidendo negativamente sulle prospettive di investimenti nel settore. Nella pratica la regolazione tariffaria continua ad essere impregnata di un forte contenuto politico e influenzata dalle discussioni sui destinatari della rendita. I conflitti si alimentano allo stesso modo che in un regime di regolazione basato sul costo del servizio: in questo scenario è legittimo chiedersi quale sia la base del capitale adeguata e quale debba esserne la remunerazione. Sono domande fondamentali sulla regolazione, le cui risposte possono risultare complesse quando gli attivi siano stati trasferiti a basso

³¹ In termini reali, l'incremento medio fu del 94%, dal momento che la percentuale relativa al settore residenziale era del 121%. Tuttavia, per i consumatori di basso reddito e consumo, gli incrementi raggiunsero tra il 144% e il 378%.

³² Cf. *Implementing Power Rationing in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices*; ESMAP – World Bank, 2005.

³³ Cfr. Sauer, I. *A privatização da CESP: consequências e alternativas, 2a edição*. Campo Grande: Editora da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, 2000; vedasi anche, Ventura Filho, A. (2007), La concorrenza sui mercati dell'energia, documento sulle lezioni apprese. Il Caso del Brasile, Olade, CIDA e Università di Calgary, Giugno 2007.

costo e per giunta si è in presenza di un sistema prevalentemente idroelettrico con costi operativi molto bassi.

Parte delle riforme varate per sopperire a queste deficienze ed ai segni lasciati dalla crisi del 2001 si è tradotta in una modifica dei meccanismi di espansione mediante gare d'appalto. Questo meccanismo presuppone garantire in anticipo sulla domanda l'espansione dell'offerta a costi prevedibili. Come nel caso del Brasile, il sistema può essere combinato con gare che prevedano tetti per quanto riguarda sia i prezzi sia i contenuti tecnologici: in linea di massima, ciò può facilitare l'orientamento verso il tipo di mix auspicato, onde ridurre la vulnerabilità del sistema ed ottenere una maggiore prevedibilità nell'evoluzione dei costi.

Tuttavia, la recente aggiudicazione mediante gara al consorzio misto pubblico-privato "Norte Energía" della centrale di Belo Monte (circa 11 GW) ha dato come risultato un prezzo di vendita dell'energia di 77,9 reales per MWH (circa 44 dollari al cambio attuale) con un prezzo limite fissato ad 83 reales (47 dollari). Secondo le previsioni, quest'opera dovrebbe essere realizzata con investimenti pari ad 8 miliardi di euro, vale a dire ad un costo approssimativo di 1.000 dollari per KW. Un calcolo elementare dimostrerebbe che a quel costo il fattore di recupero del capitale del progetto senza interessi intercalari e supponendo un termine di trent'anni ed un tasso del 15%, sarebbe altamente redditizio (solo 22 dollari per MWH con un fattore di utilizzo del 80%), anche se finora non si è a conoscenza di opere di questa portata realizzate a costi così bassi. Tuttavia, il costo offerto risulta di un livello molto simile a quello attuale dell'energia (47 dollari/MWH), ma ben lungi da quelli previsti dalle gare realizzate tra gli anni 2004 e 2008 (76 dollari/MWH)³⁴ e sufficiente per recuperare gli investimenti anche se risultassero il doppio di quelli preventivati.

Ma è precisamente questo aspetto che potrebbe generare incertezze nell'attrarre investitori privati non associati ad ELECTROBRAS, dal momento che in ultima istanza questa impresa si avvale del sostegno del *Bono Nacional de Desarrollo (BNDES)* o dello stesso stato.

Con le nuove regole si cerca di ottenere sicurezza nelle forniture attraverso i seguenti meccanismi.

Tutta la domanda deve essere appaltata al 100% (con verifiche successive mediante l'integrale del consumo degli ultimi 12 mesi). Penalità: multa per subappalti. Determinazione della quota di rischio del distributore da trasferire agli utenti, mentre i distributori possono trasferire al consumatore fino al 3% dell'eccesso di contrattazione.

³⁴ Cf. Barroso, L., Gare di energia e sufficienza nella produzione: sfide ed opportunità, PSR consulenti, Presentazione al II Incontro Internazionale per la Regolamentazione - Lima, 21 e 22 settembre 2009.

Tutti i contratti devono essere garantiti da una capacità sicura di produzione (ogni produttore, già esistente o solo candidato, riceve dal Ministero dell'Energia un "certificato di energia sicura") e tutti i produttori devono dimostrare una copertura del 100% dei propri contratti (anche questo è verificato ex post con l'integrale degli ultimi 12 mesi). Penalità: multa per eccesso di contrattazione.

La regola precedente legata alla "sufficienza" verrebbe completata dalla seguente regola di "efficienza":

- Le aziende distributrici (70% del consumo) contrattano l'energia attraverso il subappalto di contratti;
- Le aziende distributrici si assumono la responsabilità di prevedere la domanda di energia, onde evitare sia l'"ottimismo" del governo sia che i contratti riducano i rischi per gli investitori;
- I consumatori liberi (30% del consumo) negoziano liberamente i propri contratti con i produttori ed i commercializzatori con l'unica condizione che siano coperti al 100% da contratti;
- In tal senso le nuove regole suggeriscono di realizzare subappalti separati per l'energia esistente (fornitura per il mercato attuale) e per l'energia "nuova" (fornitura per la crescita del mercato). Le ragioni di questa separazione sono: a) differenziare i subappalti per calcolare la tariffa per singola gara in modo da garantire gli investimenti nella produzione; b) gestione del rischio da parte delle aziende di distribuzione (gestire l'incertezza della domanda con un "portfolio" di contratti di più breve termine con i produttori esistenti e di lungo termine con i nuovi produttori).

Questo meccanismo è accentrato presso il Ministero per le Miniere e le Energie, che tuttavia non opera come unico acquirente. Si sommano solo gli ammontari dichiarati da ogni azienda distributtrice e si realizza un subappalto "congiunto" (processo centralizzato), il cui obiettivo è uniformare le tariffe (per l'energia esistente) e permettere economie di scala (gare per capacità nuove). I contratti che ne derivano hanno carattere bilaterale secondo l'ammontare di energia richiesto dalle aziende distributtrici.

Si presume che il trasferimento al consumatore dei rischi di sistema possa risultare interessante per gli investitori, in quanto gli oneri di trasmissione vengono fissati per 10 anni e sono conosciuti prima delle gare d'appalto, dal momento che esiste l'indicizzazione sui prezzi dei combustibili internazionali. I progetti da presentare devono essere muniti preliminarmente di licenze ambientali. Il tipo di prodotto risulta nei contratti "forward" o opzioni di acquisto di energia. Le garanzie del venditore consistono nell'1% dell'investimento alla firma del contratto ed in una fidejussione

– pari al 10% dell’investimento a titolo di fedele esecuzione – che viene restituita in base allo stato di avanzamento della costruzione degli impianti. Si presuppone che questi contratti prevedano severe penalità in caso di ritardi.

Nell’ambito di questo nuovo schema, le gare per la produzione di energia nuova e di quella esistente, sommate ai contratti di libero mercato, fanno sperare che le tariffe possano convergere verso un costo marginale di lungo termine della produzione stimato intorno ai 57-60 dollari/MWh. Con queste tariffe si presume che gli investitori potranno essere in grado di coprire i principali costi operativi ed ottenere un ritorno del 15% sugli attivi ROA (*returns on assets*, ROA). Se le tariffe dovessero aumentare rispetto al previsto costo marginale di lungo termine, il ritorno potrebbe essere superiore al 15% del ROA: con ciò si spera di poter attrarre nuovi investimenti, anche se l’aumento delle forniture potrebbe determinare un abbassamento dei prezzi. Nel caso del Brasile si stima che l’energia da fonte idroelettrica possa essere molto più competitiva di quella termica prodotta col gas, anche se il prezzo del gas si attestasse tra i 3 e i 4 dollari MBTU.

Nonostante quanto detto in precedenza, le incertezze nella produzione in Brasile ed i fattori di rischio risultano potenziati dalle peculiari caratteristiche di quel sistema:

- Il costo marginale di lungo termine del sistema brasiliano risulta definito soprattutto dagli impianti idroelettrici che rappresentano circa l’85% della capacità;
- Si ritiene molto probabile che gli impianti termici costituiscano un adeguato supporto qualora la produzione idroelettrica risulti bassa. Secondo la capacità disponibile, i produttori termici possono firmare contratti con distributori o con piccoli clienti se i loro impianti sono serviti. Se essi non sono serviti, significa che nel sistema c’è abbondanza di produzione idroelettrica e che la produzione termoelettrica può acquistare la potenza più a buon mercato per adempiere ai propri contratti;
- Si spera che l’attuale eccesso nella generazione mantenga i prezzi attuali dell’energia e che il costo marginale di sistema di lungo termine possa essere pienamente raggiunto solo nei prossimi 10-15 anni;
- Fino a quando l’attuale sovrapprovvigionamento genera prezzi bassissimi di spot e di contratti a breve termine, si presume che tutti i contratti di lungo termine rifletteranno un’aspettativa ponderata nel tempo di spot futuri e dei contratti a breve termine;
- Una gara di energia esistente o un contratto sul libero mercato firmato adesso riflettono un’aspettativa di prezzi molto bassi per i prossimi 3 anni, fino a quando l’aumento della domanda rincarerà il prezzo sino al costo marginale di lungo termine;

- Un contratto a 15 anni dovrà avere un prezzo superiore a quello di 8 anni, poiché i contratti più lunghi hanno in proporzione una esposizione minore al prossimo triennio di energia a prezzi bassi. Ma c'è di più: dal momento che nessuno dei contratti a 8 o a 15 anni può essere rinnovato prima della scadenza, il produttore si trova fino a quella data vincolato al prezzo pattuito anche se indicizzato all'inflazione;
- È probabile che il lento incremento dei prezzi durante i quindici anni renda percorribile questo modello: anche l'impatto sull'inflazione sarà lento e si potrà spalmare su molti anni;
- Tuttavia, gli investitori privati pensano dal loro punto di vista che, mentre le gare d'appalto rappresentano un percorso adeguato per i distributori come modalità per acquistare potenza a prezzi di mercato prevedibili, il fatto che Electrobras abbia dominato le gare sia di energia esistente sia di quella nuova (e che abbia dominato la gara di nuova energia per la potenza termica) starebbe provocando una distorsione del processo, dal momento che i prezzi risultanti dalle gare sono stati inferiori a quelli che sarebbero potuti risultare in condizioni diverse: e ciò può penalizzare gli investimenti privati nella produzione;
- In una certa misura, quindi, si assiste ad un intervento del governo che utilizza Electrobras come strumento politico e ciò può essere percepito dai privati come una restrizione. Gli utili sugli investimenti di Electrobras sono dell'ordine del 10%-12% contro una soglia del 15% delle compagnie private. Ciò costituisce una forma di pressione sulle altre compagnie, che per essere competitive devono abbassare i propri utili nei confronti di Electrobras oppure rinunciare a nuove concessioni.

Ciò detto, il percorso più probabile che potrà verificarsi in questo contesto sarà che i privati si associno alle imprese statali, com'è avvenuto per il settore degli idrocarburi e nella recente gara d'appalto della centrale di Belo Monte.

Data la relativa riduzione dei rischi in materia di regolazione ed il ruolo attivo dello stato attraverso i suoi agenti, le sfide principali del Brasile sono essenzialmente i temi ambientali, dal momento che si ritiene che sia – e che certamente sarà – ogni volta più difficile ottenere licenze ambientali e che, anche quando si riescono ad ottenere, lo si deve al fatto che le centrali idroelettriche sono prive di invasi. Un altro tema importante è quello correlato al costo delle trasmissioni, dal momento che le maggiori potenzialità di sfruttamento si trovano nella regione amazzonica e sono sempre più distanti dalla domanda. In questo contesto ricordiamo che il 62% del totale generale del potenziale elettrico del Brasile è ubicato nel bacino del fiume Paraná ed in Amazzonia: senonché, mentre nel bacino del Paraná gli impianti non operanti

rappresentano solo meno di un terzo del totale, in Amazzonia solo l'1% risulta in attività. Risultano invece inventariati ma privi di progetti di base circa 47 GW (SIPOT, 2009).

2.4.2 Il caso dell'Argentina

Agli inizi degli anni Novanta l'Argentina intraprese un vasto programma di riforme del settore energetico. Questo programma ha permesso lo smantellamento verticale delle catene energetiche e la privatizzazione della quasi totalità degli attivi delle imprese pubbliche, che in precedenza erano prestatrici e produttrici di servizi energetici con un modello presente in quasi tutte le aree ed in special modo in America Latina. (Pistonesi, H., 2000; Kozulj, R. ed altri., 1993; Kozulj, R. 2000, 2002, 2004 e 2009).

In tema di sicurezza degli approvvigionamenti questo processo di riforme ha avuto fra le principali conseguenze che l'aumento dell'offerta di energia non dipendeva più dallo stato, ma dalle decisioni sugli investimenti dei gruppi privati di operatori e di concessionari delle diverse unità e dei diversi segmenti in cui fu frammentato il sistema energetico: ciò ha comportato vari problemi in tema di regolazione e di aumento dell'offerta di energia (Solanes, M. 1999; Ruiz Caro, 2009; A. Maldonado, P. e Palma, R., 2004).

Un'altra conseguenza è stata la rapida crescita della domanda di elettricità in considerazione della facilità di accesso all'energia, della politica dei prezzi, delle trasformazioni socioeconomiche e di altri fattori culturali e tecnologici. Mentre tra il 1970 e il 1990 la crescita media era stata del 4,2% annuo, dopo le riforme questo tasso passò nel primo periodo al 6,1% annuo e nel secondo al 5,6% annuo (4,3% se lo si considera a partire dal 2001): il secondo periodo, peraltro, fu condizionato da una drastica modificazione delle regole del gioco adottate dopo le privatizzazioni ed il cambiamento della normativa (cfr. grafico II.9).

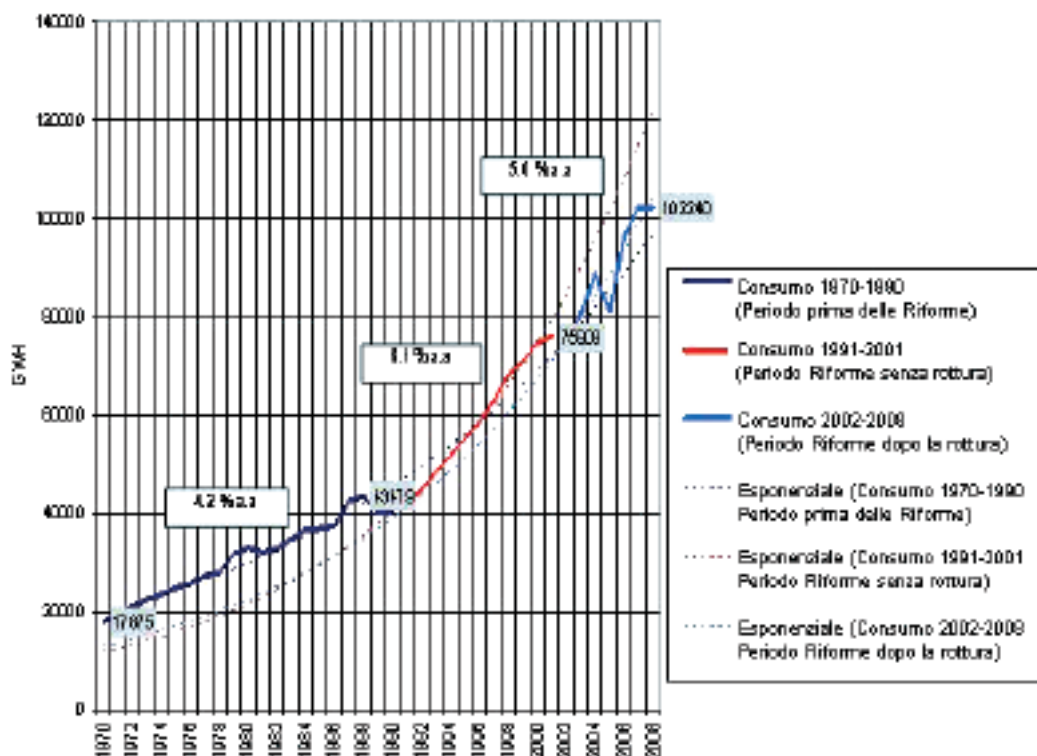
Nel primo periodo delle riforme il maggiore fattore di aumento della domanda elettrica fu la straordinaria crescita del consumo pubblico, del settore dei commerci e dei servizi e di quello del settore residenziale (9,3% e 6,4% a.a rispettivamente); tra il 1990 ed il 2001 questi settori spiegano l'incremento del 65% del consumo di elettricità. Viceversa, a seguito della crisi che colpì l'Argentina tra il 2001 e il 2002 – che comportò l'abbandono delle precedenti regole del gioco in tema di tariffe e di altri aspetti della regolamentazione elettrica – il fattore di maggior consumo si spostò sul settore industriale, che da solo rappresenta il 55% della domanda totale (cfr. grafico II.10).

Questo comportamento della domanda non fu estraneo alle trasformazioni socio-economiche verificatesi tra il 1990 e il 2001, che, nel caso dell'Argentina,

dipendevano dal cosiddetto “*Plan de Convertibilidad*”. Questo piano si basava su un regime di “cassa di conversione” che ebbe come effetto la sopravvalutazione della moneta con varie conseguenze simultanee: a) indurre al consumo di beni importati; b) mascherare l’aumento delle tariffe e dei prezzi dell’energia espressi in dollari statunitensi; c) garantire un elevato tasso di recupero degli investimenti in un contesto di sicurezza giuridica; d) provocare un processo di deindustrializzazione senza precedenti.

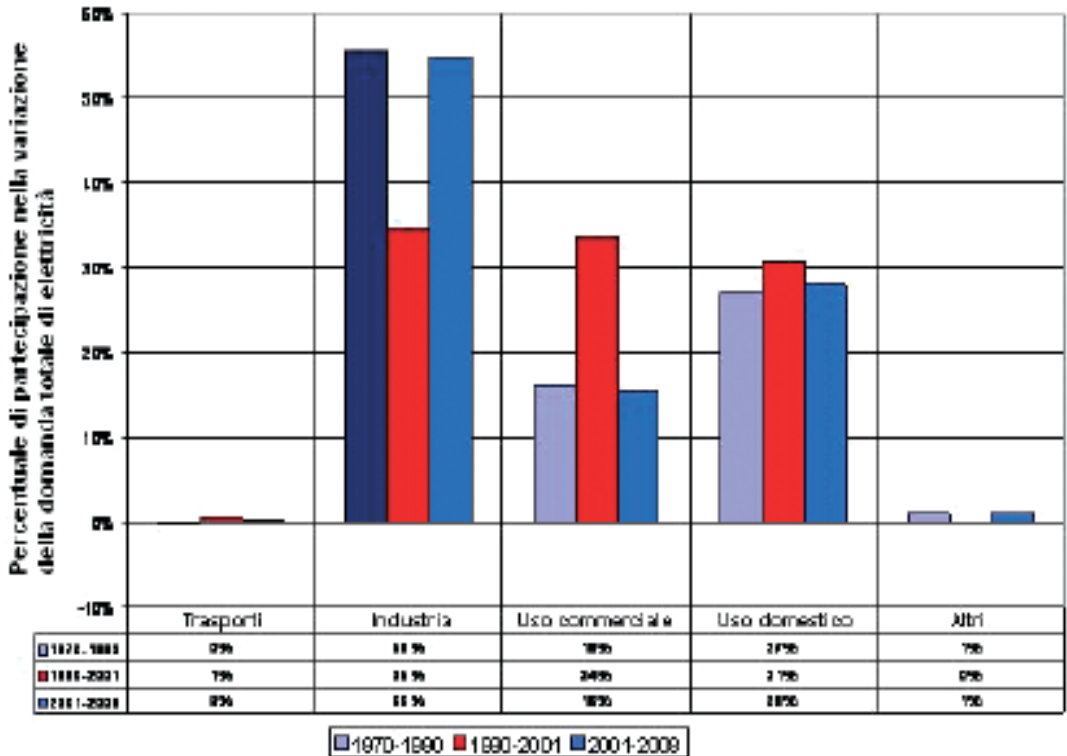
Non risulta strano pertanto che in quel periodo il settore commerciale sia cresciuto in modo straordinario, trainando i consumi di elettricità in un contesto in cui il costo dell’energia, espresso in valuta locale ossia in pesos argentini, non risultava elevato. (Kozulj, R. 1993; 2002; 2004; Suazo, D., 2002; Rozenworcel, G., 2008).

GRAFICO II.9
CRESCITA DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA
IN ARGENTINA 1970-2008.



Fonte: Stime proprie sulla base dei dati OLADE, SIIIE, 2010.

GRAFICO II.10
VARIAZIONI NELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA
PER LUNGI PERIODI SECONDO IL MODELLO DI REGOLAZIONE
ELETTRICA (1970-2008) IN GWH E %.



Fonte: Stime proprie sulla base di dati OLADE, SIIE, 2010.

Nel periodo successivo alla svalutazione del 2002 le tariffe elettriche rimasero praticamente congelate, ma il loro valore in dollari si ridusse quasi ad un terzo. In questo nuovo scenario socioeconomico l'industria tornò a crescere, trainando la maggior parte della domanda elettrica che crebbe ad un ritmo del 5,2% annuo: anche i consumi residenziali e commerciali crebbero a tassi piuttosto alti, se si pensa alla soglia raggiunta dopo le riforme (2,8% e 4,2% annuo).

Va sottolineato che risultò tardiva la preoccupazione per l'adozione di misure di gestione della domanda e che oggi non esiste un programma ben strutturato. Un altro elemento rilevante per spiegare la crescita della domanda elettrica è stata la diffusione di elettrodomestici e di apparecchiature elettriche per il riscaldamento e il raffreddamento degli ambienti, diffusione agevolata dalla comodità di utilizzo di queste

apparecchiature per il basso costo di acquisto e di installazione in case, attività commerciali, servizi e industrie.

Le caratteristiche del comportamento della domanda spiegano l'evoluzione dell'offerta e aiutano a comprendere, sia pure in modo sintetico, le peculiari modalità che assume in Argentina il problema attuale e futuro della sicurezza energetica.

Dopo le riforme e in entrambi i periodi la crescita dell'offerta elettrica ha subito vari cambiamenti in termini qualitativi e quantitativi: questo fatto fondamentale caratterizza la crisi energetica argentina dal 2004 a oggi.

Sebbene per definizione l'origine netta di perdite risulti identica al consumo, la potenza del sistema è cresciuta ad un tasso assai inferiore all'aumento della domanda (cfr. tabella II.3).

TABELLA II.3
EVOLUZIONE DELLA POTENZA INSTALLATA IN ARGENTINA
(1970-2008) MW

	1970	1980	1990	2000	2008
Potenza MW	6 691	12 017	17 167	25 957	28 063
Produzione media in GWH (=consumo)	17 875	32 889	40 341	74 525	102 240
Potenza massima teorica in GWH	58 613	105 269	150 383	227 386	245 834
Fattore medio di utilizzo	30%	31%	27%	33%	42%
	Incrementi medi annui in % a.a				
	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2008	1990-2008
Potenza MW	6,0%	3,6%	4,2%	1,0%	2,8%
Produzione media in GWH (=consumo)	6,3%	2,1%	6,3%	4,0%	5,3%
Potenza massima teorica in GWH	6,0%	3,6%	4,2%	1,0%	2,8%
Fattore medio di utilizzo	0,2%	-1,5%	2,0%	3,0%	2,5%

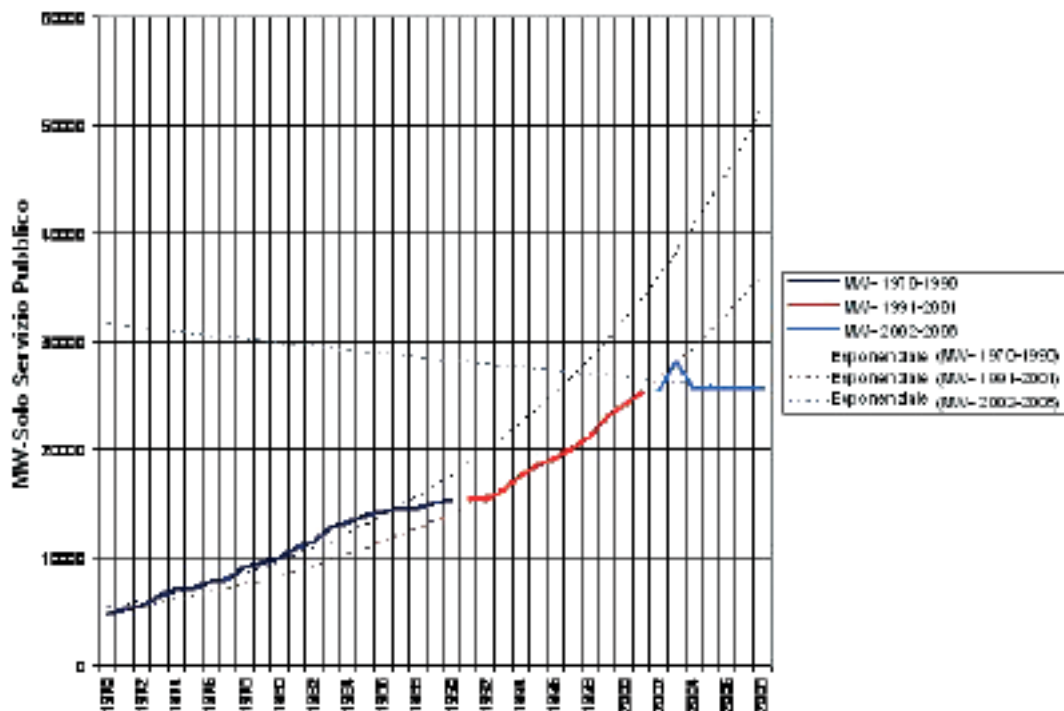
Fonte: Stime proprie sulla base dei dati del SIEE, OLADE, 2010.

Il comportamento dell'offerta, espresso in termini di crescita della potenza installata, non è stato estraneo ai diversi modelli socio-economici del settore elet-

trico in vigore prima e dopo le riforme. Tra gli anni 1970 e 1990 la crescita della potenza installata superò abbondantemente la crescita della domanda. L'installazione di grandi impianti idroelettrici nazionali e binazionali e di centrali nucleari aveva creato un clima di sicurezza negli approvvigionamenti che crollò alla fine degli anni Ottanta, quando a fronte di una domanda di potenza termica si evidenziò un elevato grado di indisponibilità: tuttavia, dopo le riforme ed una serie di investimenti, si poté ripristinare il parco produttivo. Senonché verso la fine degli anni Ottanta, l'Argentina, alla stregua di molti altri paesi dell'America Latina e di altre regioni, dovette affrontare seri problemi di indebitamento interno ed estero, che limitarono le disponibilità di bilancio delle imprese pubbliche, che talvolta risultavano anche in deficit a causa della fissazione di tariffe inferiori ai costi al netto d'imposta. Di fatto, il ricordato "piano di conversione" venne adottato con l'intento di superare – sia pure a medio termine – i limiti al finanziamento interno ed estero derivanti sia da questa situazione sia da un processo inflazionistico che in Argentina cominciava ad apparire acuto già fin dal 1975. Nonostante tale situazione, gli investimenti nel settore elettrico continuarono ad essere caratterizzati da un forte dinamismo.

Nel grafico II.11 si può osservare che verso la fine degli anni Ottanta si produce una certa stagnazione nell'incremento della potenza installata, mentre tra gli anni 1970 e 1990 la tendenza degli investimenti in capacità di generazione supera quella del periodo delle riforme. Viceversa, dopo la crisi di convertibilità la potenza permanente stagnante e addirittura diminuisce per la obsolescenza di alcuni impianti termici divenuti improduttivi.

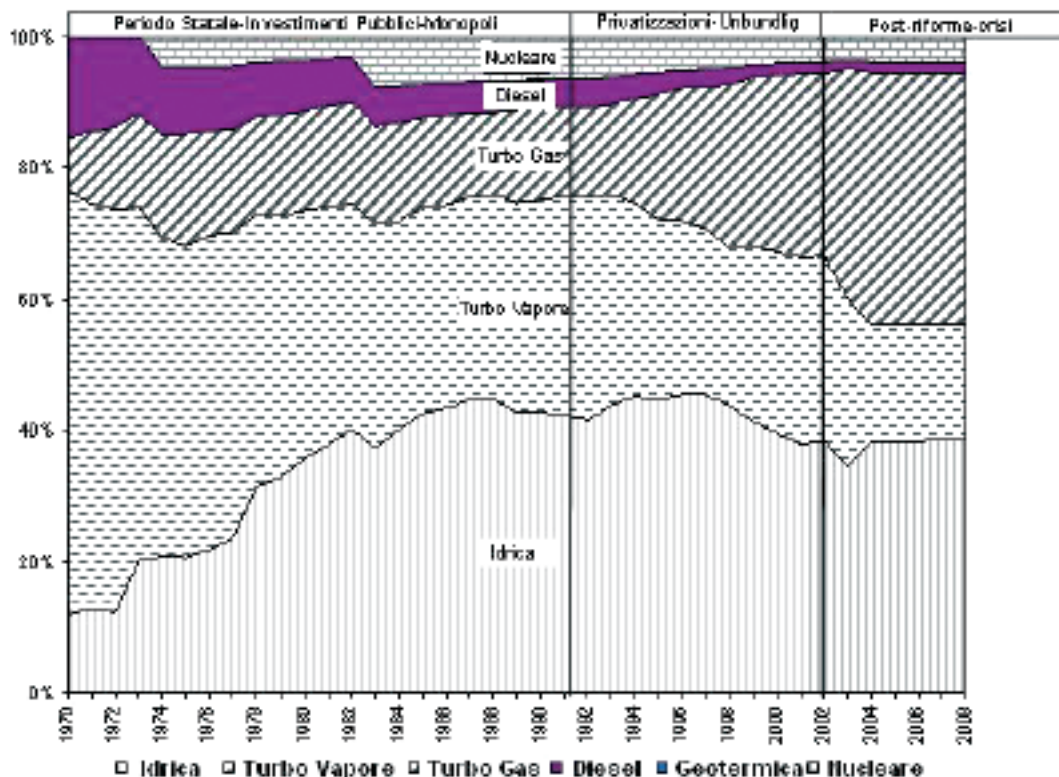
GRAFICO II.11
EVOLUZIONE PER LUNGI PERIODI DELLA POTENZA INSTALLATA
PER IL SERVIZIO PUBBLICO
(In MW)



Fonte: Stime proprie sulla base di dati OLADE, SIIIE, 2010.

Una delle caratteristiche più importanti che si produce con le trasformazioni strutturali degli anni Novanta è costituita dal fatto che si modifica drasticamente il modello tecnologico. Com'è noto, a partire dagli inizi di quel decennio l'introduzione di cicli combinati ad alta efficienza risultava una caratteristica dominante a livello mondiale. Nel caso dell'Argentina questa tendenza fu incentivata dal reintegro verticale ed orizzontale delle catene di energia, circostanza che configurò le imprese quali conglomerati di energia. In tal modo le interazioni del mercato del gas e del mercato dell'elettricità assunsero un carattere altamente dinamico.

GRAFICO II.12
EVOLUZIONE DELLA GENERAZIONE PER TIPO DI TECNOLOGIA
PER LUNGI PERIODI
(In % del totale generato)



Fonte: Stime proprie sulla base di dati OLADE, SIIE, 2010.

La crescente tendenza a produrre attraverso impianti termici, soprattutto a gas naturale, ebbe come risultato una enorme crescita della domanda di gas (cfr. grafico II.12).

A questa modalità di espansione della domanda elettrica contribuirono vari fattori. Come già detto, durante gli anni Ottanta molti paesi si indebitarono per diversi motivi, ma in molti casi i grandi impianti idroelettrici in America Latina richiesero enormi investimenti ed indebitamenti verso l'estero. Sebbene in Argentina la costruzione di grandi impianti idroelettrici – in special modo tutti quelli del bacino del Río Limay (intrapresa dall'impresa statale Hidronor) – contassero su un sistema creativo ed efficace di finanziamento interno grazie ai fondi provenienti dalle rendite del

petrolio, nel caso delle grandi opere binazionali i ritardi, i sovracosti e la crescente importanza attribuita all'impatto ambientale e sociale di queste opere limitarono la costruzione di nuove centrali idroelettriche. Risulta emblematico il caso di Yaciretá, in cui i costi finali per MW installati superarono di varie volte quelli previsti.

D'altra parte il processo delle riforme permise ai gruppi privati di accedere alle riserve di gas ed agli attivi di produzione elettrica, creando una serie di opportunità per l'aumento della produzione sia mediante l'uso di centrali termiche convenzionali preesistenti sia mediante nuove centrali a ciclo combinato: costi di investimenti e di operatività, utilizzando un gas a basso prezzo in un mercato retto da regole di costi marginali, consentivano di valorizzare rapidamente le riserve acquisite e di garantire un alto rendimento degli investimenti elettrici e di quelli nel settore degli idrocarburi. L'integrazione verticale consentita sino ad un certo punto, unita all'integrazione orizzontale nelle catene di gas e di elettricità, diede origine a conglomerati energetici privati con interessi non solo all'interno dell'Argentina, ma anche in altri paesi dell'America Latina, dei Caraibi e del resto del mondo.

Nel quadro di questa strategia imprenditoriale i principali attori cercarono di espandersi anche sui mercati esteri mediante le esportazioni. Di fatto buona parte della potenza installata tra il 1992 ed il 1997 era finalizzata all'esportazione verso il Brasile, paese che col trascorrere del tempo ricercava sempre maggiori quantità di energia. Allo stesso modo i produttori di gas, spinti dal proposito di monetizzare le proprie riserve, intrapresero azioni per esportare in Cile, Brasile ed Uruguay gas da destinare in buona parte alla produzione elettrica. Nel caso del Cile le limitazioni imposte alla crescita mediante produzione idroelettrica stimolarono l'installazione di centrali a ciclo combinato, facendo affidamento sul gas importato dall'Argentina. In quell'epoca predominava l'idea che il gas fosse abbondante e che i prezzi non sarebbero saliti: inoltre, durante quasi tutti gli anni Novanta, il barile di petrolio si mantenne su fluttuazioni che raggiunsero in media l'ordine di 18 dollari al barile. Per l'Argentina i valori di riferimento delle esportazioni di gas erano rapportati a quelli delle esportazioni canadesi agli Stati Uniti, che risultavano non troppo diversi dai valori interni in Argentina e da quelli delle esportazioni verso il Cile ed il Brasile.

In questo contesto la crescita della produzione di gas in Argentina fu impressionante.

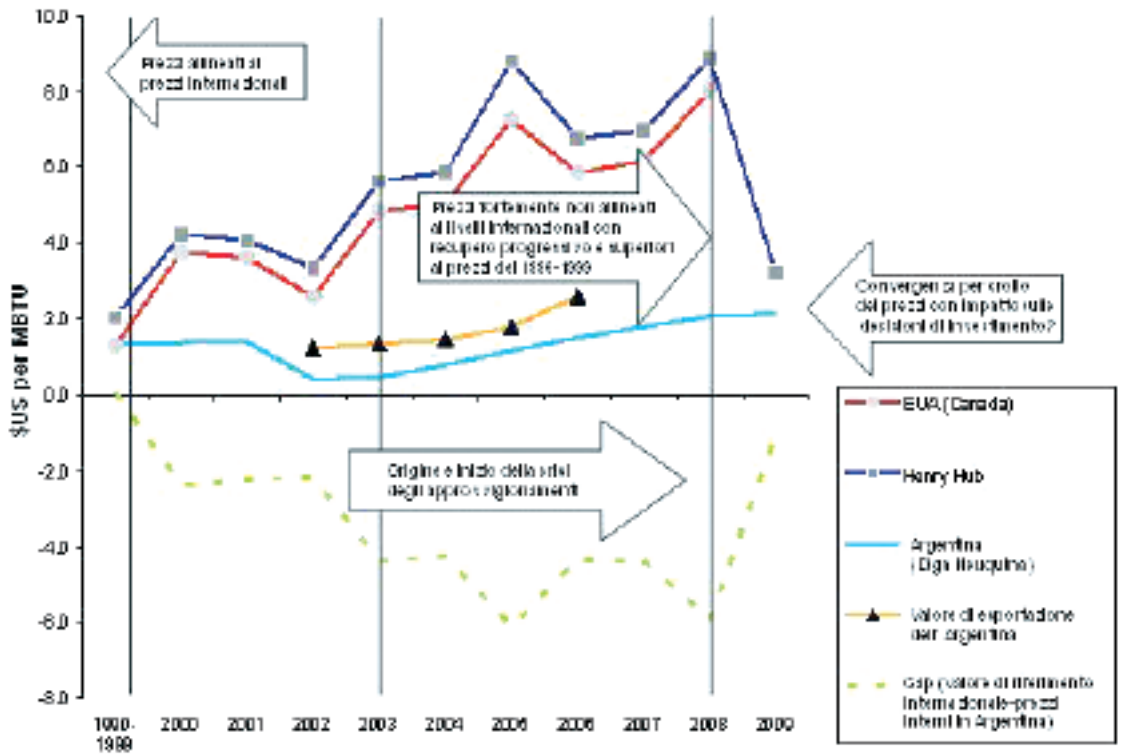
Dal momento che l'obiettivo era monetizzare le riserve ed essendo state sopravvalutate le riserve accertate, l'attività di esplorazione risultò in realtà bassa. Di fatto, mentre il numero dei pozzi di estrazione tra gli anni 1990 e 2004 crebbe più del 52% di quelli perforati tra gli anni 1973 e 1990, la media dei pozzi di esplorazione diminuì di oltre il 32%. In realtà, i produttori dichiaravano aumenti delle riserve a partire da cifre che nel periodo precedente alle privatizzazioni erano state riviste al ribasso,

a seguito di una mera riformulazione delle categorie delle riserve. Così prima delle privatizzazioni varie riserve di gas passarono dalla categoria di quelle comprovate alla categoria di quelle non comprovate. (Kozulj, R. ed Al., 1993). Con il trascorrere del tempo venivano dichiarate come “scoperte” riserve di cui si era già a conoscenza. Non esisteva alcuna corrispondenza tra i pozzi di esplorazione e la dichiarazione della “scoperta” di riserve per aree: di anno in anno le quantità prodotte venivano compensate con dichiarazioni di aumento delle riserve che in realtà non avevano alcuna relazione con la scarsa attività di esplorazione (Kozulj, R. 2002).

D'altra parte la stagnazione economica, sopravvenuta tra il 1999 ed il 2002, non favorì gli investimenti a rischio. Il mercato interno si mantenne stagnante e le esportazioni continuarono a crescere. Il problema si presentò nel 2004 quando si sommarono contemporaneamente diversi fattori. Da una parte l'Argentina, dopo la crisi del 2002, espresse il prezzo del gas in “pesos”, ossia divise per tre il valore in dollari di questa fonte di energia tra gli anni 2002 e 2004; dall'altra, a partire dagli anni 2003-2004 cominciarono a salire i prezzi del greggio, del gas e delle altre *commodities*. In queste circostanze il divario tra i prezzi interni e quelli internazionali costituì un fattore aggiuntivo che congelò gli investimenti, tanto quelli a rischio quanto quelli orientati allo sviluppo (cfr. grafico II.13).

Il grafico II.13 mostra il divario tra i prezzi interni del gas in Argentina ed i prezzi esteri di riferimento riguardanti le transazioni di gas tra gli Stati Uniti ed il Canada, divario che risulta quasi nullo nel periodo che va dal 1990 al 1999: esso si intensifica invece a partire dal triennio 2000-2003 fino ad arrivare a 4 dollari per MBTU tra gli anni 2003-2004 ed a 6 dollari MBTU nel 2005. In un contesto interno ed internazionale così complesso le autorità argentine allentarono la stretta normativa, in modo tale da consentire che il valore del gas raggiungesse livelli simili o superiori a quelli raggiunti durante il periodo delle riforme (1993-2001): tuttavia, pur in presenza di un nuovo contesto di prezzi, questi segnali erano ancora molto lontani dalle aspettative dei produttori, che pretendevano livelli di prezzi interni del gas basati sui costi di opportunità.

GRAFICO II.13
PREZZI INTERNI E INTERNAZIONALI DEL GAS
(In dollari per MBTU)

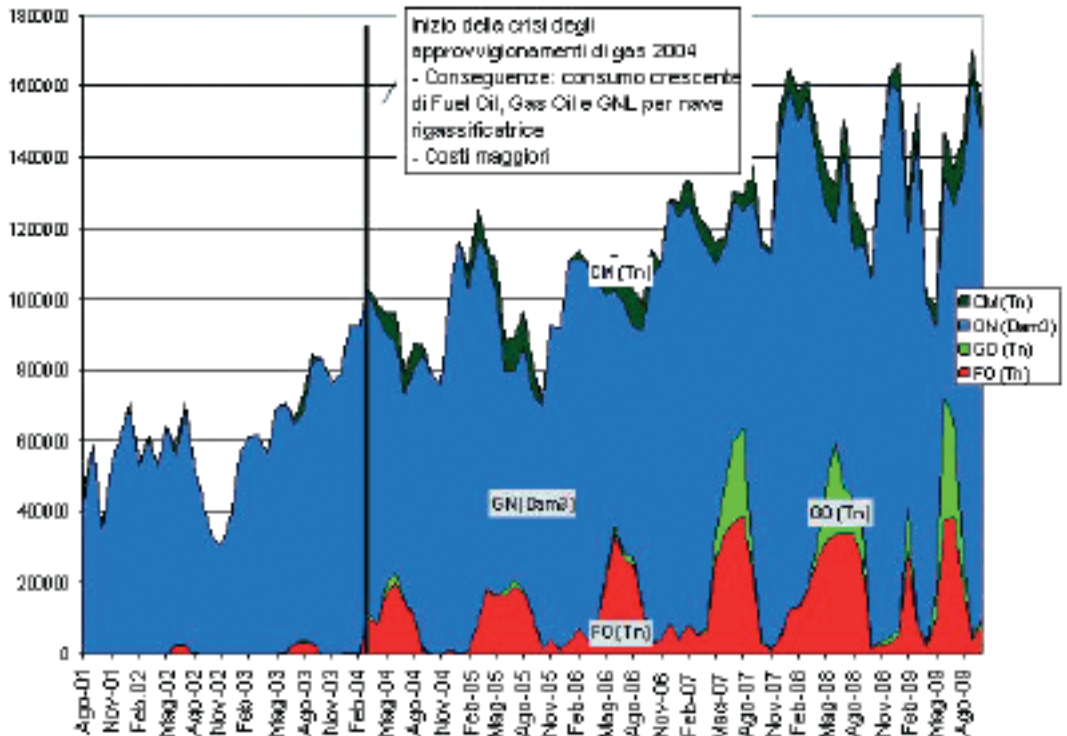


Fonte: Kozulj, R. (2009) sulla base di dati forniti dalla Segreteria per l'Energia della Nazione e del BP *Statistical Review of World Energy*, 2009.

Dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti questa situazione divenne assolutamente cruciale per l'Argentina. Come prima misura la mancanza di disponibilità di gas comportò la progressiva sospensione delle esportazioni al Cile, che da una parte si vide obbligato a realizzare investimenti negli impianti diesel ed a riprendere parzialmente gli investimenti nel settore idroelettrico e dall'altra a costruire un impianto di rigassificazione, che recentemente è entrato in funzione nella località di Quinteros (V regione). Ma la sospensione delle forniture di gas argentino al Cile non fu sufficiente ad evitare il crescente consumo di combustibili alternativi come il petrolio (Fuel Oil) importato dal Venezuela, il Gas Oil ed il gas naturale liquefatto (GNL) importato dal principale operatore argentino dell'energia, che è anche il maggiore produttore e commercializzatore di gas naturale. Poiché le autori-

tà non ritennero di scaricare sull'utenza finale gli aumenti di tariffe, buona parte dei costi aggiuntivi furono assunti dallo stato mediante sussidi e compensazioni ai produttori (cfr. grafico II.14).

GRAFICO II.14
CONSUMO DI COMBUSTIBILI PER GENERAZIONE
TERMICA 2001-2009. GAS NATURALE IN ARGENTINA IN DAM3,
RESTO IN TONNELLATE



Fonte: Elaborazione propria sulla base di dati forniti dalla “Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico”, (CAMMESA, Argentina).

In questo senso la peculiarità del caso argentino non si fonda soltanto sull'aver mantenuto uno schema distorto di prezzi e di tariffe, ma anche sul fatto che, nonostante ci sia stato un intervento statale, non si sia potuto o voluto affrontare cambiamenti adeguati alla crisi del modello istituzionale e normativo di fondo. Le trattative avviate dalle autorità per migliorare attraverso sussidi le entrate dei produttori e dei generatori sembrano aver dominato la scena: si è cercato così di gestire la crisi senza ricorrere ad una rottura profonda del modello adottato e senza dover affrontare nel-

l'altro versante i costi politici interni che avrebbe implicato una liberalizzazione dei prezzi (Fondazione Bariloche, 2004).

Tuttavia, la situazione critica relativa agli approvvigionamenti di gas – in un sistema che dal 2004 ad oggi ha superato una media di produzione termica equivalente al 55% del totale della produzione interna e delle importazioni (con un massimo del 70% nei mesi di punta) – merita un'analisi speciale almeno per due motivi: a) per il fatto che gli investimenti destinati ad aumentare l'offerta e le riserve di gas non ricadono sullo stato nazionale bensì su attori privati; b) perchè la possibilità di diversificare la matrice di produzione elettrica è una scelta limitata al breve e medio termine e non può dipendere totalmente dalle autorità. Queste affermazioni apparentemente rigide in realtà non si rivelano tali se si prende in considerazione il contesto nel quale vengono effettuate.

In primo luogo, anche se è vero che i segnali dei prezzi dell'energia hanno svolto un ruolo importante nello sviluppo di questo problema – condizione peraltro che le autorità potrebbero e possono modificare – nulla può garantire che gli attori rispondano a questi segnali con ulteriori investimenti per assicurare le forniture di gas o dei combustibili liquidi necessari a sostenere la produzione termica. Di fatto il principale operatore in Argentina ha spostato la rendita ottenuta in loco verso aree al di fuori dell'America Latina e dei Caraibi. (Kozulj, R. 2009). In secondo luogo l'Argentina può contare su un numero relativamente limitato di centrali idroelettriche, dal momento che i maggiori progetti corrispondono ad impianti binazionali.

Sebbene l'incentivazione delle energie rinnovabili, lanciata dalla Segreteria Nazionale per l'Energia attraverso il programma GENREN³⁵, possa superare entrambi i problemi dal momento che si parla di contratti di gara a quindici anni con entrate garantite, si tratta in realtà di un totale di solo 1.145,7 MW, suddivisi in oltre 30 progetti presentati da 27 consorzi privati.

In un contesto così complesso il governo ha indetto gare d'appalto per la costruzione di centrali idroelettriche.

³⁵ Il programma lanciato alla fine del 2009 per gare di appalto destinate alla produzione elettrica da fonti rinnovabili contempla la fornitura di 1.000 MW di energia da fonti rinnovabili con contratti a quindici anni: è stata l'impresa statale Enarsa a risultarne aggiudicataria. Va chiarito che ENARSA è in realtà un ente governativo per la gestione di progetti, di impianti e di acquisti di energia e non è quindi un'impresa energetica con attivi fisici. Il programma GENREN è una gara per moduli di potenza pari a 50 MW ed il meccanismo di compensazione previsto rende possibile un ammortamento degli investimenti in nuovi progetti di generazione. Le aspettative iniziali sono che il 50% dei 1.000 MW avvenga attraverso la realizzazione di nuovi parchi eolici. Si prevedono inoltre 150 MW addizionali da termoelettriche a biocombustibili, 120 MW da residui, 100 MW da biomasse, 60 MW da piccoli impianti idroelettrici, 30 MW da fonte geotermica, 20 MW dall'energia solare e 20 MW da biogas. Se dovessero realizzarsi le previsioni della Segreteria Nazionale per l'Energia, nel 2016 gli investimenti oscillerebbero tra un minimo di 2.200 ed un massimo di 2.700 milioni di dollari. Tuttavia, l'offerta, sebbene abbia superato i 1000 MW previsti, è composta per l'85% da parchi eolici. Vedasi: www.energiaynegocios.com.ar y ENARSA.

Attualmente sono in corso i seguenti progetti:

- Condor Cliff-Barrancosa, per il quale agli inizi del 2010 si sono già presentati come candidati Condor Cliff 1.140MW e La Barrancosa 600MW. Il bilancio preventivo previsto per la loro costruzione e messa in funzione è di 16 miliardi di pesos (circa 4.1 miliardi di dollari il che comporta un costo medio di 2.360 per KW): il tempo di esecuzione previsto è di 6 anni. Tuttavia, i problemi di bilancio dell'Argentina, la questione delle tariffe ed il debito che l'Impresa di Amministrazione del Mercato Elettrico all'Ingrosso (CAMMESA)³⁶ ha con il Tesoro Nazionale per le compensazioni ai produttori sono ostacoli tuttora presenti e non risolti. Il meccanismo per la realizzazione di questi impianti prevede una compensazione attraverso tariffe o mediante garanzie statali.
- Sfruttamento multiscopo-Chihuidos I - 478 MW sul fiume Neuquén. Si spera di produrre 1.750 GWh/annui, (bando per “manifestazione di interesse”).
- Sfruttamento multiscopo - Los Blancos I e II sul fiume Tunuyan 324 e 119 MW – con una produzione di 809 e 350 GWh/annui, (bando per “manifestazione di interesse”).

Nel caso dei bacini Condor Cliff-Barrancosa alcuni analisti hanno avanzato obiezioni sulla presunta insufficienza dei progetti e sulla mancanza di studi aggiornati³⁷ (IAE, 2010).

Per quanto riguarda il processo di integrazione con il Brasile, nel 2008 è stato firmato un accordo per la costruzione della centrale Garabí, che dovrebbe entrare in funzione nel 2011. Il progetto sarà eseguito da EBISA (Argentina) e da ELECTROBRAS (Brasile): al momento non se ne conosce lo stato di avanzamento, ma si presume che si trovi ancora in una fase di esame comparativo dei vari studi ambientali.

2.5 LO SVILUPPO DEL SETTORE NUCLEARE

a. La crescita dell'industria nella Regione.

L'America Latina produce mediante l'energia nucleare soltanto lo 0.8% del totale del suo consumo energetico primario. Anche se paesi come Argentina, Brasile e Messico hanno sviluppato nel campo dell'energia nucleare capacità tecnologiche finalizzate alla produzione dell'elettricità e di attività connesse, lo sviluppo di questo settore si è rivelato dagli anni Ottanta praticamente nullo in Argentina (che pure è stato il paese pioniere della Regione) e modesto in Messico ed in Brasile. Tuttavia, verso la fine degli anni Novanta lo sviluppo è stato molto rapido e continuo in Brasile

³⁶ Tali compensazioni provengono dai maggiori costi di produzione a fronte dei prezzi fissati.

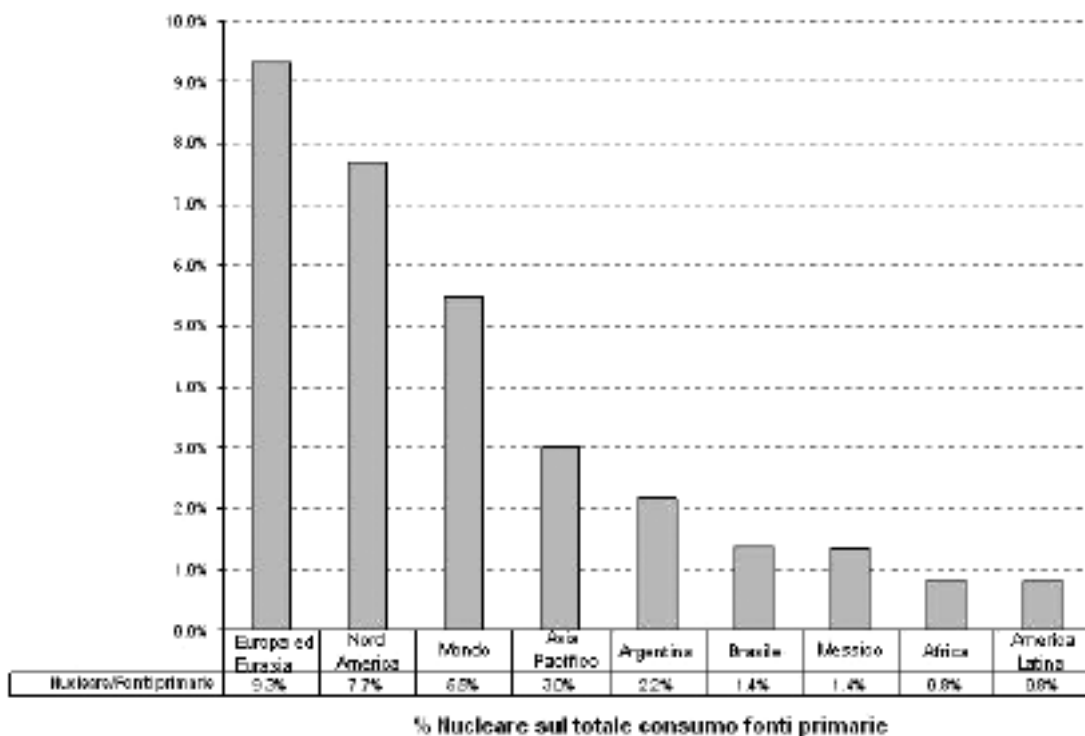
³⁷ L'istituto argentino per l'energia “General Mosconi” e la gara d'appalto per le centrali idroelettriche Condor Cliff e la Barrancosa sul Río Santa Cruz, Comunicato dell' IAE, marzo 5, 2010.

(cfr. grafico II.15). Questa proporzione, tuttavia, non può essere paragonata a quella di altre regioni del mondo, quali l'Europa e l'America del Nord, in cui l'energia nucleare rappresenta tra il 9% ed il 7,5% del consumo energetico da fonti primarie.

In paesi come Colombia, Cuba e Perù, gli Istituti per lo sviluppo della tecnologia nucleare hanno avuto percorsi differenziati, anche se in nessuno di essi si è giunti all'installazione di impianti in grado di produrre elettricità.

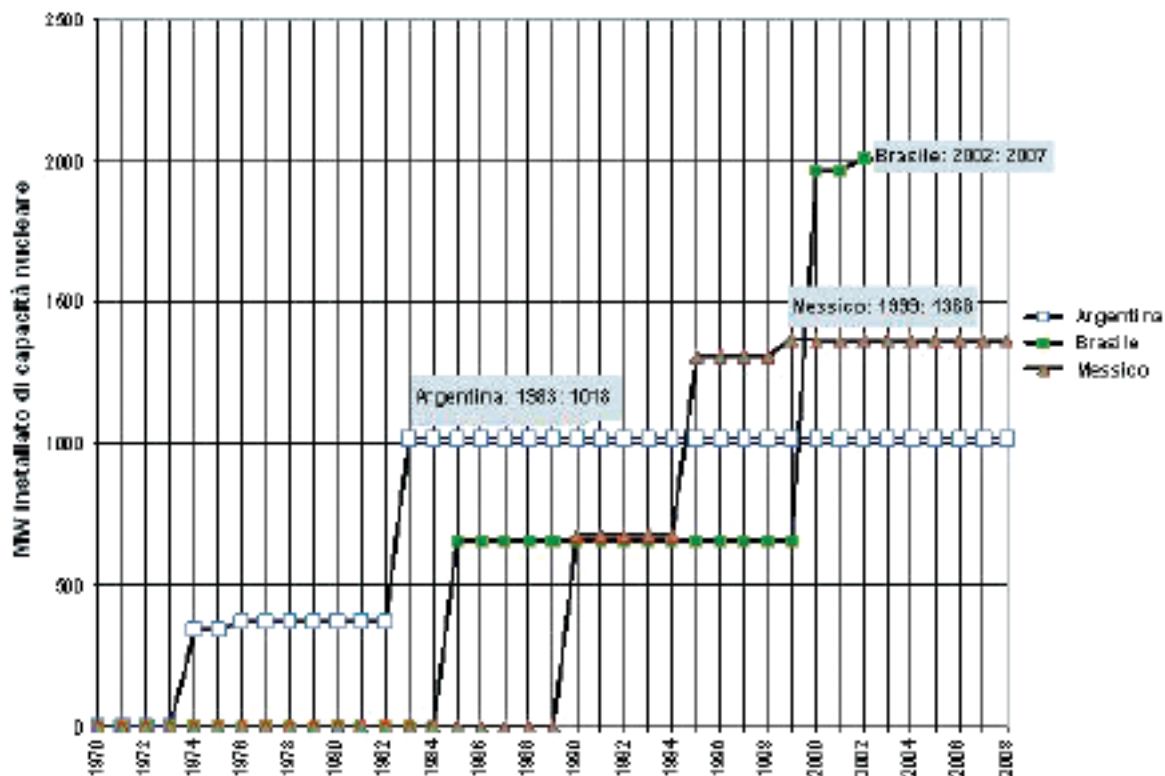
I grafici II.16 e 17 evidenziano la partecipazione dell'energia nucleare al totale del consumo primario di energia nella Regione per quei paesi che dispongono di centrali nucleari in confronto con le grandi regioni del mondo. Si può osservare che l'Argentina continua ad avere la maggiore percentuale regionale, anche se in valori assoluti il Brasile ed il Messico superano l'Argentina rispettivamente del 93% e del 41% (BP, 2009) in termini di produzione annuale.

GRAFICO II.15
PARTECIPAZIONE DELL'ENERGIA NUCLEARE NEL CONSUMO PRIMARIO DELLE FONTI DI ENERGIA



Fonte: Elaborazione propria sulla base di dati BP *Statistical Review of World Energy*, 2009- Dati dell'anno 2008.

GRAFICO II.16
EVOLUZIONE PER PAESE DELLA POTENZA INSTALLATA IN ENER-
GIA NUCLEARE (1970-2008) IN AMERICA LATINA
E CARAIBI (In MW)



Fonte: Elaborazione propria sulla base di dati OLADE e AIE.

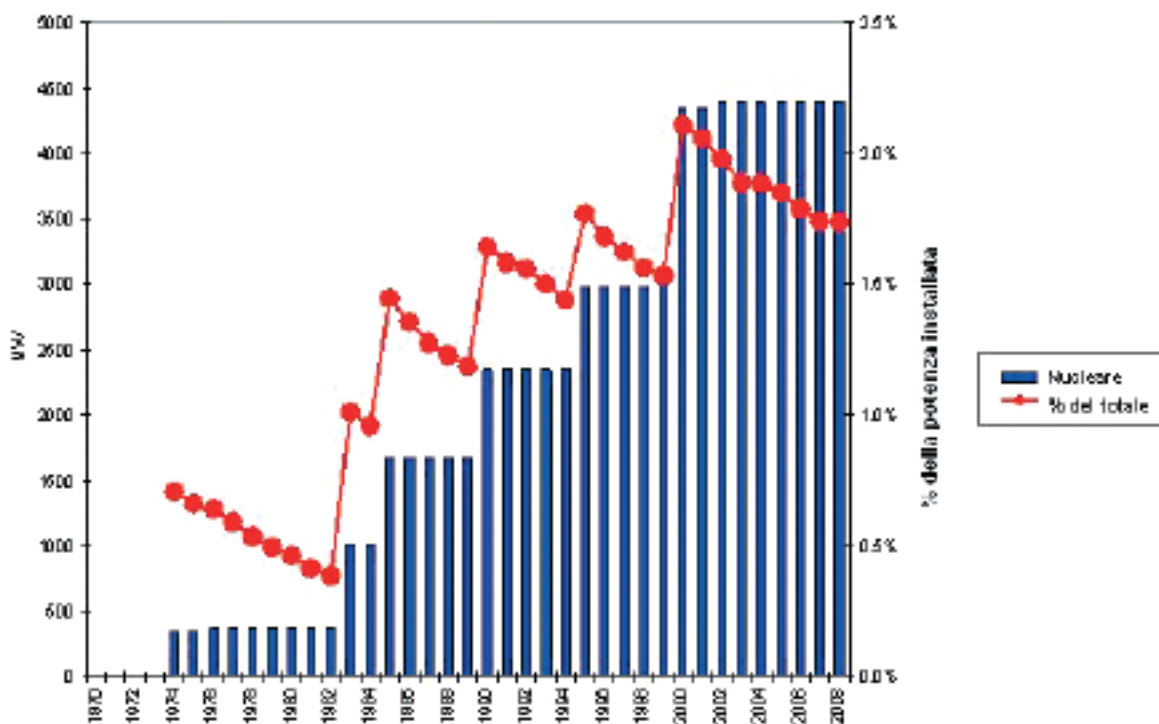
Le cifre dimostrano altresì che in termini di capacità l'energia nucleare ha raggiunto, come picco massimo, poco più del 2% del totale regionale con l'entrata di Angra 2 in Brasile (cfr. grafico II.16).

b. Analisi delle ipotesi di crescita dell'industria nucleare

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (WEO, 2009), entro il 2030 la Regione potrebbe raddoppiare la propria capacità di produzione elettrica proveniente da energia nucleare. In linea di massima con la sola entrata di Angra 3 questo scenario potrebbe realizzarsi nel medio termine: l'ipotesi sembra ragionevole se si considera che anche l'Argentina ha ripreso il proprio programma nucleare. In ogni caso potrebbe trattarsi di uno scenario conservatore in un contesto di crescenti pressioni

sulla necessità di aumentare l'offerta elettrica: si diversificherebbero così le fonti energetiche in un panorama caratterizzato da alti prezzi internazionali del greggio e del gas e in cui anche le fonti non convenzionali presentano costi elevati (cfr. tabella II.4).

GRAFICO II.17
EVOLUZIONE DELLA POTENZA INSTALLATA IN ENERGIA
NUCLEARE (1970-2008) E PERCENTUALE SUL TOTALE
DELLA POTENZA INSTALLATA



Fonte: Stime proprie sulla base di dati SIEE di OLADE.

TABELLA II.4
PROSPETTIVA ENERGETICA DELL’AIE PER L’AMERICA LATINA
E PARTECIPAZIONE ALL’ENERGIA NUCLEARE.

Fonte per la generazione di EE	2007	2015	2020	2025	2030	% nel 2007	% nel 2030	% a.a	Incremento in GW
Carbone	6	16	18	21	24	2,7%	6,1%	6,2%	18
Greggio-FO	32	32	32	32	32	14,4%	8,2%	0,0%	0
Gas Naturale	38	60	71	85	101	17,1%	25,8%	4,3%	63
Nucleare	3	4	6	6	6	1,4%	1,5%	3,1%	3
Idroelettrico	138	155	168	183	197	62,2%	50,4%	1,6%	59
Biomasse e Residui	5	6	7	8	9	2,3%	2,3%	2,6%	4
Eolica	0	2	5	7	11	0,0%	2,8%		11
Geotermica	0	1	1	1	1	0,0%	0,3%		1
Solare	0	1	2	4	10	0,0%	2,6%		10
Totale fonti	222	277	310	347	391	100,0%	100,0%	2,5%	169

Fonte: Agenzia Internazionale per l’Energia, AIE, WEO, 2009.

Sebbene paesi come Venezuela e Perù abbiano manifestato il desiderio di sviluppare le loro capacità di installazione di impianti nucleari, l’ipotesi sembra poco probabile, tenuto conto del tempo necessario per acquisire le competenze tecniche e dei costi che una tale opzione comporterebbe per un paese come il Perù. Nel caso del Venezuela potrebbero non esserci restrizioni finanziarie e lo sviluppo del settore sarebbe possibile grazie alla collaborazione di altri paesi. Tuttavia, difficilmente il Venezuela potrebbe sviluppare un proprio progetto senza suscitare seri problemi a livello internazionale. In ogni caso l’ipotesi dell’AIE, anche se in forma implicita, considera che l’espansione dell’energia nucleare in America Latina e nei Caraibi si limita ai soli casi di Argentina, Brasile e Messico.

Va considerato che la regolazione internazionale e l’opposizione di certi settori di difesa dell’ambiente costituiscono una barriera allo sviluppo nucleare, anche se l’ostacolo maggiore potrebbe essere rappresentato dai problemi di finanziamento. In tal caso, aspetti di geopolitica regionale ed internazionale acquisterebbero un’importanza ancora maggiore.

CAPITOLO III

LO SVILUPPO DEGLI IDROCARBURI

3.1 L'INDUSTRIA PETROLIFERA

3.1.1 Evoluzione delle Riserve e Produzione di Petrolio in America Latina. Rapporto R/P come Indicatore di Abbondanza Relativa

Al 31 dicembre 2008 le riserve di petrolio convenzionale, comprovate in America Latina, si attestavano intorno ai 136 mila milioni di barili³⁸ e rappresentavano l'11,2% del totale delle riserve accertate a livello mondiale. Tali stime fanno dell'America Latina la seconda regione del pianeta, insieme all'Europa-Eurasia, con la prospettiva di raggiungere il primo posto nel caso in cui si considerino riserve comprovate di petrolio non convenzionale quelle esistenti in Venezuela e nell'*off-shore* del Brasile.

Analizzando l'evoluzione delle riserve comprovate di petrolio nella Regione a partire dal 1980 fino al 2008, si registra una crescita dell'82% tra le due punte estreme, che si può così suddividere:

a) un primo periodo tra il 1980 e il 1995, anno in cui le riserve comprovate hanno raggiunto il picco massimo di 132,5 mila milioni di barili;

b) un secondo periodo tra il 1995 e il 2007 con una caduta delle riserve comprovate in termini assoluti;

c) un terzo periodo iniziato nel 2008 che registra un netto recupero dei livelli di riserve comprovate. Quest'ultima sembrerebbe essere la tendenza futura, grazie all'integrazione delle tipologie non convenzionali di petrolio, con un recupero dovuto sostanzialmente all'incremento delle riserve del Venezuela, mediante l'inclusione del greggio pesante della Fascia dell'Orinoco.

Alla fine del 2008 le riserve comprovate di petrolio greggio erano ubicate in primo luogo nel Venezuela, che dispone del 74% delle riserve comprovate di petrolio dell'America Latina e dei Caraibi, seguito a distanza dal Brasile con il 9,3%, dal Messico con l'8,8% e dall'Ecuador con il 2,8%. Queste percentuali rivelano un'evol-

³⁸ Secondo i dati forniti dalla BP *Statistical Review* 2009, alla fine del 2008 le riserve comprovate totali in tutto il mondo ammontavano a 1.208 mila milioni di barili.

luzione che sarebbe stato impossibile prevedere all'inizio degli anni Ottanta, fatta eccezione per l'importanza permanente del Venezuela.

In effetti, in questo periodo è possibile osservare la caduta verticale delle riserve di petrolio del Messico, che nel 1980 disponeva del 63,8% delle riserve dell'America Latina e dei Caraibi, con uno stock di 47,2 mila milioni di barili che hanno continuato a crescere fino alla metà di questo decennio per poi iniziare un declino continuo, fino ad arrivare alla fine del 2008 a 11.9 milioni di barili.

Il Venezuela, che all'inizio degli anni Ottanta disponeva di 19.5 miliardi di barili – pari al 26,7% del totale della Regione – ha incrementato in modo costante e pronunciato le proprie riserve, soprattutto nei primi cinque anni di questo decennio fino a raggiungere uno stock di quasi 100 miliardi di barili nel 2008: è diventata così la prima economia petrolifera della Regione.

Il Brasile – che all'inizio degli anni Ottanta disponeva solamente di 1,3 miliardi di barili e rappresentava l'1,7% del totale dell'America Latina e dei Caraibi – ha mantenuto una crescita continua e sostenuta soprattutto a partire dagli anni Novanta, raggiungendo un livello di riserve comprovate pari a 12,2 miliardi di barili alla fine del 2008: in tal modo, esso si è trasformato nella seconda economia petrolifera della Regione con grandi prospettive di incremento dopo le importanti scoperte annunciate nelle acque territoriali profonde, di cui si parlerà più avanti.

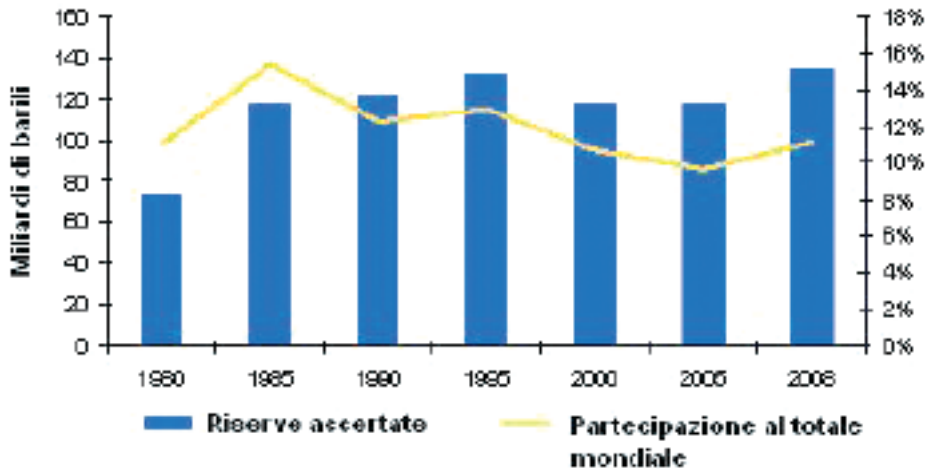
Nel periodo in esame l'Ecuador ha incrementato le proprie riserve comprovate, passando da 1 miliardo di barili nel 1980 a 4,7 miliardi di barili alla fine del 2008. Anche la Colombia e il Perù hanno aumentato le proprie riserve, mentre in Argentina si è registrato un regresso in termini relativi ed assoluti rispetto al contesto regionale.

Nel grafico III.1 è possibile osservare l'evoluzione generale delle riserve comprovate di petrolio convenzionale in America Latina.

Verso la fine degli anni Ottanta la Regione possedeva il 15% delle riserve petrolifere comprovate nel mondo: nonostante la crescita registrata in Venezuela e in minor misura in Brasile, la diminuzione delle riserve comprovate in Messico ha provocato una riduzione dell'importanza relativa della Regione, portandola all'11,2% alla fine del 2008.

È interessante osservare in questo grafico che a partire dall'inizio del XXI secolo il livello delle riserve comprovate della Regione si riduce lentamente fino al 2008, quando si iniziano ad integrare le tipologie di petrolio non convenzionale del Venezuela, che acquistano una importanza crescente.

GRAFICO III. 1
EVOLUZIONE DELLE RISERVE ACCERTATE DI PETROLIO
IN AMERICA LATINA (1980-2008)



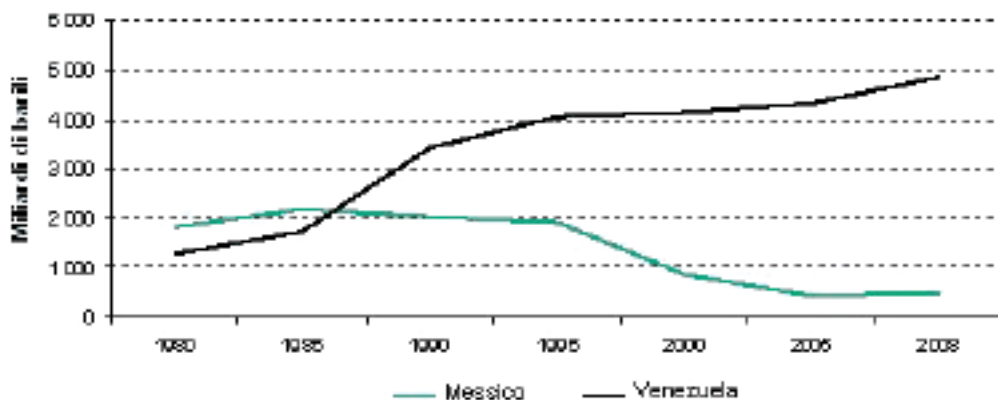
Fonte: *BP Statistical Review*, 2009.

L'incorporazione di tipologie di petrolio non convenzionale nella quantificazione delle riserve comprovate – in particolare, il bitume del Venezuela situato nella Fascia dell'Orinoco – e la quantificazione delle riserve annunciate nelle acque profonde dal Brasile (sotto una calotta di sale che ospiterebbe ingenti quantità di greggio leggero) consentirebbero, nel contesto globale dell'industria petrolifera, di riprendere il percorso di crescita delle riserve comprovate e di accrescere il peso relativo dell'America Latina e dei Caraibi.

In questo settore i grandi attori dei prossimi anni saranno il Venezuela e il Brasile.

Nel grafico III.2 è possibile osservare in dettaglio l'andamento delle riserve comprovate in Messico e in Venezuela. Il punto di intersezione tra i due paesi si colloca a metà degli anni Ottanta: a partire da questo momento le riserve comprovate di petrolio in Messico subiscono una netta diminuzione tuttora in corso, mentre quelle del Venezuela registrano aumenti fino a raggiungere un livello pari a circa 100 miliardi di barili.

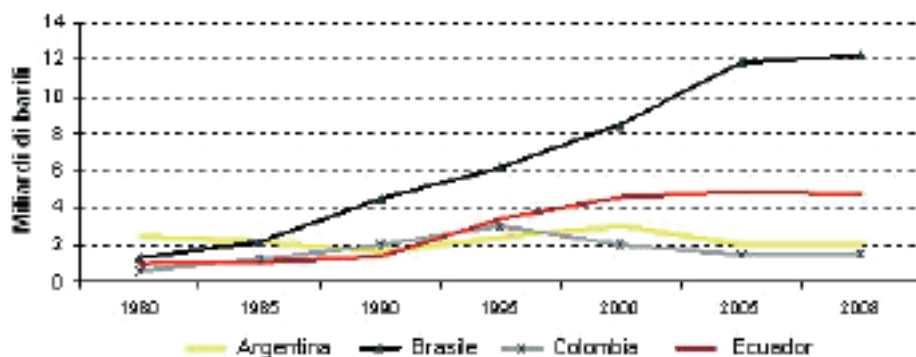
GRAFICO III.2 EVOLUZIONE DELLE RISERVE ACCERTATE DI PETROLIO IN MESSICO E VENEZUELA (1980-2008)



Fonte: *BP Statistical Review, 2009*.

Nel grafico III.3 è possibile osservare l'andamento delle riserve petrolifere comprovate nel resto dei paesi della Regione che dispongono di quantità significative di questa risorsa, come nel caso di Argentina, Brasile, Colombia ed Ecuador. È possibile rilevare il boom del Brasile a partire dagli anni Novanta e l'aumento delle riserve comprovate in Ecuador che a partire dal 2000 subisce una battuta d'arresto, nonché l'andamento regressivo dell'Argentina e in misura minore della Colombia.

GRAFICO III.3 EVOLUZIONE DELLE RISERVE ACCERTATE DI PETROLIO NEL RESTO DEI PAESI DELL'AMERICA LATINA 1980-2008



Fonte: *BP Statistical Review, 2009*.

Nel 2008 la produzione di petrolio greggio in America Latina era in media di 10 milioni di barili al giorno a fronte di una produzione mondiale prossima agli 82 milioni di barili al giorno, cioè poco più del 12% del totale.

Nell'insieme la Regione è esportatrice netta di petrolio greggio. È sorprendente la sostenuta produzione del Messico che, nonostante la continua riduzione delle proprie riserve, continua ad essere il primo produttore dell'America Latina con una media di 3,8 milioni di barili al giorno, seguito dal Venezuela con una produzione media di 2,6 milioni di barili al giorno e dal Brasile con 1,8 milioni di barili al giorno.

Nel periodo compreso tra il 1980 e il 2008 si può osservare una crescita rilevante della produzione nella quasi totalità dei paesi dell'America Latina e dei Caraibi, con un incremento generale del 66% ed un tasso annuale accumulato dell'1,9%.

L'eccezione a questa situazione di crescita generalizzata è costituita dal Perù, paese in cui la produzione è passata da quasi 200 mila barili al giorno negli anni Ottanta a poco più di 100 mila barili al giorno nel periodo 2000-2008.

La produzione di greggio si è quasi decuplicata in Brasile, che negli anni Ottanta era importatore netto di petrolio. All'inizio degli anni Ottanta questo paese produceva poco meno di 200 mila barili al giorno: come si è visto in precedenza, a partire da allora è iniziata una crescita sostenuta e virtuosa della produzione, che è stata accompagnata da un aumento considerevole delle riserve. Sulla base di questi risultati, il Brasile ha raggiunto l'autosufficienza nel 2008, avendo la sua produzione raggiunto 1,8 milioni di barili al giorno. La crisi petrolifera degli anni Settanta ha avuto un forte impatto sulla crescita economica del Brasile, che da allora ha adottato come politica di stato il raggiungimento dell'autosufficienza petrolifera ed ha fornito un forte sostegno all'impresa statale Petrobras.

Altri paesi con produzioni nettamente inferiori a quella dei tre giganti della Regione anche se con crescite importanti nel periodo in esame sono nell'ordine la Colombia e l'Ecuador.

La Colombia ha quadruplicato la propria produzione, arrivando a 560 mila barili al giorno nel 2008, mentre l'Ecuador con una produzione simile a quella della Colombia nel 2008 è riuscito ad aumentare di 2,6 volte l'estrazione di petrolio nel periodo in esame.

Nel caso dell'Ecuador la crescita è stata accompagnata dall'incorporazione di riserve, mentre in Colombia si è registrata una diminuzione delle riserve che ha compromesso la crescita a lungo termine. A partire dal 2000 si è osservata una riduzione della produzione in Colombia, che riflette una possibile debolezza strutturale del profilo delle sue riserve.

Il Messico, maggiore produttore di greggio in America Latina e nei Caraibi, ha

mantenuto nel periodo compreso tra il 2004 e il 2006 livelli massimi prossimi ai 4 milioni di barili al giorno, mentre in generale si era attestato su livelli di produzione superiori ai 3 milioni di barili al giorno. Una produzione così sostenuta è stata accompagnata dal crollo dello stock delle riserve, circostanza che compromette la continuità di questi livelli di produzione e riduce le eccedenze esportabili.

Il secondo maggiore produttore dell'America Latina è il Venezuela, che durante tutto il periodo in esame ha mantenuto un livello di produzione relativamente stabile tra 2,2 milioni di barili al giorno e un tetto massimo di 3,3 milioni di barili nel 2000 per stabilizzarsi intorno a questo livello durante il decennio in corso³⁹.

Anche in Argentina si è registrato un aumento della produzione di petrolio nel periodo analizzato, sebbene in misura minore rispetto agli altri paesi della Regione. A partire dal 1998 – quando raggiunse un livello massimo di produzione prossimo ai 900 mila barili al giorno – questo paese ha iniziato una lenta fase discendente fino al 2008, in cui ha registrato una produzione media di 750 mila barili al giorno.

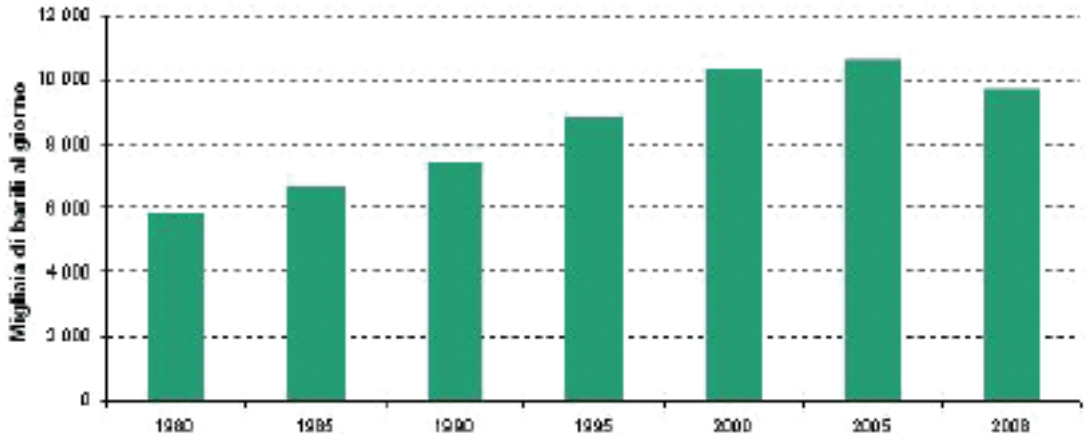
Nel grafico III.4 è possibile osservare l'evoluzione della produzione di petrolio in America Latina nel periodo 1980-2008.

Si può notare una crescita costante fino al 2005 ed a partire da allora una stabilizzazione cui ha fatto seguito un leggero peggioramento.

Nonostante la fiorente realtà del Brasile e gli alti livelli di produzione di Venezuela e Messico, si osserva verso la fine del periodo un calo della produzione che analizzeremo in dettaglio più avanti, poiché nel caso del Venezuela ci sono alcune discrepanze che dipendono dalle fonti di informazione a cui si fa riferimento.

³⁹ I livelli di produzione qui indicati hanno come fonte la pubblicazione annuale della *BP Statistical Review*, anno 2009: ma, come vedremo in seguito, esistono alcune discrepanze in questo senso con altre fonti, come l'Annuario Statistico dell'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEP) e le informazioni di *Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)*.

GRAFICO III.4 EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE DI PETROLIO IN AMERICA LATINA (1980-2008)



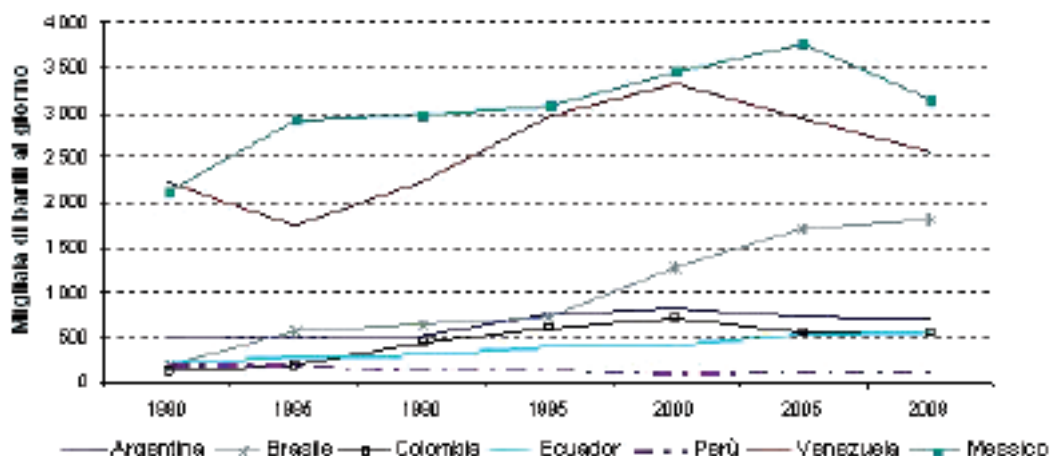
Fonte: *BP Statistical Review*, 2009.

Il grafico III.5 illustra l'evoluzione della produzione di greggio in ognuno dei principali paesi produttori.

Si evidenzia la crescita costante della produzione in Brasile e l'importanza del Messico, che nel periodo in esame ha raggiunto i massimi livelli di produzione a metà del 2000, mentre il Venezuela ha registrato il proprio picco massimo all'inizio del decennio 2000. Entrambi i paesi, tuttavia, presentano tendenze decrescenti verso la fine del periodo in questione.

Anche l'Ecuador mantiene una tendenza crescente durante il periodo in esame, mentre la produzione in Argentina, Colombia e Perù, dopo aver raggiunto un picco massimo intorno al 2000, ha cominciato a scendere lentamente.

GRAFICO III.5 EVOLUZIONE PER PAESE DELLA PRODUZIONE DI PETROLIO IN AMERICA LATINA (1980-2008)



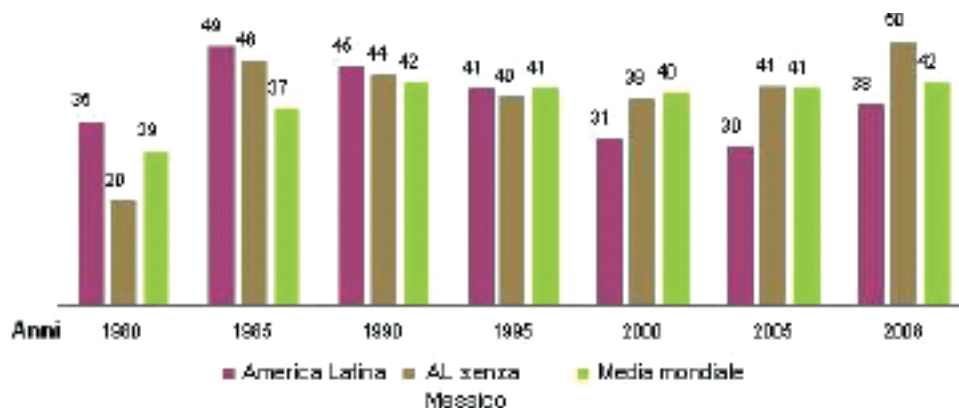
Fonte: BP Statistical Review, 2009.

Tenuto conto di questi modelli di comportamento nell'*up-stream* (E&P) dell'industria petrolifera, l'abbondanza relativa delle risorse, misurata come rapporto tra Riserve Comprovate e Produzione/Riserve Comprovate, era nel 2008 pari a 37,9 anni. Tale indicatore è inferiore al rapporto Riserve/Produzione a livello mondiale che nel 2008 era pari a 42 anni. Isolando il Messico dal resto del gruppo, il rapporto R/P del resto dell'America Latina sale a 50 anni superando così la media mondiale.

Il rapporto R/P si è mantenuto, durante il primo decennio del secolo, superiore ai 30 anni e in generale è inferiore a quello esistente a metà degli anni Ottanta quando si avvicinava ai 50 anni o a quello degli anni Novanta quando in generale superava i 40 anni, come è possibile osservare nel grafico III.6.

Nel 2008, come conseguenza dell'aumento delle riserve comprovate in Venezuela, tale indicatore si è avvicinato nuovamente ai 40 anni. I paesi che presentano una maggiore attività industriale, come Ecuador e Venezuela, mantengono buoni orizzonti di produzione a medio termine e altri grandi produttori, come il Messico e in misura minore l'Argentina e la Colombia, potrebbero vedersi obbligati a ricorrere gradualmente al mercato internazionale per soddisfare la domanda interna.

GRAFICO III.6
EVOLUZIONE DEL RAPPORTO R/P GAS NATURALE
IN AMERICA LATINA 1980-2008



Fonte: BP *Statistical Review*, 2009.

È interessante osservare l'evoluzione R/P nell'insieme dei paesi escluso il Messico, perché dimostra la grande importanza di questo paese nell'industria petrolifera regionale.

Il rapporto R/P dell'America Latina senza il Messico cresce in modo considerevole negli anni Ottanta, come conseguenza della netta incorporazione delle riserve del Venezuela per poi diminuire leggermente durante gli anni Novanta e risalire a partire dal 2000. In quest'ultimo caso è l'incorporazione delle riserve del Brasile a spiegare la crescita dell'abbondanza relativa nella Regione e verso la fine del periodo l'aumento delle riserve in Venezuela.

Tuttavia, tale situazione rivela una forte disparità quando si analizza l'abbondanza relativa in ciascun paese.

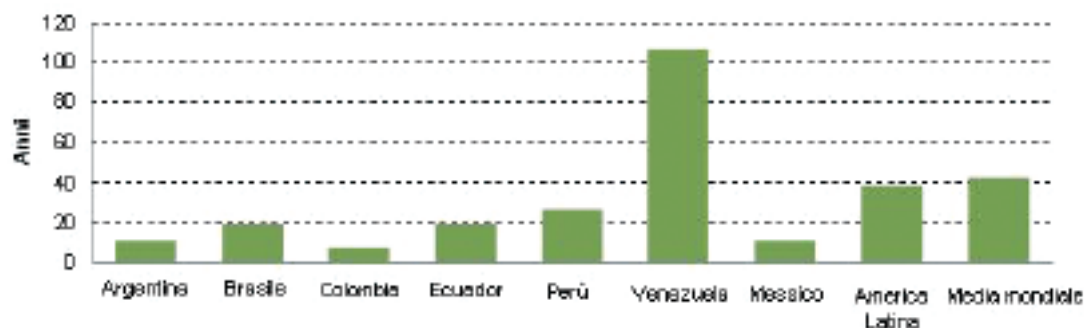
Nel grafico III.7 si osserva l'indicatore R/P nel 2008 per i vari paesi della Regione che abbiano una produzione petrolifera significativa.

Il Venezuela supera di gran lunga la media mondiale con un rapporto R/P di 106 anni. Nel caso di Ecuador, Brasile e Perù si osserva un rapporto R/P rispettivamente di 18, 20 e 25 anni, che rivela una situazione di ragionevole ottimismo circa il successo delle politiche petrolifere attuate. Tuttavia il livello e la dimensione del Brasile conferiscono a questo paese una ragionevole prospettiva di trasformarsi in futuro in un attore di primo piano nel commercio internazionale di petrolio, mentre l'Ecuador potrebbe consolidare la sua posizione di paese esportatore di petrolio a medio e lungo termine.

L'abbondanza relativa in Argentina, Colombia e Messico pone questi paesi in

una situazione di debolezza strutturale, con un orizzonte di riserve in ogni caso prossimo ai dieci anni e in continua diminuzione. Ciò fa sorgere dubbi sulla possibilità che questi paesi possano in futuro continuare a presentare livelli di produzione simili a quelli degli ultimi anni, con il rischio di perdere la loro condizione di paesi esportatori e di rimettere in discussione la loro stessa capacità di mantenere l'autosufficienza nel medio termine.

GRAFICO III. 7
RAPPORTO RISERVE/PRODUZIONE IN AMERICA LATINA 2008



Fonte: BP *Statistical Review*, 2009.

In sintesi, è possibile affermare che l'America Latina è una Regione ricca di petrolio convenzionale, circostanza che permette di collocare i paesi della Regione nel ristretto gruppo di esportatori di petrolio ed in alcuni casi di esportatori di particolare grandezza come il Venezuela e il Messico.

Nel 2008 i paesi dell'America Latina hanno esportato poco più di 6 milioni di barili al giorno: di essi 2,4 milioni di barili al giorno sono stati esportati dal Messico verso gli Stati Uniti.

Nel 2008 il Venezuela ha esportato 1,8 milioni di barili al giorno, Colombia ed Ecuador hanno esportato rispettivamente 259 mila e 273 mila barili al giorno, mentre le esportazioni dell'Argentina sono state in media pari a 173 mila barili al giorno.

Nel 2008 le esportazioni di petrolio dall'America Latina sono state destinate principalmente verso gli Stati Uniti d'America (67%), l'Unione Europea (14,1%), la Cina (5,5%), Singapore (2,7%) e l'India (1,1%)⁴⁰.

In materia di petrolio non convenzionale – come nel caso del bitume della Fascia dell'Orinoco in Venezuela – e del petrolio leggero dei giacimenti brasiliani *off-*

⁴⁰ Fonte: BP *World Statistical Review*, 2009.

shore, si aprono grandi aspettative che questi paesi possano trasformarsi nei prossimi decenni in potenziali attori di primo piano sul mercato petrolifero internazionale.

3.1.2 Regolazione dell'*up-stream*, ruolo dello stato e delle imprese nazionali. La politica dei prezzi e i meccanismi di investimento

In America Latina il ruolo dello stato e delle imprese nazionali nell'industria petrolifera è di particolare rilevanza e negli ultimi anni ha assunto un'importanza notevole: le imprese statali possiedono il 74% della produzione e il 97% delle riserve comprovate di petrolio. Per raggiungere gli obiettivi che si sono fissati si stima che queste imprese investiranno entro il 2030 circa 282 miliardi di dollari, di cui il 27% sarà destinato allo sviluppo dei greggi pesanti⁴¹.

3.1.3 Il caso PEMEX e l'industria petrolifera in Messico

La Costituzione del Messico del 1917 ha sancito il controllo diretto della Nazione su tutte le risorse del sottosuolo, vietando alle imprese private di avere la proprietà e il controllo delle riserve petrolifere comprovate di idrocarburi. Alla luce di una lunga tradizione di esplorazione petrolifera da parte del settore privato, fu istituita nel 1934 "Petróleos de México A.C." con il compito di promuovere gli investimenti nazionali nell'industria petrolifera.

Nel 1938 – in seguito ad aspri conflitti sindacali, risolti dalla Corte Suprema di Giustizia a favore dei lavoratori e di fronte alla resistenza delle imprese private a rispettare le decisioni dell'Alto Tribunale – il Presidente Lázaro Cárdenas decise l'espropriazione dei giacimenti: le imprese petrolifere private, nazionali e internazionali che operavano in quel momento furono risarcite e fu creato "Petróleos Mexicanos" (PEMEX) come organismo responsabile dello sfruttamento e dell'amministrazione degli idrocarburi a beneficio della Nazione.

Nel 1971 fu emanata la "Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos", sostituita nel 1991 da una nuova legge che stabilì le linee di base che definiscono le funzioni di "Petróleos Mexicanos" quale organo decentralizzato dell'amministrazione pubblica federale, responsabile della gestione dell'industria petrolifera nazionale.

Questa nuova legge ha creato un organo societario e quattro organismi sussidiari come strutture organiche nel cui ambito opera attualmente la PEMEX.

Gli Organismi Sussidiari sono:

- PEMEX Esplorazione e Produzione (PEP).

⁴¹ Altomonte Hugo, (2009): "Escenario de las Relaciones Diplomáticas Propuestas para la Integración Energética y para garantizar la cercanía entre los países de América del Sur". Gas Summit 2009, Rischi dell'Integrazione Energetica, San Paolo maggio 2009.

- PEMEX Raffinazione (PXR).
- PEMEX Gas e Petrolchimica di Base (PGPB).
- PEMEX Petrolchimica (PPQ).

Negli anni Settanta la PEMEX scoprì due giacimenti di enormi dimensioni che permisero al Messico di diventare un grande paese produttore e un importante paese esportatore con una forte presenza nei mercati internazionali del petrolio. Questi giacimenti, ubicati nel Golfo del Messico, sono Cantarell e Activo Ku Maalob Zaap.

Una recente analisi condotta dalla PEMEX nel marzo del 2008⁴² rivela che l'83% delle riserve comprovate del paese sono situate in giacimenti in chiaro declino o in una fase di iniziale declino. Come già accennato, tutto questo ha portato ad un calo della produzione di greggio.

L'unica regione petrolifera del paese per la quale non si prevede una diminuzione della produzione a medio termine è Chicontepec.

In termini di produzione di greggio Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Samaria Luna, Marina Suroeste e Bellota Jujo hanno contribuito nel 2008 al 92% della produzione totale.

Nel 2012 la produzione di queste aree diminuirà di 800 mila barili al giorno: verso il 2018 questa riduzione arriverebbe a 1,5 milioni di barili al giorno, mentre per il 2021 si ipotizza un calo di 1,8 milioni di barili al giorno, pur considerando gli incrementi nei tassi di recupero degli attuali giacimenti.

Di fronte a questa realtà esistono quattro aree di sfruttamento petrolifero in cui PEMEX intende operare per mantenere la produzione a medio termine:

- Esplorazione e sviluppo delle risorse dei bacini del Sud Est;
- Sfruttamento dei pozzi abbandonati;
- Sviluppo del giacimento di Chicontepec;
- Sfruttamento e sviluppo delle acque profonde del Golfo del Messico.

Considerando lo sviluppo di Chicontepec e delle risorse dei bacini del sud est, Tabasco e Campeche, tra il 2008 e il 2021 si dovrebbero perforare oltre 17.000 pozzi, ossia un numero pari a quelli che la PEMEX ha perforato fin dalla sua istituzione, ma in un terzo del tempo impiegato.

Tuttavia, secondo la stessa PEMEX, una politica di sfruttamento degli idrocarburi che si concentrasse unicamente sullo sviluppo di Chicontepec e dei bacini del sud est, sarebbe insufficiente per sostenere la produzione attuale. Pur riuscendo a por-

⁴² Analisi: Situazione della PEMEX, Resoconto Esecutivo, marzo 2008, SENER – PEMEX, <http://www.pemex.com/files/content/diagnostico.pdf>.

tare a buon fine tali progetti, si giungerebbe intorno al 2021 ad un deficit pari a circa 500 mila barili al giorno.

Alla luce di questa analisi, la PEMEX intende dare inizio entro breve allo sviluppo su vasta scala di progetti in acque profonde per poter garantire nei prossimi anni gli stessi livelli di produzione attuale.

Tra il 2004 e il 2007 la “PEMEX Esplorazione e Produzione” ha perforato sei pozzi ad una profondità superiore ai 500 metri. Nei prossimi anni sarà necessario arrivare a profondità fino a 3.000 metri. Mentre in Messico negli ultimi anni sono stati perforati sei pozzi, nella regione statunitense del Golfo del Messico vengono perforati attualmente 167 pozzi all’anno. Questo ha permesso una produzione annuale nelle acque profonde del versante statunitense di circa un milione di barili al giorno.

Si calcola che in Messico oltre il 50% delle risorse future del paese sia situato nel bacino del Golfo del Messico profondo: si tratta di recuperare un potenziale di 29,5 milioni di barili di greggio su una superficie di oltre 575.000 chilometri quadrati. Questo volume di idrocarburi è superiore alla riserva originale totale di Cantarell, ossia del maggior giacimento del paese che produce attualmente il 50% del greggio estratto in Messico.

Gli studi geologici e geofisici realizzati dalla PEMEX affermano che sarebbe possibile individuare nel Golfo del Messico giacimenti con volumi importanti di idrocarburi. L’area delle acque profonde presenta caratteristiche diverse dalle altre aree in cui la PEMEX ha svolto finora attività di esplorazione e produzione: profondità superiori ai 500 metri; varietà di strutture geologiche complesse; investimenti ad alto rischio in un’area scarsamente sconosciuta; sviluppo e sfruttamento con alti costi per la scoperta, lo sviluppo e la produzione; rischi ambientali.

Di fronte alle sfide che si presentano, soprattutto in tema di sfruttamento e di produzione, la normativa vigente risulta particolarmente restrittiva per poter sviluppare giacimenti nelle acque profonde del Golfo del Messico.

L’analisi della PEMEX segnala che il Messico deve affrontare grandi sfide nel settore energetico. Per far fronte a queste sfide essa propone una revisione integrale del contesto normativo che disciplina l’industria petrolifera statale partendo dalle seguenti premesse: a) Il petrolio appartiene e continuerà ad appartenere ai messicani; b) si rafforza la direzione dello stato sulle risorse energetiche; c) non è prevista la privatizzazione né della PEMEX né delle sue attività e infrastrutture.

In conclusione, è chiaro che l’industria petrolifera in Messico è in forte declino, che il modello di organizzazione industriale mediante un gigantesco monopolio come la PEMEX si appoggia sulla Costituzione del Messico e sulla legislazione vigente: anche se ad un certo momento questo schema è stato rimesso in discussione, la pro-

posta attuale mira al suo sostanziale rafforzamento attraverso cambiamenti normativi che gli conferiscano maggiore flessibilità operativa e gestionale.

Nella tabella III.1 è possibile constatare il calo della produzione di greggio. La tabella III.2 illustra invece la produzione aggiuntiva necessaria per poter mantenere gli attuali livelli di produzione nonché i giacimenti e i progetti mediante i quali sarebbe possibile ottenerla.

TABELLA III.1
CADUTA DELLA PRODUZIONE DI PETROLIO IN MESSICO
(Milioni di barili al giorno)

Giacimenti	2012	2018	2021
Cantarell	565	964	1,010
Ku-Maloob-Zaap	0	189	295
Altri	212	380	492
Totale	777	1,533	1,797

Fonte: *PEMEX, 2008.*

TABELLA III. 2
PRODUZIONE DI GREGGIO PREVISTA
NELLE NUOVE AREE PER IL 2021

Nuovi giacimenti	Produzione nel 2021 (Migliaia di barili al giorno)
Bacini del Sud Est	700
Giacimenti abbandonati	23
Chicontepec	550-600
Golfo del Messico Profondo	500

Fonte: *PEMEX, 2008.*

Una percentuale importante degli investimenti realizzati negli ultimi sette anni da “Petróleos Mexicanos” è stata finanziata attraverso il collocamento di titoli sui mercati finanziari.

Tutto ciò si riflette sul livello di indebitamento in investimenti fisici, ossia nella percentuale di questi investimenti finanziata attraverso il debito.

Alla fine del 2007 il debito totale di “Petróleos Mexicanos” ammontava a 51 miliardi di dollari, impiegati quasi del tutto nel finanziamento di progetti di investimenti diretti o condizionati (conosciuti come Progetti per le Infrastrutture Produttive a Lungo Termine), che generano una propria fonte di pagamento durante l’esecuzione. In tal modo mentre l’attivo della PEMEX ammonta a 133 miliardi di dollari, il passivo totale, che include il debito citato, ammonta a 128 miliardi di dollari con un rapporto passivo-attivo pari al 96% e un patrimonio di 5,2 miliardi di dollari⁴³.

Per invertire il declino della sua attività petrolifera la PEMEX deve migliorare la struttura di finanziamento degli investimenti. È evidente la necessità di incrementare gli investimenti nelle attività di esplorazione se si considera il numero di pozzi di esplorazione perforati tra il 1999 e il 2005: in particolare, tra il 2003 e il 2005 sono stati perforati in media 91 pozzi all’anno, ossia il doppio dei pozzi perforati nei quattro anni precedenti, nonostante nel 2005 si sia registrata una diminuzione delle attività (vedi tabella III.3).

TABELLA III.3
POZZI DI ESPLORAZIONE PERFORATI DA PEMEX
(1999 – 2005)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Pozzi di Esplorazione Perforati	28	49	45	58	96	105	73
Regione Marina del Nord Est	N/D	N/D	N/D	N/D	4	9	5
Regione Marina del Sud Est	2	2	3	11	23	20	9
Regione Sud	N/D	5	5	7	9	9	5
Regione Nord	26	42	37	40	60	67	54
Golfo di Campeche	2	2	3	11	27	29	14

Fonte: *www.petroleomexico.com*, 2010.

Nel 2009 la PEMEX ha realizzato investimenti per 26 miliardi di dollari, di cui solo 3 miliardi di dollari sono stati destinati all’esplorazione. La sfida dello sviluppo di nuove aree richiederebbe la moltiplicazione di questi investimenti: la perforazione di un pozzo in acque profonde ha un costo di circa 150 milioni di dollari. Questi investimenti dovrebbero essere affrontati dallo stato in base alle leggi vigenti che riaffermano lo spirito della Costituzione del 1917.

Per ciò che concerne l’organizzazione industriale, il Decreto Legge “Petróleos

⁴³ SENER – PEMEX: op.cit.

Mexicanos” del 28 novembre 2008 afferma nell’articolo 2: “Lo stato realizzerà le attività che gli competono in modo esclusivo nel settore strategico del petrolio, degli idrocarburi e della petrolchimica di base attraverso Petróleos Mexicanos e i suoi organismi sussidiari in base alla Legge di Applicazione dell’Articolo 27 della Costituzione in materia di Petrolio ed ai suoi regolamenti” e nella Quarta Sezione (Modalità Speciali di Contrattazione) all’Art. 60 afferma: “Petróleos Mexicanos e i suoi organismi sussidiari potranno stipulare con persone fisiche o giuridiche contratti per lavori e servizi richiesti dalla migliore realizzazione delle proprie attività, secondo i limiti e nei termini stabiliti dall’Articolo 6 della Legge di Applicazione dell’Articolo 27 della Costituzione in materia di petrolio”.

Questi contratti saranno soggetti ai seguenti requisiti:

- a) Si manterrà in ogni momento il dominio diretto della Nazione sugli idrocarburi;
- b) Non si concederà alcun diritto sulle riserve petrolifere, per cui i fornitori o le parti aderenti al contratto non potranno registrarle come proprie, mentre la Nazione le dichiarerà come parte del proprio patrimonio;
- c) In ogni momento si manterrà il controllo e la direzione dell’industria petrolifera secondo quanto indicato dall’articolo 3 della Legge di applicazione dell’articolo 27 della Costituzione in materia di petrolio;
- d) Le remunerazioni stabilite dai predetti contratti saranno sempre in denaro: pertanto non sarà possibile in nessun caso pattuire come retribuzione per i servizi o le opere prestati una percentuale della produzione o del valore delle vendite degli idrocarburi o dei suoi derivati o degli utili dell’ente contraente;
- e) Non verranno concessi diritti preferenziali di alcun tipo per l’acquisizione del petrolio e dei suoi derivati o per influire sulla vendita a terzi;
- f) Non verranno sottoscritti contratti che contemplino schemi di produzione condivisa né associazioni in aree esclusive e strategiche di responsabilità della Nazione di cui all’articolo 3 della Legge di Applicazione dell’articolo 27 della Costituzione in materia di petrolio.

3.1.4 Petróleos de Venezuela (PDVSA), maggiore esportatore dell’America Latina e principale attore dell’industria petrolifera del Venezuela

“Petróleos de Venezuela S.A.” è un’impresa subordinata allo stato venezuelano, in conformità al quadro normativo in materia di idrocarburi che promuove la partecipazione di capitali pubblici e privati nazionali e stranieri nell’attività petrolifera e del gas del paese.

La Costituzione del Venezuela, sottoposta a referendum il 30 dicembre 1999, stabilisce:

“Titolo VI: Del sistema socioeconomico;

Capitolo I: Del regime socioeconomico e della funzione dello stato nell’economia;

Articolo 302: “La riserva a favore dello stato, per ragioni di utilità nazionale, dell’attività petrolifera è considerata strategica”;

Articolo 303: “Per motivi di sovranità economica, politica e di strategia nazionale, lo stato conserverà la totalità delle azioni di “Petróleos de Venezuela S.A.” o dell’ente preposto alla gestione dell’industria petrolifera, ad eccezione delle filiali, associazioni strategiche, imprese e qualunque altra cosa sia stata costituita o si costituisca come conseguenza dello sviluppo delle attività di “Petróleos de Venezuela, S.A.”

La “Legge Organica sugli Idrocarburi” del novembre 2001, in applicazione delle norme costituzionali, ha confermato esplicitamente la proprietà da parte dello stato dei giacimenti minerali e di idrocarburi esistenti nel paese. In effetti, l’articolo 12 della Costituzione stabilisce che “i giacimenti minerali e di idrocarburi di qualsiasi natura, esistenti sul territorio nazionale, al di sotto delle acque territoriali, nella zona economica esclusiva e nella piattaforma continentale appartengono alla Repubblica, sono beni di dominio pubblico e pertanto sono inalienabili e imprescrittibili”.

Si riservano allo stato le attività di esplorazione per la ricerca di giacimenti di idrocarburi e il loro sfruttamento, la raccolta, il trasporto e lo stoccaggio iniziale, definiti come attività primarie. Lo stato può realizzare le attività riservate direttamente o attraverso imprese di sua esclusiva proprietà o in determinate circostanze attraverso imprese miste in cui possieda una quota di partecipazione superiore al cinquanta per cento (50%) del capitale sociale: per la costituzione di imprese miste per la realizzazione delle attività primarie è richiesta l’autorizzazione previa dell’Assemblea Nazionale. Questo modus operandi obbliga lo stato ad intervenire direttamente negli affari ed a mantenere il controllo reale e il potere decisionale in tutte le attività e operazioni delle imprese che operano nel campo delle attività riservate.

L’articolo 5 della “legge sugli idrocarburi” stabilisce che i proventi che la Nazione riceve in virtù degli idrocarburi verranno utilizzati per finanziare la sanità, l’istruzione, la formazione di fondi di stabilizzazione macroeconomica e gli investimenti produttivi, in modo tale che si possa stabilire un rapporto adeguato tra il petrolio e l’economia nazionale in funzione del benessere della popolazione.

La presenza dello stato nell’industria petrolifera si estende ai beni e ai servizi collegati alle attività primarie previste dalla “Legge Organica” che comprendono l’iniezione di vapore, acqua o gas per incrementare la produzione o migliorare il fattore di recupero; la compressione del gas e tutti gli altri aspetti legati alle attività svol-

te nel Lago Maracaibo, quali i beni e i servizi la cui realizzazione risulti di responsabilità esclusiva della PDVSA, delle sue filiali o delle imprese miste incaricate delle operazioni di cui trattasi.

Nel quadro del controllo assoluto sull'attività petrolifera da parte dello stato, gli accordi operativi firmati negli anni Novanta per lo sfruttamento petrolifero sono stati riconvertiti nel marzo del 2006, portando alla formazione di Imprese Miste, secondo quanto previsto dalla "Legge Organica sugli Idrocarburi". Secondo il rapporto di gestione annuale del 2007, sono 21 le imprese miste che hanno sostituito gli Accordi Operativi, cui si aggiungono le nuove imprese miste della Fascia Petrolifera dell'Orinoco.

In tal modo, lo stato venezuelano è arrivato a controllare mediante il PDVSA oltre il 60% delle operazioni petrolifere del paese (vedi tabella III.4).

Nel 2006 i vecchi accordi operativi hanno portato alla formazione di imprese miste con la partecipazione delle seguenti imprese internazionali: Chevron; Shell; Repsol YPF, Vinccler, China Petroleum Nacional Corporation (CNPC), Tecpetrol (Argentina), Compañía General de Combustibles, Preussag Energie, British Petroleum (BP), Perenco (Francia), Korean Nacional Oil Company e Petrobras Energía.

Fanno parte altresì di queste imprese miste alcuni gruppi locali.

Al posto delle vecchie "Associazioni della Fascia dell'Orinoco" per la produzione di greggio pesante, sono state costituite imprese miste con la partecipazione di società quali Total, Veba, Statoil, Conoco e Chevron. Anche al posto delle vecchie associazioni di esplorazione a rischio e con utile condiviso sono state costituite imprese miste con società quali ENI (Italia), Sinopec e CNPC (Cina), e OGNC Videsh (India).

La varietà e diversità di imprese che operano attualmente in Venezuela come imprese miste dimostrano l'interesse che suscitano le enormi ricchezze petrolifere del paese: e ciò, nonostante i cambiamenti delle regole del gioco imposti dal 2006 e la crescente partecipazione dello stato in tutte le operazioni dell'industria sia direttamente con "PDVSA" sia mediante la filiale "Corporación Venezolana de Petróleo" (CVP), appositamente istituita per queste circostanze.

TABELLA III.4
IMPRESE MISTE IN VENEZUELA NEL 2009

– Imprese Miste

– Imprese Miste (Leggero/Medio) risultanti dai vecchi accordi operativi:

- Petroboscán, S.A. Chevron (40%) - CVP (60%)
- Petroregional del Lago, S.A. Shell (40%) CVP (60%)
- Petroquiriquire, S.A. Repsol YPF Venezuela CVP (60%)
- Petrodelta, S.A. Harvest Vinccler (40%) CVP (60%)
- Petroindependiente S.A. Chevron (25%) CVP (75%)
- Petrolera Sino-Venezolana, S.A. CNPC (25%) CVP (75%)
- Baripetrol, S.A. Tectpetrol (17,5%), Lundin Latina (5%) Perenco (17,5%) CVP (60%)
- Lagopetrol, S.A. CVP (80%), Hocol (18%) Ehcopek (2%)
- Boquerón, S.A. CVP (60%), BP (27%), Preussag Energie GMBH (13%)
- Petroperijá, S.A. CVP (60%), BP (40%)
- Petrocabimas, S.A. CVP (60%) Suelopetrol (40%)
- Petrowarao, S.A. CVP (60%) Perenco (40%)
- Petrocumarebo, S.A. Harvest Vinccler (40%) CVP (60%)
- Petroguárico, S.A. CVP (70%) Teikoku Oil (30%)
- Petrolera Kaki, S.A. CVP (60%), Inemaka (23%), Polar (17%)
- Petrocuragua, S.A. CVP (60%) OPEN (12%) CIP (18%)
- Petronado, S.A. CVP (60%), CGC Arg (26%), Banco de Ecuador (8%) Korean NOC (6%)
- Petroritupano, S.A. CVP (60%) Petrobras Energía (18%) APC Venezuela (18%)
- Petrowayu, S.A. CVP (60%) Petrobras Energía (36%) Williams Int O&G (4%)
- Petroven-Bras, S.A. CVP (60%) Petrobras Energía (29%) Coroil (11%)
- Petrokariña, S.A. CVP (60%) Petrobras Energía (30%) Inversora Mata (10%)

– Imprese miste (Pesante) risultanti dalle vecchie associazioni della Fascia Petrolifera dell'Orinoco:

- Petromonagas, S.A. CVP (83%) Veba Oil&Gas (17%)
- Petrocedeño, S.A. PDVSA (60%) TOTAL (30%) Statoil Hydro (10%)
- Petropiar, S.A. PDVSA (70%) Chevron (30%)
- Petrolera Zuata, Petrozuata, S.A. Conoco (50,1%) PDVSA (49,9%)

– Imprese Miste risultanti dalle vecchie associazioni di esplorazione a rischio e utile condiviso:

- Petrolera Sucre, S.A. CVP – ENI (Italia)
- Petrolera Paria, S.A. CVP – Sinopec International Petroleum – Ine Paria
- Petrolera Sinovensa, S.A. PDVSA (60%) – CNPC (40%)
- Petrolera Güiria, S.A. CVP – ENI (Italia) – Ine Paria
- Petrolera Indo Venezolana, S.A. CVP (60%) OGNC Videsh India (40%)

Fonte: PDVSA – *Bollettino Ufficiale Venezuela*, 2009.

Questi cambiamenti istituzionali hanno influito sull'omogeneità delle cifre relative alla produzione del Venezuela, soprattutto a partire dal 2004 quando "PDVSA" si è ritirato dalla *Securities and Exchange Commission* (SEC): le cifre presentate da diverse fonti differiscono sia tra loro sia da quelle che l'impresa fornisce ufficialmente.

Se si prendono in considerazione le cifre relative alla produzione, fornite dall'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEP)⁴⁴, e si mettono a confronto con i valori di produzione riportati dalla *British Petroleum* nella sua *Statistical Review of World Energy* o nella *Energy Information Administration* (EIA, DOE-USA) degli Stati Uniti d'America, si osserva che fino al 2003 l'OPEP registrava cifre inferiori.

A partire dal 2003 questa situazione si inverte e i dati sulla produzione, registrati dall'OPEP, mostrano livelli che superano leggermente i 3 milioni di barili al giorno, mentre altre fonti indicano valori di produzione inferiori, compresi tra 2,8 e 2,6 milioni di barili al giorno.

Alcuni analisti spiegano tali differenze mediante l'esistenza di una doppia contabilità delle cifre fornite da "PDVSA" che considererebbe come propria anche la produzione di imprese miste. Se ciò risultasse confermato, sarebbe possibile risolvere rapidamente il problema statistico⁴⁵.

Queste stesse fonti segnalano le seguenti ragioni che potrebbero spiegare una momentanea diminuzione della produzione totale in Venezuela:

- a) Il naturale declino dei giacimenti del Venezuela è alto e può superare il 20%, dato che i giacimenti sono vecchi e l'energia naturale diminuisce. Ciò produce un calo della produzione che si può evitare solo mediante investimenti nella perforazione e nel mantenimento delle infrastrutture di superficie;
- b) Nel rapporto ufficiale del Ministero dell'Energia e del Petrolio⁴⁶ la produzione della Fascia dell'Orinoco ammontava a 663.000 barili al giorno, mentre nel Rapporto Finanziario e Operativo del PDVSA la cifra relativa al 2007 era di 542.000 barili al giorno, il che equivale ad una riduzione di 121.000 barili al giorno in due anni;
- c) La maggior parte delle imprese miste starebbe diminuendo la propria produzione. Nel PODE del 2005 viene indicato il 2004 come picco massimo di produzione proveniente dagli ex Accordi (518.000 barili al giorno), mentre nel Rapporto Finanziario e Operativo del PDVSA la cifra relativa al 2007 è di

⁴⁴ *Annual Statistical Bulletin 2008*, Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC).

⁴⁵ Analisi della Produzione Petrolifera, Ing. Diego J. González Cruz.

⁴⁶ Petrolio e Altri Dati Statistici Petróleos y Otros Datos Estadísticos-PODE del 2005.

316.000 barili al giorno, il che equivale ad una diminuzione di 202.000 barili al giorno;

- d) Il Piano del PDVSA 2005 – 2012 prevede di perforare e completare 941 pozzi ogni anno. Tuttavia, nel 2006 sono stati perforati solo 543 pozzi, che nel 2007 sono diventati 566, mentre il PODE 2005 parla di 115 pozzi completati in quell'anno;
- e) I giacimenti del Lago di Maracaibo presentano un crescente deficit di gas naturale, causato da un calo della produzione di petrolio, essendo il gas prodotto nell'area associato alla produzione di greggio. Per superare questa situazione si ricorre all'importazione di gas naturale dalla Colombia.

Le cifre ufficiali del Venezuela smentiscono il calo della produzione e confermano i dati forniti dall'impresa PDVSA, che si riflettono nelle statistiche dell'OPEP.

In ogni caso, è fuori discussione l'ampiezza delle risorse petrolifere venezuelane mentre, a seconda dei vari interessi in gioco, possono verificarsi discrepanze circostanziali fra i dati statistici congiunturali. La realtà dimostra tuttavia che, nonostante i cambiamenti istituzionali degli ultimi anni, in Venezuela sono presenti e operano le principali imprese petrolifere del mondo, che si attendono maggiori volumi di produzione e ulteriori importanti profitti.

Il potenziale petrolifero del Venezuela nella Fascia dell'Orinoco è uno degli obiettivi strategici del paese per potersi collocare tra i primi produttori ed esportatori di greggio del mondo.

Alla base di questo ambizioso obiettivo si trovano i seguenti presupposti e strategie:

- a) Le risorse potenziali totali di petrolio ultra pesante, stimate nella Fascia dell'Orinoco, sono di 1.360 Gb⁴⁷, di cui 94Gb sono attualmente certificate come Riserve Comprovate (secondo l'Annuario Statistico dell'OPEP). Questa circostanza colloca il Venezuela al secondo posto tra i paesi dell'OPEP in materia di riserve comprovate, con un totale di 172,3 Gb, superate solamente dall'Arabia Saudita. Queste cifre peraltro non sono state ancora confermate da altre fonti di informazione quali la *BP Statistical Review of World Energy*, la EIA degli Stati Uniti o l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE);
- b) PDVSA ha definito 27 blocchi per la quantificazione e la certificazione delle

⁴⁷ I dati relativi ai volumi indicati sono forniti da PDVSA nel documento "Planes Estratégicos.: Faja Petrolífera del Orinoco". ("Piani Strategici.: fascia Petrolifera dell'Orinoco") Gb= Giga barili = mille milioni di barili. Queiroz Pinto Jr .Helder.: "New Regulatory Regime and the Brazilian Oil and Gas Industry", Grupo de Energía, Instituto de Economía, Universidad Federal de Rio de Janeiro. Buenos Aires, Settembre 2009.

riserve della Fascia dell'Orinoco, di cui 14 sono realizzati direttamente dalla "Corporación Venezolana de Petróleo" (CVP). Per altri sette blocchi sono stati firmati accordi con Lukoil, Repsol YPF, CNPC (Cina), ONGC (India). Per 4 blocchi del dipartimento di Junín sono stati firmati accordi con Petropars (Iran) e con Gazprom nel Dipartimento di Ayacucho e con Petrobras nel Dipartimento di Carabobo;

- c) Il Piano Strategico di PDVSA prevedeva di passare da una produzione base di 662 mila barili al giorno nel 2005 a 1.2 milioni di barili al giorno nel 2012;
- d) Le riserve comprovate di petrolio convenzionale in Venezuela non aumenteranno fino al 2012, ma gli obiettivi di produzione prevedono di raddoppiare i livelli attuali per raggiungere nel 2012 una produzione prossima ai 6 milioni di barili al giorno. A tal fine si prevede che le eccedenze provengano dallo sfruttamento dei giacimenti nella Fascia dell'Orinoco.

Nonostante i profondi cambiamenti istituzionali verificatisi soprattutto negli ultimi cinque anni nell'industria petrolifera del Venezuela ed il rafforzamento del ruolo dello stato nell'attività petrolifera, si osservano un'importante crescita delle riserve comprovate ed una situazione di leggera discrepanza in materia di livelli di produzione. Tuttavia risultano confermate tanto l'importanza delle attività e la significativa diversificazione degli attori e dei mercati, quanto la presenza delle più importanti imprese internazionali nelle promettenti zone di produzione di greggio convenzionale, in particolare nella Fascia dell'Orinoco che si profila come uno dei maggiori centri di produzione petrolifera mondiale dei prossimi anni.

3.1.5 Il Brasile potenza petrolifera emergente

I livelli di riserve e di produzione del Brasile crescono in forma costante dagli anni Ottanta (vedi grafici III.3 e III.5); e ciò grazie alle decisioni politiche adottate all'inizio di quel decennio – a seguito dell'impatto sull'economia brasiliana degli shock petroliferi del 1973 e del 1979 – il cui obiettivo essenziale fu raggiungere l'autosufficienza in materia di petrolio facendo leva su una impresa petrolifera mista monopolistica diretta dallo stato: "Petrobras".

Nel 1995 la riforma della Costituzione del Brasile ha eliminato il monopolio di Petrobras nelle attività di esplorazione e di produzione e nel 1997 la Legge 9.478 ha istituito l'Agenzia Nazionale del Petrolio, del Gas Naturale e dei Biocombustibili (ANP).

La riforma e l'apertura del settore petrolifero e del gas naturale in Brasile sono state caratterizzate dai seguenti aspetti:

- a) cambiamenti strutturali di tipo istituzionale realizzati gradualmente;

b) apertura al capitale privato, pur mantenendo in modo esplicito il ruolo di Petrobras come leader e operatore dominante del mercato.

L'ingresso di nuovi operatori nell'attività di esplorazione e di produzione è stato realizzato mediante gare pubbliche organizzate dall'ANP su base annuale a partire dal 1999 per consentir l'accesso a nuovi blocchi di esplorazione.

I risultati di queste gare hanno confermato la leadership di Petrobras, che si è aggiudicata la maggior parte delle offerte grazie al vantaggio competitivo derivante dalla sua profonda conoscenza dell'assetto geologico dei bacini sedimentari del Brasile. Tuttavia, è cessato il monopolio di Petrobras nell'esplorazione e nella produzione a seguito dell'ingresso nei vari blocchi delle più importanti compagnie petrolifere internazionali, che hanno realizzato gli investimenti necessari allo sviluppo dei giacimenti.

Nel 2009 operavano nell'industria petrolifera brasiliana oltre 70 concessionari provenienti da più di 15 paesi.

La riforma costituzionale ha introdotto una nuova disciplina per la distribuzione della "rendita petrolifera" che ha provocato un incremento importante delle entrate dello stato (*government take*), passate da 200 milioni di dollari nel 1997 a 10.000 milioni di dollari nel 2008⁴⁸.

Nel 2007 Petrobras ha approvato il Piano Strategico 2020 e il Piano Aziendale 2008-2012, che contengono ambiziosi obiettivi di crescita che consentiranno all'impresa di trasformarsi da società leader dell'America Latina in una delle cinque maggiori società di energia integrate del mondo. Nelle attività di *up-stream* l'obiettivo è incrementare in modo sostenibile le riserve e la produzione di gas e di petrolio.

Gli obiettivi stabiliti consistono nel raggiungere una produzione di petrolio e di gas naturale di 3,5 milioni di barili di boe al giorno nel 2012 e di 4,15 milioni di boe⁴⁹ al giorno nel 2015. L'85% di questi obiettivi verrà raggiunto mediante la produzione nazionale, mentre il resto si basa sulla produzione di Petrobras tramite le sue attività estere che dovrebbero via via diminuire durante la durata del Piano Strategico.

Nel segmento E&P Petrobras prevede di investire nel periodo 2008-2012 circa 65 miliardi di dollari, che rappresentano il 58% degli investimenti totali dell'impresa e una crescita del 32% rispetto al quinquennio 2007-2012. Secondo l'azienda, il costo di estrazione nel 2006 era di 6,59 dollari al barile di petrolio, mentre l'obiettivo da raggiungere nel 2012 è di 6,05 dollari al barile, con una riduzione dei costi reali del 7%.

Con questi costi di estrazione l'impresa ritiene di poter finanziare quasi comple-

⁴⁸ Queiroz Pinto Jr .Helder: "New Regulatory Regime and the Brazilian Oil and Gas Industry", Grupo de Energía, Instituto de Economía, Universidad Federal de Rio de Janeiro. Buenos Aires, Settembre 2009.

⁴⁹ Boe: barile di petrolio equivalente, esprime in un'unica unità la produzione di petrolio e gas naturale.

tamente il proprio piano di investimenti fino al 2012, impiegando circa il 93% di risorse proprie.

Pur in presenza di obiettivi così ambiziosi, le iniziative nell'industria petrolifera del Brasile – soprattutto da parte del governo e di Petrobras – hanno subito un'ulteriore accelerazione, quando si è avuta conferma delle importanti scoperte di petrolio leggero *off-shore* a grandi profondità marine, in formazioni geologiche denominate “Pre-Sal”, poiché gli idrocarburi sono ubicati ad una profondità di 7.000 metri sotto una spessa cappa di sale. Le scoperte realizzate da Petrobras dovrebbero permettere di incrementare il livello delle riserve comprovate del Brasile almeno di cinque volte rispetto al livello attuale fino a raggiungere 70 miliardi di barili.

In vista di questa nuova realtà, il governo brasiliano con la consulenza tecnica dell'ANP ha deciso di sospendere a tempo indeterminato la gara d'appalto per 41 nuovi blocchi di esplorazione nella zona del “Pre-Sal”, per la cui realizzazione era prevista una nona tornata nel 2009. Si è aperto un ampio dibattito circa il nuovo quadro normativo dell'industria petrolifera, che tenga conto della possibilità di trovare nuovi grandi giacimenti, pur in presenza dell'incertezza attualmente esistente circa l'estensione, il volume e il collegamento dei vari giacimenti petroliferi del Pre-Sal. Il fulcro del dibattito verte sui diritti di proprietà in materia di esplorazione e di produzione, soprattutto per i giacimenti adiacenti a quelli già assegnati, che potrebbero contenere grandi quantità di petrolio.

Il governo brasiliano è già molto avanti in questa riflessione sul nuovo quadro normativo e ad agosto 2009 ha presentato quattro disegni di legge, che sono attualmente in discussione. Il problema principale da risolvere è come raccogliere e utilizzare le eccedenze economiche derivanti da questi nuovi giacimenti.

Questi progetti possono essere così sintetizzati⁵⁰:

- a) Creazione di un nuovo regime fiscale e contrattuale per le aree strategiche ed i giacimenti di idrocarburi nella zona del Pre-Sal mediante “Contratti di Produzione Condivisa” (*Production Sharing Contracts*). Nel resto delle aree di esplorazione e di produzione il regime di concessione verrebbe invece mantenuto. Petrobras opererebbe in tutti i giacimenti del Pre-Sal (avrebbe la proprietà di almeno il 30% della società di sfruttamento e si consentirebbero associazioni con imprese private nazionali e/o straniere);
- b) Creazione di una nuova impresa statale (Petro-Sal) che non sarebbe operativa ma rappresenterebbe gli interessi dello stato brasiliano in ogni blocco;
- c) Creazione di un Fondo Sociale (*Sovereign Wealth Funds* – SWF), il cui obiettivo fondamentale sarà di amministrare le eccedenze finanziarie con finalità

⁵⁰ Querioz Pinto Jr. Helder.: op.cit.

sociali, evitando la dipendenza del paese dalle eccedenze ottenute attraverso lo sfruttamento di questi giacimenti;

- d) Iniezione di capitali in Petrobras per una somma pari a 5 miliardi di barili di petrolio. Tale iniezione di capitali consentirebbe di far fronte all'enorme finanziamento richiesto per lo sviluppo di questi giacimenti.

Alla luce di questo nuovo e promettente panorama, Petrobras ha annunciato un aumento del 26% degli investimenti che aveva previsto nel Piano Aziendale 2008-2012, passando tra il 2010 e il 2014 da 171,4 miliardi di dollari a 220 miliardi di dollari. Questo nuovo piano di investimenti è incluso nel programma globale di sviluppo del Brasile, denominato "Programma di Accelerazione della Crescita" (PAC2) che garantisce gli investimenti nel "Pre-Sal", soprattutto mediante specifiche risorse di Petrobras.

Pur rimanendo chiaro che Petrobras rimane l'attore dominante dell'industria petrolifera, l'apertura del settore negli anni Novanta e la riforma costituzionale – che ha permesso l'incorporazione di nuovi attori che operano nei giacimenti petroliferi sotto il controllo dell'ANP – hanno comportato risultati sorprendenti, che sono stati stimolati anche dall'attrattiva delle scoperte realizzate da Petrobras. In tal modo Petrobras opera in 9 blocchi con una partecipazione che va da un minimo del 45% ad un massimo dell'80%, è associata in 6 blocchi alla *British Gas*, in 3 blocchi alla Repsol YPF, in 5 blocchi alla Petrogal e in un blocco alla Shell e ad altre compagnie.

In uno dei blocchi di esplorazione del Pre-Sal opera la Esso (BMS 22 – Ogum), che ha una quota del 40%, mentre Petrobras ha in questo caso eccezionalmente una quota del 20%⁵¹.

Il dinamismo dell'industria petrolifera del Brasile è stato favorito da circostanze che non possono essere considerate un fatto isolato, ma che rispondono ad una politica statale di lungo respiro sviluppata nel corso del tempo. Grazie ai cambiamenti istituzionali realizzati, questa politica ha permesso la formazione di un gruppo petrolifero come Petrobras che aspira ad occupare uno dei primi cinque posti tra i gruppi energetici del mondo, con una forte presenza e una chiara leadership in America Latina: esso si avvale, peraltro, del contributo dei maggiori gruppi petroliferi internazionali, che accettano l'associazione e la leadership dell'impresa statale brasiliana per operare in giacimenti che richiedono un importante know-how nella frontiera della tecnologia petrolifera.

⁵¹ Dias Felipe, presentazione a Rio Oil&Gas 2008, Instituto Brasileiro de Petróleo, *Gas e Biocombustíveis* (IBP).

3.1.6 L'attività petrolifera nel resto dei paesi della Regione è in declino o resta stabile

Gli altri paesi con una produzione petrolifera significativa in America Latina sono Argentina, Colombia ed Ecuador, che presentano comportamenti differenziati per quanto concerne la struttura dell'organizzazione industriale, i sistemi di regolazione ed il quadro normativo. Essi dispongono di un potenziale che li colloca a grande distanza dai tre giganti della Regione (Brasile, Messico e Venezuela) e rivelano deboli prospettive di incrementi apprezzabili delle proprie riserve nel breve e medio termine.

Fra i paesi con un'attività significativa in quest'industria si distingue l'Ecuador che come paese esportatore è entrato nell'OPEP nel 2007 e può contare su 4 miliardi di barili di riserve comprovate. Anche in questo caso si riscontrano discrepanze a partire dal 2006 tra le cifre relative alle riserve fornite dall'OPEP e quelle riportate nella *BP Statistical Review of World Energy* e nella EIA-DOE degli Stati Uniti, anche se i valori annuali di produzione coincidono praticamente in tutte le fonti consultate.

È probabile che questa discrepanza sia legata in qualche modo al "Progetto Yasuni", mediante il quale l'Ecuador ha proposto alla comunità internazionale un meccanismo fattibile e concreto che lascerebbe sotto terra il petrolio di un'area della regione amazzonica in cambio di una compensazione economica: si vuole in tal modo contribuire allo sforzo di mitigazione e di adattamento ai fenomeni legati ai cambiamenti climatici prodotti dal surriscaldamento globale del pianeta.

Questa iniziativa comporta l'impegno di non sfruttare 846 milioni di barili di riserve comprovate di greggio pesante⁵² onde evitare l'emissione di 407 milioni di tonnellate metriche di CO₂ provenienti dalla combustione di combustibili fossili. Come contropartita della decisione dell'Ecuador di mantenere sotto terra il petrolio del giacimento Yasuní-ITT per un periodo di tempo indeterminato, saranno raccolti contributi internazionali per costituire un fondo di capitali amministrato da un trust internazionale al quale parteciperanno i principali contribuenti⁵³.

Per molti aspetti la politica petrolifera adottata dall'Ecuador a partire dal 2007 è simile alla politica petrolifera applicata dal Venezuela, soprattutto per ciò che riguarda la sovranità dello stato sugli idrocarburi e l'impiego in politiche sociali dei profitti del petrolio e del gas. Tuttavia, la nuova concezione di sviluppo dell'Ecuador pone maggiore enfasi sul concetto di "Buen Vivir" (Sumak Kawsay) delle comunità che vivono ai confini delle aree interessate dai progetti petroliferi. In questo senso, lo stato dell'Ecuador promuove lo sfruttamento sostenibile e sovrano delle risorse ener-

⁵² La densità del greggio dell'ITT è di 14.7° API (*American Petroleum Institute*).

⁵³ "Iniziativa Yasuní-ITT. La grande proposta di un paese piccolo", Ministero dell'Ambiente e Ministero degli Affari Esteri, del Commercio e dell'Integrazione. Ecuador.

getiche del sottosuolo (petrolio, gas naturale e derivati), garantendo la conservazione dell'ambiente e il rispetto dei diritti delle popolazioni e dando luogo ad una distribuzione più giusta ed equa della ricchezza fra gli abitanti⁵⁴.

Nel 2009 la situazione si presentava così: a) due compagnie statali, emanazione di "Petroecuador" – "Petroproducción" e "Petroamazonas" – erano responsabili rispettivamente del 36% e del 20% della produzione totale del paese; b) le compagnie "Petrooriental" e "Andes Petroleum", costituite con capitali provenienti da compagnie statali cinesi come la "China National Petroleum Corporation" (CNPC, 55%) e la "China Petrochemical Corporation" (SINOPEC, 45%), estraevano circa l'11% della produzione nazionale; c) "Repsol-YPF" operava in altri blocchi con una produzione del 9% del totale del paese; d) "Petrobrás Ecuador TLC" estraeva il 6% della produzione totale.

Nell'up-stream dell'Ecuador sono presenti altresì – anche se con produzioni minori ma pur significative – altre imprese internazionali come l'italiana "AGIP", la "SIPEC", compagnia sussidiaria della società statale cilena ENAP, la spagnola "Petróleos Sudamericanos", e "Tecpecuador" sussidiaria della compagnia petrolifera argentina "Tecpetrol". A seguito di azioni promosse dal governo dell'Ecuador, sono sorti conflitti con altre compagnie internazionali, come la "Perenco Group" nei blocchi 7 e 21 della regione amazzonica che incidono sulla prosecuzione delle attività in quella zona.

Come nel caso del Venezuela, si osserva che le operazioni *up-stream* in Ecuador sono dirette dalle imprese statali con una importante diversificazione di imprese internazionali. Esistono tuttavia alcuni conflitti la cui soluzione è stata deferita a tribunali internazionali, come conseguenza di decisioni adottate a seguito di cambiamenti istituzionali che si pongono l'obiettivo di maggiori introiti da parte dello stato da destinare a scopi sociali.

In Argentina la produzione di petrolio sta diminuendo quasi in forma costante a partire dal 1998, quando raggiunse il massimo livello di produzione (circa 900 mila barili al giorno). Nel 2008 il livello di produzione era di 682 mila barili al giorno e la tendenza al ribasso non sembra accennare ad invertirsi nel breve periodo.

L'Argentina è il paese che ha realizzato i cambiamenti istituzionali più profondi in America Latina. Nel 1994 ha privatizzato la società statale "Yacimiento Petrolíferos Fiscales" (YPF) dopo aver trasformato la società di stato in una società per azioni denominata YPF, le cui azioni sono state collocate sul mercato sia a Buenos Aires che a New York. Nel 1999 l'impresa spagnola Repsol, che aveva acquisito il 14,99% delle azioni dell'impresa, formulò un'offerta per ottenerne la totalità

⁵⁴ Sottosegreteria per le Politiche degli Idrocarburi, Ministero per le Risorse Non Rinnovabili. Ecuador.

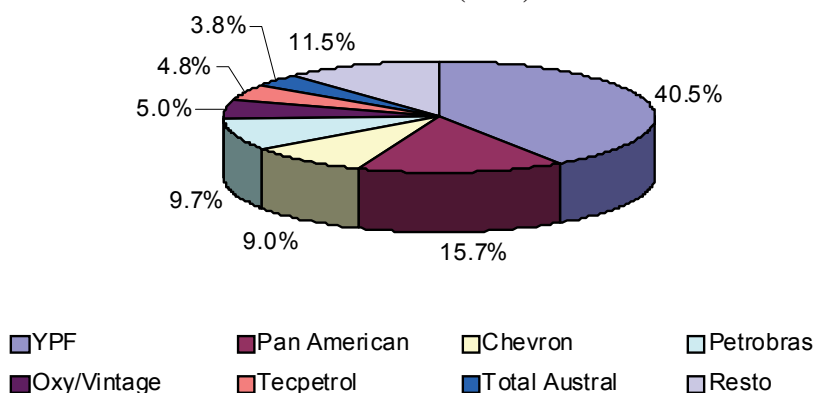
delle azioni che poi acquisì formando la Repsol YPF. Questa società è attualmente uno dei principali attori privati nell'*up-stream* dell'America Latina: oltre che in Argentina, essa opera in Perù, Ecuador, Brasile e Venezuela.

Sono oltre 50 le imprese private che attualmente producono petrolio in Argentina. La maggior parte di esse ha produzioni di piccole quantità in aree a bassa produttività, ciò che rivelerebbe un alto livello di concorrenza. L'impresa leader è la Repsol-YPF, che nel 2009 ha prodotto il 34% del totale, seguita da *Panamerican Energy*⁵⁵ con il 18%: Chevron e Petrobras producono il 7%, Tecpetrol il 4,5% e Total Austral il 3,4%.

Negli ultimi anni si osserva una minore partecipazione della Repsol YPF alla produzione del paese, come conseguenza di una continua riduzione dei livelli produttivi (nel 2005 Repsol YPF ha prodotto il 40% del petrolio in Argentina, con estrazioni superiori del 30% rispetto al 2009). Viceversa, Pan American con un 18% della produzione totale del paese ha incrementato in forma sostanziale la propria partecipazione al mercato e ha praticamente raddoppiato i propri livelli di produzione dal 2000 ad oggi.

Nei grafici III.8 e III.9 si può osservare la struttura della produzione di petrolio nel 2005 e nel 2009: si osservano il calo relativo di YPF e la crescente importanza acquisita dai piccoli produttori, che nel 2005 contribuivano all'11,5% del totale.

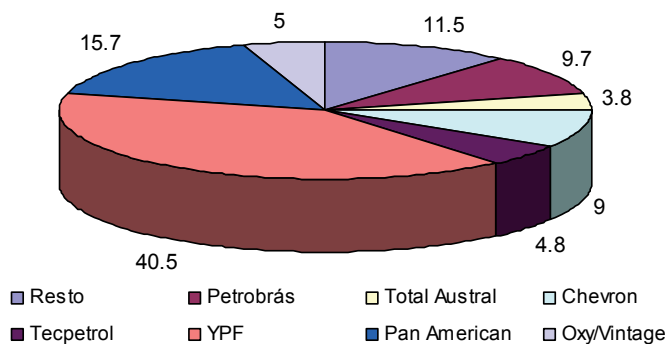
GRAFICO III.8
PARTECIPAZIONE PER IMPRESA NELLA PRODUZIONE DI PETROLIO
IN ARGENTINA (2005)



Fonte: Segreteria dell'Energia – Repubblica Argentina, anno 2010.

⁵⁵ *Pan American Energy* è un'impresa formata dalla *British Petroleum* (60%) e *Bridas* (40%). All'inizio del 2010, *Bridas*, che è un'impresa con capitali argentini, ha venduto il 50% delle proprie azioni alla *China National Offshore Oil Company* (CNOOC), aprendo così le porte ad un nuovo attore di nazionalità cinese nella Regione.

GRAFICO III.9
PARTECIPAZIONE PER IMPRESA NELLA PRODUZIONE
DI PETROLIO IN ARGENTINA (2009)
(In percentuali)



Fonte: Segreteria dell'Energia – Repubblica Argentina. Anno 2010

Nonostante la quantità di imprese che partecipano all'*up-stream* petrolifero dell'Argentina la deregulation e la privatizzazione del settore, non si ferma il calo della produzione: ciò risulterebbe contraddittorio con la concorrenza esistente nel paese e con l'aumento dei prezzi internazionali.

Una spiegazione di questo fenomeno potrebbe risiedere nella decisione delle autorità di appropriarsi di una parte della rendita petrolifera mediante l'applicazione di ritenute mobili alle esportazioni, che lasciano invariato a 42 dollari al barile il prezzo percepito dai produttori, indipendentemente dall'evoluzione del prezzo internazionale⁵⁶.

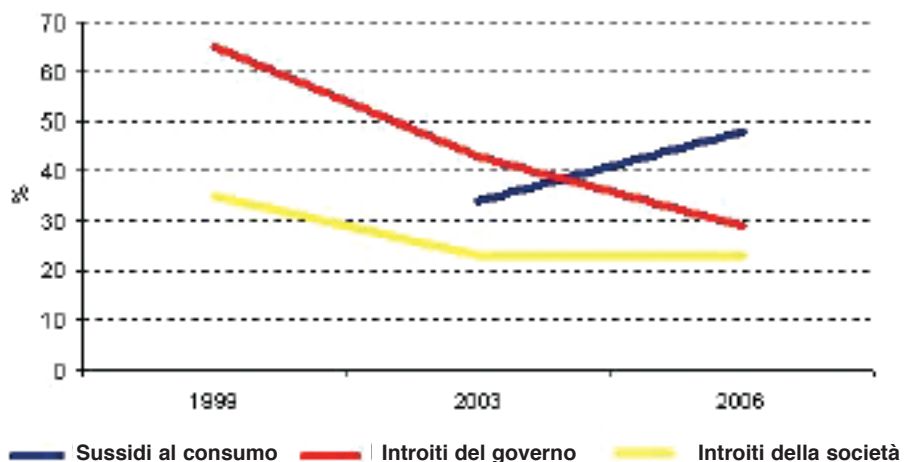
Poiché è indifferente per il produttore esportare il petrolio o alimentare le raffinerie locali al prezzo determinato dalle autorità, la ritenuta applicata limita il prezzo interno dei combustibili collocati sul mercato: in questo modo si trasferisce una parte dei proventi al consumatore e una parte allo stato come meccanismo di prelievo. Uno studio recente mostra⁵⁷ che i sussidi al consumo di petrolio e di gas naturale in Argentina sono passati dal 34% nel 2003 al 48% nel 2006, mentre il prelievo recupe-

⁵⁶ La Risoluzione 394/2007 del Ministero dell'Economia e della Produzione argentino stabilisce l'applicazione di ritenute mobili a partire dal valore di 42 dollari al barile.

⁵⁷ "Experiencia reciente y desafíos para la generación de rentas "aguas arriba" en la Argentina", Sebastián Scheimberg, Documento del Proyecto, Commissione Economica per l'America Latina (CEPAL), Santiago de Chile, giugno, 2007.

rato dallo stato⁵⁸ è passato dal 65% nel 1999 al 29% nel 2006: viceversa il *Corporate Take*, ossia la rendita recuperata dai produttori privati è diminuita dal 35% del 1999 al 23% del 2006 (vedi grafico III.10). Questa distribuzione della rendita petrolifera potrebbe essere una delle spiegazioni del calo degli investimenti nel settore dell'E&P in quel paese, insieme ai frequenti cambiamenti di proprietà delle attività e delle concessioni dell'industria petrolifera.

GRAFICO III.10
DISTRIBUZIONE DELLA RENDITA PETROLIFERA IN ARGENTINA
(1999-2006)



Fonte: “Experiencia reciente y desafíos para la generación de rentas “aguas arriba” en la Argentina”, Sebastián Scheimberg, CEPAL.

In Colombia l'attività petrolifera è organizzata dal Ministero dell'Attività Mineraria e dell'Energia, responsabile di decidere le politiche nazionali in materia, dall'“Agencia Nacional de Hidrocarburos” (ANH), che amministra le risorse di idrocarburi del paese e dall'impresa statale “Ecopetrol” che è responsabile dell'esplorazione e dello sfruttamento di queste risorse.

L'“Ecopetrol S.A.” è succeduta all'“Empresa Colombiana de Petróleo”, creata nel giugno del 2003 sotto forma di società che opera nei principali giacimenti: Caño Limón, in associazione con l'impresa nordamericana Oxy e Cusiana y Cupiagua in associazione con la *British Petroleum*.

⁵⁸ I proventi recuperati dallo stato o *Government Take* includono gli introiti per le ritenute all'esportazione, le imposte sul reddito e altri tipi di imposte e regalie.

Il quadro giuridico, che regola l'industria petrolifera colombiana, è costituito dal Decreto 1760 del 2003, con il quale è stato ristrutturato il settore degli idrocarburi e sono state fissate le condizioni legali, tecniche e amministrative per stimolare questo settore.

La ristrutturazione dell'industria petrolifera colombiana attivata nel 2003 ha reso competitiva "Ecopetrol", sollevandola dal ruolo di società regolatrice – che ha delegato all'ANH di recente creazione – e conferendole il compito di esplorare, produrre e operare in tutte le fasi della catena petrolifera, in concorrenza con le altre compagnie del settore. Da parte sua l'ANH ha come missione creare le condizioni necessarie affinché la Colombia torni ad essere un paese che attrae investitori locali e stranieri interessati all'industria petrolifera.

Un altro cambiamento nell'organizzazione del settore petrolifero colombiano è stato l'adozione di un nuovo contratto relativo alle regalie, imposte e diritti, che ha sostituito il contratto di associazione. Questo modello contempla tre tappe, diverse e separate fra loro: esplorazione, valutazione e sfruttamento, la cui durata è in linea con gli standard internazionali e genera una partecipazione per lo stato fra il 50% e il 60%.

Gli aspetti economici dei nuovi contratti presentano le seguenti caratteristiche:

- a) Le risorse del sottosuolo appartengono alla Nazione colombiana. Le imprese nazionali e straniere possono esplorare e sfruttare queste risorse mediante contratti E&P con l'ANH;
- b) Il contrattista ha piena libertà di commercializzare la produzione del greggio sui mercati internazionali;
- c) Il Ministero per le Attività Minerarie e l'Energia (MME) ha la facoltà di ordinare ai contrattisti di destinare, in caso di necessità, fino al 50% della produzione al mercato interno della Colombia;
- d) I prezzi di vendita all'interno sono determinati in base al mercato internazionale, come stabilito dalla Risoluzione 18-1709/2003 del MME.

Sulla base di queste regole, opera in Colombia una grande quantità di imprese produttrici, anche se il 76% della produzione è concentrata nelle mani di sei grandi gruppi: "Ecopetrol", che ha prodotto nei primi mesi del 2010 il 33% del petrolio estratto in Colombia, seguito da "Meta Petroleum" (capitali canadesi) che ha prodotto il 15% del totale, da "Occidental" (Oxy) con il 12%, da BP con il 9% e da Petrobras con il 5%.

La nuova organizzazione dell'industria petrolifera colombiana impone a Ecopetrol una nuova strategia: l'internazionalizzazione delle proprie attività. In questa prospettiva, l'impresa opera attualmente nel Golfo del Messico, in Brasile e Perù

con l'obiettivo di diventare un attore regionale nell'industria petrolifera dell'America Latina.

Nel 2007 la Colombia ha deciso di aprire il capitale di "ECOPETROL" mediante l'emissione di azioni a piccoli azionisti nazionali. Questa strategia di successo ha permesso all'impresa di iniettare capitali per sostenere sia le proprie attività strategiche nel paese sia l'internazionalizzazione delle proprie attività di E&P nel Golfo del Messico e in America Latina.

3.2. L'INDUSTRIA DEL GAS NATURALE

Per le sue peculiarità l'industria del gas naturale della Regione non ha né le dimensioni né lo sviluppo dell'industria petrolifera.

Il gas naturale è una fonte energetica difficile da trasportare: esso richiede ingenti capitali per la costruzione delle infrastrutture, in particolare gasdotti e installazioni per la liquefazione, cisterne per il metano e installazioni di rigassificazione nel caso di Gas Naturale Liquefatto (GNL). Tutto questo fa sì che il commercio di gas naturale si sviluppi in primo luogo all'interno dei paesi che dispongono di questa risorsa naturale. A livello regionale, il commercio si realizza principalmente attraverso gasdotti terrestri: negli ultimi anni, tuttavia, come conseguenza della crescente vulnerabilità degli approvvigionamenti regionali, si è optato per l'acquisto di gas naturale dai mercati extraregionali sotto forma di GNL.

D'altro canto, il gas naturale, non disponendo di mercati vincolati, ha bisogno per poter penetrare nei mercati di consumo di un prezzo competitivo che gli permetta di competere e sostituire altre fonti di energia capaci di essere destinate allo stesso uso. Nonostante questi limiti, il gas naturale ha conquistato i mercati dell'America Latina grazie alle sue qualità intrinseche: efficienza, pulizia nell'uso, minori emissioni di CO₂ tra i combustibili fossili.

3.2.1 Evoluzione delle riserve e della produzione di gas naturale in America Latina (rapporto R/P come indicatore di abbondanza relativa)

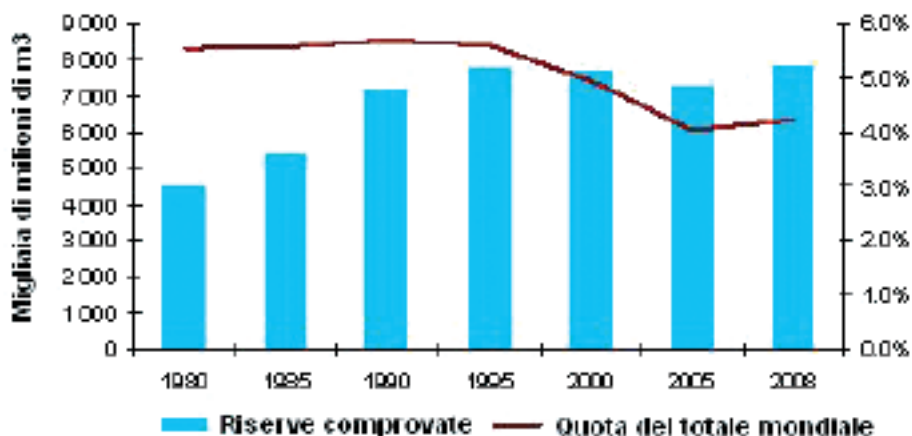
L'America Latina possiede abbondanti quantità di risorse di gas naturale. I livelli di riserve comprovate sono aumentati notevolmente dagli anni Ottanta e a partire dalla metà degli anni Novanta si mantengono a livelli prossimi ai 7.800 miliardi di m₃ (Gm₃): e ciò, nonostante il notevole incremento della produzione, il che comporta l'incorporazione di riserve sufficienti (vedi grafico III.11).

Nonostante l'incremento in valori assoluti delle riserve comprovate nella Regione, la partecipazione di quest'ultima al totale mondiale è diminuita dal 5,5% a metà degli anni Novanta al 4,2% attuale.

In termini relativi la partecipazione dell'America Latina alle disponibilità di riserve mondiali di gas naturale è inferiore alla metà della sua quota di partecipazione alle riserve mondiali di greggio.

Come nel caso dell'industria petrolifera, nell'industria del gas naturale si registra tra i vari paesi una distribuzione disomogenea: alcuni ne hanno minore disponibilità in termini sia relativi che assoluti, mentre altri hanno registrato notevoli aumenti, trasformandosi in veri e propri paesi esportatori.

GRAFICO III.11
EVOLUZIONE DELLE RISERVE ACCERTATE DI GAS NATURALE
IN AMERICA LATINA (1980-2008)



Fonte: BP Statistical Review, 2009.

In generale, si osservano importanti cambiamenti strutturali che hanno modificato nella Regione la geopolitica del gas naturale.

Il Venezuela ha aumentato le proprie riserve comprovate di gas naturale da 1.260 Gm³ nel 1980 a 4.800 Gm³ nel 2008 ed occupa ora il primo posto in America Latina.

Il Messico, che presentava livelli di riserve comprovate di 2.000 Gm³ fino alla metà degli anni Novanta, ha visto una riduzione delle proprie riserve a 500 Gm³ nel 2008 con un calo superiore al 70% delle sue riserve comprovate, alla stregua di quanto si è verificato nel caso del petrolio.

Anche l'Argentina ha registrato un calo notevole delle proprie riserve comprovate di gas naturale durante il periodo in questione. All'inizio degli anni Ottanta essa

era al terzo posto in America Latina dopo il Messico e il Venezuela con riserve comprovate di 640 Gm₃: una ricchezza relativa che spiega il grande sviluppo di questa industria nel paese, dove copre attualmente il 54% del fabbisogno di energia primaria. A seguito della privatizzazione dell'industria energetica negli anni Novanta, l'Argentina ha nutrito l'ambizione di essere il fornitore di energia del Cono Sud ed ha costruito sette gasdotti di esportazione verso il Cile, uno verso il Brasile e tre verso l'Uruguay.

Tuttavia, da allora le sue riserve comprovate sono diminuite del 30%, circostanza che ha provocato varie crisi nell'approvvigionamento del mercato interno ed un riorientamento della geopolitica energetica del Cono Sud. Alla fine del 2008, le riserve comprovate di gas naturale in Argentina raggiungevano soltanto 440 Gm₃. Tale quantità non solo non era sufficiente per soddisfare il mercato interno, ma ha costretto il paese a importare nuovamente a partire dal 2004 gas naturale dalla Bolivia: dal 2008 essa è diventata il primo importatore di GNL nella Regione ed ha comprato sul mercato Spot per soddisfare le proprie esigenze interne.

In concomitanza con la perdita di capacità dell'Argentina sono stati scoperti importanti giacimenti di gas naturale in Bolivia, Perù e Trinidad y Tobago.

La Bolivia è attualmente la seconda riserva di gas naturale dell'America Latina con 730 Gm₃, e registra una crescita molto importante a partire dalla metà degli anni Novanta. Essa è il maggiore esportatore di gas naturale dell'America Latina tramite gasdotto: fornisce al Brasile un volume di 30 milioni di m₃ al giorno e si è impegnata a rifornire l'Argentina di 7,7 milioni di m₃ al giorno, anche se fino al 2009 non è stata in grado di onorare completamente tale impegno.

Trinidad y Tobago, che dispone di riserve comprovate di 480 Gm₃, si è trasformato, grazie alle sue caratteristiche di piccolo stato insulare, in uno dei maggiori esportatori di GNL del mondo e nell'unico dell'America Latina.

All'inizio del periodo analizzato il Perù aumentò le proprie riserve di gas naturale a livelli molto bassi (30 Gm₃), fino a raggiungere alla fine del 2008 un volume di 330 Gm₃: ciò gli ha permesso di introdurre nel mercato interno il gas naturale in sostituzione del GLP e del gasolio per produrre energia elettrica, nonché di alimentare un progetto di esportazione di GNL verso la costa occidentale dell'America del Nord.

Anche il Brasile ha incrementato notevolmente le proprie riserve di gas naturale nel periodo in esame, sebbene non a livelli rilevanti rispetto alle dimensioni della domanda interna. Il paese dispone di un potenziale importante nella conca di Santos che è in fase di valutazione, ma soprattutto ha grandi aspettative per le già citate scoperte nel Pre-Sal nell'*off-shore* del paese. Peraltro in questo caso, tenuto conto delle distanze, della profondità dei giacimenti e dei volumi di cui si potrebbe disporre,

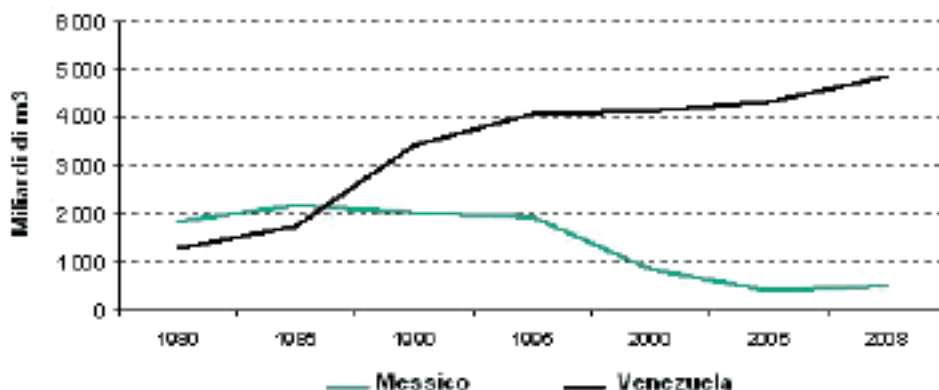
sembra difficile ipotizzare che questa risorsa possa entrare in commercio in tempi ragionevoli.

Le riserve di gas naturale attualmente presenti in Brasile raggiungono i 330 Gm³.

Nel grafico III.12 si può osservare l'evoluzione delle riserve comprovate del Messico e del Venezuela nel periodo in esame.

Nel 1980 le riserve di gas naturale del Messico superavano del 45% quelle del Venezuela, ma durante il periodo analizzato tali riserve sono diminuite, mentre quelle del Venezuela hanno continuato a crescere, arrivando nel 2008 a superare quelle del Messico di quasi 10 volte.

GRAFICO III.12
EVOLUZIONE DELLE RISERVE ACCERTATE DI GAS NATURALE
IN MESSICO E VENEZUELA (1980-2008)

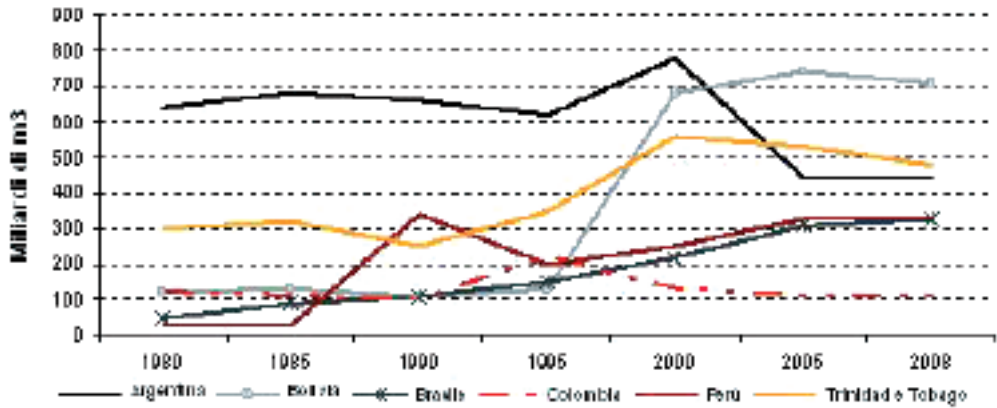


Fonte: BP Statistical Review, 2009.

È possibile osservare l'evoluzione delle riserve comprovate di gas naturale nei restanti paesi della Regione che dispongono di risorse significative.

Nel grafico III.13 si osservano le evoluzioni precedentemente illustrate: il netto calo delle riserve comprovate in Argentina e in Colombia; il forte aumento in Bolivia e Trinidad y Tobago e la successiva stabilizzazione o leggera diminuzione in seguito all'attuazione dei progetti di esportazione; la crescita moderata ma continua in Brasile e in Perù.

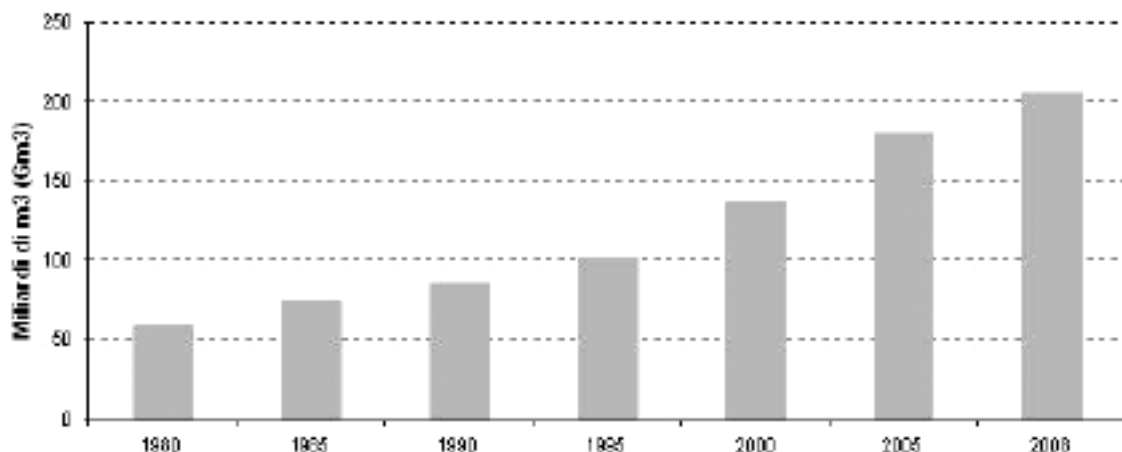
GRAFICO III.13
EVOLUZIONE DELLE RISERVE ACCERATE DI GAS NATURALE
NEI RESTANTI PAESI DELL'AMERICA LATINA (1980-2008)



Fonte: BP Statistical Review, 2009.

Nonostante queste evoluzioni, i livelli complessivi di produzione si sono mantenuti relativamente stabili con una crescita costante durante tutto il periodo analizzato. Ciò conferma la crescente penetrazione del gas naturale nella matrice energetica della Regione e lo sviluppo delle riserve comprovate. Nel 1980 la produzione di gas naturale in tutta l'America Latina è stata di 59,5 Gm₃, mentre nel 2008 la produzione si è moltiplicata per tre volte e mezzo, ad un tasso medio del 4,7% annuale accumulato fino a raggiungere i 206,2 Gm₃. Nel grafico III.14 si osserva l'evoluzione della produzione di gas naturale nel periodo analizzato.

GRAFICO III.14 EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE DI GAS NATURALE IN AMERICA LATINA (1980-2008)

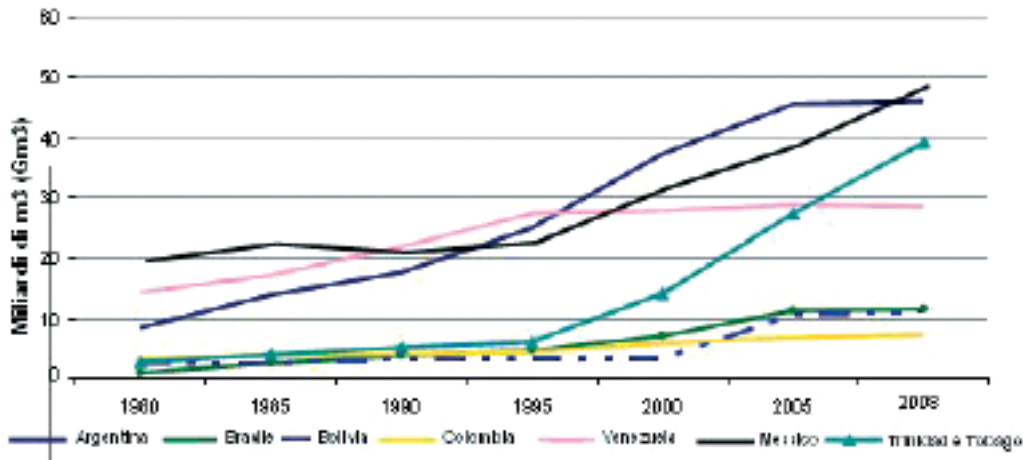


Fonte: BP Statistical Review, 2009.

Tutti i paesi della Regione con risorse proprie di gas hanno registrato un incremento della produzione. Sono particolarmente interessanti alcuni casi con tassi di crescita superiori alla media come l'Argentina, che ha registrato un aumento della propria produzione di gas naturale del 6,7% annuale cumulato; il Brasile con un ritmo annuale del 9,5%, la Bolivia con il 5,9% e il caso eccezionale di Trinidad y Tobago con un tasso di crescita annuale cumulato di produzione del 10,3%, come conseguenza dei suoi progetti di esportazione extra-regionale.

Nel Grafico III.15 si osserva l'evoluzione della produzione per ciascuno dei paesi menzionati con una crescita anche in Colombia, Messico e Venezuela, anche se a tassi inferiori a quelli degli altri paesi.

GRAFICO III.15
EVOLUZIONE DELLE PRODUZIONE DI GAS NATURALE
IN AMERICA LATINA PER PAESE (1980-2008)



Fonte: BP Statistical Review, 2009.

È opportuno sottolineare che i maggiori produttori di gas naturale (Messico e Argentina) non hanno rallentato il proprio ritmo di crescita della produzione, nonostante il netto calo delle riserve comprovate. Tale circostanza potrebbe provocare situazioni di fragilità per quanto riguarda il soddisfacimento nel prossimo futuro delle proprie necessità interne. Nel caso dell'Argentina già dal 2004 si osserva un rallentamento della produzione, che sembra aver già raggiunto livelli massimi difficilmente superabili. Va sottolineata inoltre la curva di crescita della produzione di Trinidad y Tobago dalla metà degli anni Novanta: ciò segna l'inizio delle esportazioni da questo paese verso l'Europa e gli Stati Uniti. Si nutre l'aspettativa che questa crescita continui, dopo la conclusione della costruzione di altri treni di liquefazione per ampliare le esportazioni.

Nel caso del Venezuela i livelli di produzione non coincidono con le disponibilità di questa risorsa, che dalla metà degli anni Novanta si mantengono sui 30 Gm₃ annuali. Ciò si deve probabilmente alle difficoltà di sviluppare nuovi mercati a livello locale e internazionale, nonché alle peculiari caratteristiche del gas naturale venezuelano che è un idrocarburo associato alla produzione di petrolio: finché non si svilupperanno i giacimenti di gas nella regione orientale del paese risulta difficile separare i livelli di produzione di gas da quelli del greggio.

Un altro caso da sottolineare è quello della Bolivia, che ha incrementato la sua produzione in modo sostanziale a partire dall'avvio di esportazioni verso il Brasile:

da allora la produzione si mantiene intorno ai 10 Gm₃ annuali e probabilmente resterà tale fino alla concretizzazione nei prossimi anni delle esportazioni concordate con l'Argentina, che permetteranno livelli di produzione superiori a quelli attuali.

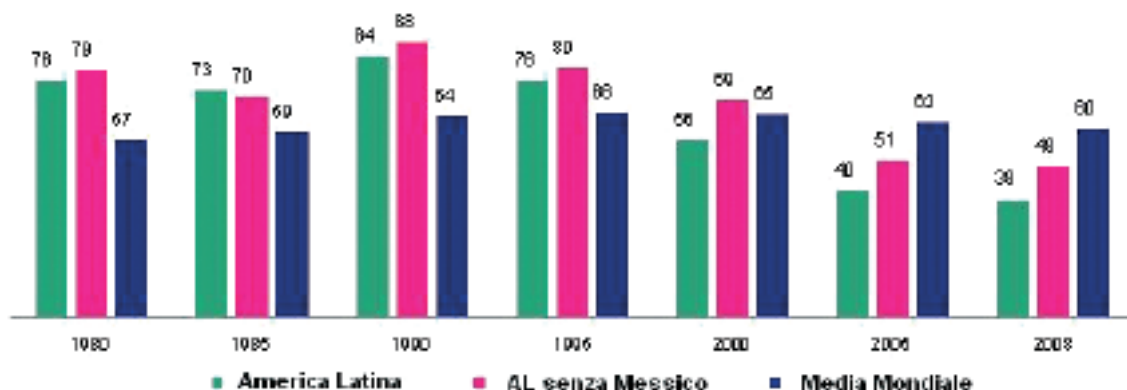
Nel 2007 la penetrazione del gas naturale nella matrice dell'energia primaria in America Latina era del 21,5%: se si esclude il Messico, tale penetrazione scende al 19,5%.

Lo sviluppo di nuovi mercati e l'incorporazione del settore di produzione di energia elettrica come consumatore importante di gas naturale hanno provocato un incremento della quota di gas naturale nella fornitura di energia primaria⁵⁹.

Come conseguenza del forte incremento della produzione di gas naturale in America Latina – che ha raddoppiato il tasso di crescita delle riserve comprovate – si osserva una diminuzione importante della abbondanza relativa di questa risorsa, perfino al di sotto della media mondiale.

Nel 1980 l'America Latina aveva un rapporto R/P di 76 anni contro una media mondiale di 57 anni. Nel 2008 l'abbondanza relativa di questa risorsa è scesa a 38 anni, mentre la media mondiale si è mantenuta sui 60 anni. Se disaggregiamo il Messico dal resto dell'America Latina, osserviamo che questo indicatore sale nel 2008 a 48 anni, pur restando comunque al di sotto della media mondiale. In questo senso l'America Latina gode di una situazione di relativa forza più nel campo del petrolio che nel settore del gas naturale (vedi grafico III.16).

GRAFICO III.16
EVOLUZIONE DEL RAPPORTO R/P GAS NATURALE
IN AMERICA LATINA (1980-2008)



Fonte: BP Statistical Review, 2009.

⁵⁹ Agenzia Internazionale per l'Energia. Bilancio Energetico.

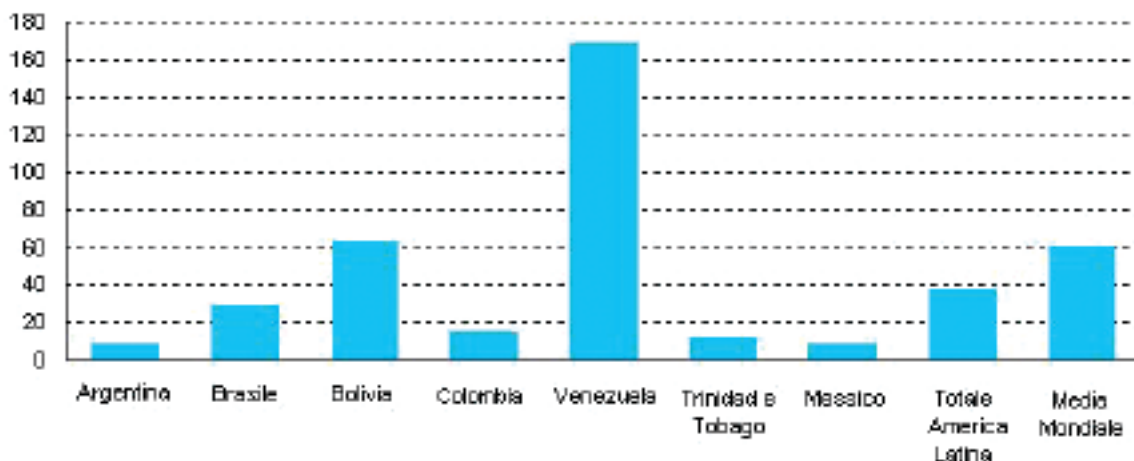
L'abbondanza relativa di gas naturale in America Latina negli anni Ottanta è andata diminuendo a partire dall'inizio del XXI secolo, come conseguenza della caduta di questo indicatore nei paesi dove il suo utilizzo si era maggiormente sviluppato e cioè Messico e Argentina.

Nel grafico III.17, osservando il rapporto R/P di gas naturale nei paesi in esame, si può notare la grande disparità esistente fra loro: il Venezuela ha una prospettiva di 168 anni, ciò che rivela la disponibilità di una risorsa ancora sotto-sfruttata, mentre la Bolivia, con una prospettiva di produzione di 63 anni, presenta interessanti potenzialità per rifornire i grandi mercati del Cono Sud del continente, in particolare l'Argentina e il Brasile.

Si osserva inoltre un limitato potenziale di sviluppo in Brasile con un rapporto R/P di quasi 30 anni, senza contare le prospettive derivanti dalle riserve non ancora comprovate, soprattutto quelle della zona del Pre-Sal.

Si possono osservare infine una situazione poco confortevole per l'Argentina, la Colombia e il Messico e sorprendentemente alcune limitazioni per Trinidad y Tobago, dove la crescita produttiva non è stata accompagnata da un'importante incorporazione di riserve, per cui la disponibilità di future espansioni presenta alcuni interrogativi.

GRAFICO III.17
RAPPORTO RISERVE/PRODUZIONE DI GAS NATURALE
IN AMERICA LATINA (2008)



Fonte: BP Statistical Review, 2009.

3.2.2 Mercati consumatori di gas naturale: possibile evoluzione

I grandi mercati consumatori di gas naturale in America Latina sono il Messico, l'Argentina, il Venezuela e il Brasile.

È interessante sottolineare che la crescita e la formazione di nuovi mercati di gas naturale, che si sono osservate in particolare dalla fine degli anni Novanta, iniziano a rallentare negli ultimi anni del primo decennio del 2000: ciò conferma quanto è stato osservato nel paragrafo precedente circa la diminuzione dell'abbondanza relativa di questa risorsa, causata sia dal suo rapido sfruttamento sia dall'assenza di nuove riserve che consentano di sostenere la crescita dei livelli di consumo.

Sulla base delle informazioni fornite dall'Organizzazione Latinoamericana dell'Energia (OLADE)⁶⁰, nella tabella III.5 si evidenzia il netto calo del consumo interno in Cile tra il 2006 e il 2007 (41%) – come conseguenza della rottura dei contratti di fornitura con l'Argentina – dopo una crescita costante a partire dal 1998. Tuttavia, non si tratta di un caso isolato: il consumo interno è sceso del 23% nel Venezuela, dell'8% in Uruguay, del 4% a Trinidad y Tobago e del 3% in Brasile.

Paradossalmente, come conseguenza della politica di approvvigionamenti dell'Argentina, nel 2007 il consumo interno di questo paese è aumentato del 22%, mentre per vari motivi si sono formati altri piccoli mercati: nel caso del Perù la crescita della disponibilità di questa risorsa permette di incrementare il fabbisogno interno, mentre piccoli paesi, come la Repubblica Dominicana, iniziano ad avere rifornimenti di GNL che utilizzano esclusivamente per produrre energia elettrica.

TABELLA III.5
CONSUMO DI GAS NATURALE IN AMERICA LATINA

Paesi	1998	2006	2007	1998 - 2007	2006 – 2007
	Gm ₃	Gm ₃	Gm ₃	%	%
Argentina	32,07	40,19	49,12	5	22
Bolivia (**)	1,99	2,49	2,49	3	0
Brasile	7,92	24,52	23,74	13	-3
Cile	3,72	7,69	4,52	2	-41
Colombia	7,86	8,43	8,46	1	0
Cuba	0,12	1,09	1,74	35	60
Ecuador	0,24	0,84	0,88	16	5

⁶⁰ Rapporto di Statistica Energetica 2007, OLADE.

Messico	54,27	63,13	66,91	2	6
Perù	0,57	3,20	3,93	24	23
Repubblica Dominicana	0,00	0,54	0,71		31
Trinidad y Tobago	8,49	20,06	19,17	9	-4
Uruguay	0,00	0,12	0,11		-8
Venezuela	37,69	39,57	30,40	-2	-23
Totale in America Latina	154,94	211,87	212,18	3,6	0,1

Fonte: OLADE – Rapporto di Statistica Energetica, 2007.

La quota di gas naturale nella domanda di energia primaria in America Latina è stata del 26% nel 2007: dopo il petrolio (43%) il gas naturale è la principale fonte di energia primaria della Regione. Tuttavia, pochi mercati nazionali hanno un grado di rilevante maturità. Ad esempio, nel 2007 le principali caratteristiche dei mercati si possono riassumere come segue:

- a) In America Centrale non viene utilizzato il gas naturale, poiché l’Istmo non dispone di tale risorsa e non è stata costruita alcuna infrastruttura in grado di trasportarlo verso questi paesi, nonostante vi siano alcune idee per sviluppare progetti a partire dal Venezuela e dal Messico.
- b) Il gas naturale rappresenta il 54% della domanda di energia primaria dell’Argentina ed è la principale fonte energetica del paese.
- c) In Messico, primo produttore della Regione, il gas naturale rappresenta il 37% della domanda di energia primaria.
- d) Il gas naturale ha una penetrazione del 93% nella domanda interna di Trinidad y Tobago.
- e) È rilevante altresì la quota di gas naturale nella matrice energetica di Venezuela (40%), Colombia (23%) e Perù (23%). In quest’ultimo caso il mercato è di recente formazione e inizia a svilupparsi a partire dallo sfruttamento di questa risorsa nel giacimento di Camisea.
- f) I principali mercati potenziali della Regione sono il Brasile – dove il gas naturale ha una quota del 9% della domanda interna di energia – e il Cile, la cui quota si attesta sul 12%. Nel caso del Cile è molto difficile che a breve termine il gas naturale possa ampliare la propria quota nella matrice energetica, poiché le forniture provenivano esclusivamente dall’Argentina che le ha interrotte a seguito della

⁶¹ OLADE, op. cit.

crisi energetica iniziata nel 2004. Il Brasile ha un ampio potenziale da sviluppo: finora una percentuale importante del gas che esso consuma proviene dalla Bolivia e viene utilizzata principalmente per la produzione di energia elettrica.

L'Organizzazione Latinoamericana dell'Energia ha realizzato alcune proiezioni sugli scenari possibili di evoluzione dei mercati di gas naturale, a seconda del maggiore o minore livello di integrazione delle infrastrutture di trasporto, che permettano di mantenere un ritmo sostenuto di sviluppo del commercio internazionale e intra-regionale, nonché delle prospettive di rifornimenti sottoforma di GNL provenienti da aree esterne all'America Latina, come è accaduto in Argentina e Brasile dal 2008. Va ricordato che nel 2009 il Cile ha messo in opera proprie installazioni di rigassificazione e nei prossimi anni nuovi progetti potrebbero essere realizzati.

Nello scenario meno ottimistico la domanda di gas naturale aumenterebbe del 5% annuale cumulato tra il 2008 e il 2018, mentre in uno scenario ad alta integrazione la crescita potrebbe raggiungere il 6.15%. In entrambi i casi il Messico continuerebbe ad essere il maggiore mercato regionale, mentre si prevede una crescita importante del mercato brasiliano che occuperebbe il secondo posto, superando l'Argentina. Con il Venezuela questi quattro paesi rappresenterebbero il 77% della domanda interna di gas naturale in America Latina nel 2018. Mercati come il Cile e i Caraibi potrebbero registrare crescite importanti, ma notevolmente inferiori a quelle dei paesi menzionati.

Tuttavia, affinché i mercati di gas naturale in America Latina possano svilupparsi, sono necessari importanti investimenti nelle infrastrutture di trasporto. I principali mercati della Regione, ad eccezione del Venezuela, dovranno incrementare in modo rilevante le loro importazioni per garantire ai propri consumatori la sicurezza degli approvvigionamenti. Tanto in Argentina quanto in Brasile, Cile, Messico e nei Caraibi sarà necessario un aumento delle importazioni nei prossimi anni. Come possibili paesi esportatori verso il resto dell'America Latina si intravedono soltanto la Bolivia e Trinidad y Tobago: in misura minore anche i giacimenti del Perù potrebbero produrre eccedenze esportabili, mentre il potenziale del Venezuela costituisce una prospettiva interessante che potrebbe in futuro soddisfare le necessità dei mercati regionali qualora fossero sviluppate le infrastrutture necessarie.

3.2.3 Espansione delle infrastrutture per il trasporto di gas naturale e integrazione regionale

Nelle sue proiezioni verso il 2018 l'Organizzazione Latinoamericana dell'Energia traccia due scenari energetici per la Regione, in cui svolge un ruolo fondamentale l'integrazione energetica.

Nello scenario a bassa integrazione l'aumento del consumo di gas naturale nel prossimo decennio è stato previsto ad un tasso del 5% annuale cumulato, mentre nello scenario ad alta integrazione esso aumenta di un punto con un ritmo di crescita del 6,15%.

Ciò implica un consumo di 403 Gm₃ nel primo scenario e di 497 Gm₃ nello scenario ad alta integrazione, nel quale vengono inclusi i paesi dell'America Centrale e grandi mercati potenziali, come il Brasile e il Cile, con tassi di crescita superiori alla media (vedi tabelle III.6 e III.7).

TABELLA III.6
PROIEZIONI DEL CONSUMO DI GAS NATURALE IN AMERICA
LATINA IN UNO SCENARIO DI BASSA INTEGRAZIONE

Consumo interno di gas naturale – America Latina					
Scenario a bassa integrazione					
Paesi	2003	2008	2013	2018	Tasso annuale
	Gm ₃	Gm ₃	Gm ₃	Gm ₃	2003 - 2018
Argentina	41,60	53,42	60,34	70,64	3,59%
Bolivia	1,62	2,74	3,77	4,98	7,80%
Brasile	20,61	30,60	45,35	78,36	9,31%
Caraibi (*)	14,77	18,57	24,31	31,87	5,26%
Cile	8,29	10,98	14,52	19,98	6,04%
Colombia	7,83	8,17	10,56	13,69	3,79%
Costa Rica	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ecuador	0,64	0,76	0,84	0,90	2,25%
El Salvador	0,00	0,00	0,00	0,00	
Guatemala	0,00	0,00	0,00	0,00	
Honduras	0,00	0,00	0,00	0,00	
Messico	63,42	67,33	79,91	112,61	4,54%
Nicaragua	0,00	0,00	0,00	0,00	
Panamá	0,00	0,00	0,00	0,00	
Paraguay	0,00	0,00	0,00	0,00	
Perù	2,08	4,44	6,46	8,02	9,43%
Uruguay	0,07	0,10	0,45	0,82	18,42%
Venezuela	37,61	50,04	55,86	61,61	3,35%
Totale America Latina	198,54	247,15	302,37	403,48	5,03%

Fonte: OLADE – Rapporto di Statistica Energetica 2007.

(*) Include Barbados, Bermuda, Grenada, Guyana, Haiti, Rep. Dominicana, Suriname e Trinidad y Tobago.

TABELLA III.7
PROIEZIONI DEL CONSUMO DI GAS NATURALE IN AMERICA
LATINA IN UNO SCENARIO DI ALTA INTEGRAZIONE

Consumo interno di gas naturale - America Latina					
Scenario ad alta integrazione					
Paesi	2003	2008	2013	2018	Tasso annuale
	Gm ₃	Gm ₃	Gm ₃	Gm ₃	2003 - 2018
Argentina	41,60	58,15	71,04	84,08	4,80%
Bolivia	1,62	3,13	6,81	8,37	11,59%
Brasile	20,61	40,19	77,63	105,59	11,51%
Caraibi (*)	14,77	19,66	26,89	36,29	6,18%
Cile	8,29	13,00	19,75	28,71	8,63%
Colombia	7,83	8,45	12,19	16,00	4,88%
Costa Rica	0,00	0,00	0,18	0,43	
Ecuador	0,64	0,86	0,98	1,06	3,43%
El Salvador	0,00	0,00	0,11	0,18	
Guatemala	0,00	0,00	0,32	0,85	
Honduras	0,00	0,00	0,07	0,19	
Messico	63,42	69,37	92,76	123,46	4,54%
Nicaragua	0,00	0,00	0,09	0,11	
Panama	0,00	0,00	0,57	0,91	
Paraguay	0,00	0,00	1,50	2,01	
Perù	2,08	5,65	9,52	12,00	12,41%
Uruguay	0,07	0,11	0,75	1,67	24,13%
Venezuela	37,61	53,80	63,33	75,11	4,72%
Totale America Latina	198,54	272,37	384,49	497,02	6,15%

Fonte: OLADE – Rapporto di Statistica Energetica 2007.

(*) Include Barbados, Bermuda, Grenada, Guyana, Haiti, Rep. Dominicana, Suriname e Trinidad y Tobago.

Anche se più ottimistiche, queste proiezioni sono compatibili con gli scenari futuri presentati dall'*International Gas Union* (IGU) nel Congresso Mondiale del Gas (WGC) svoltosi nell'ottobre 2009 a Buenos Aires, le cui conclusioni si possono così riassumere⁶²:

- a) L'industria del gas naturale presenta prospettive promettenti a livello mondiale: essa è chiamata a svolgere un ruolo chiave per soddisfare la crescente domanda di energia compatibilmente con le limitazioni ambientali e le sfide poste dai cambiamenti climatici;
- b) Le maggiori sfide per la crescita dell'industria del gas naturale sono di carattere politico e geopolitico, poiché sono necessarie azioni decise a livello governativo nonché accordi internazionali che agevolino i rilevanti investimenti richiesti per la costruzione delle infrastrutture;
- c) Si dovrà potenziare il ruolo degli organismi multilaterali sia a livello regionale che a livello mondiale.

In questo contesto gli studi realizzati dal Comitato Tecnico dell'IGU indicano che la quota di gas naturale nell'offerta di energia primaria in America Latina verso il 2030 potrebbe raggiungere il 25%, con una previsione di crescita della domanda più moderata rispetto alle proiezioni realizzate dall'OLADE e con un tasso annuale medio del 2,5% tra il 2006 e il 2030.

La visione dell'IGU rispetto al commercio internazionale di gas naturale nei prossimi anni riflette cambiamenti nei flussi registrati in passato: Argentina e Messico, esportatori tradizionali, si stanno trasformando in importatori netti. I Caraibi sono esportatori netti di GNL, a partire dalle disponibilità esistenti a Trinidad y Tobago. Il Brasile si avvia a trasformarsi verso il 2030 nel maggior attore della Regione nel settore energetico: la sua produzione di gas naturale potrebbe arrivare ad un terzo del totale regionale e la sua domanda interna giungerebbe a rappresentare il 40% del consumo totale di gas in America Latina, grazie soprattutto alle attuali scoperte di petrolio e di gas naturale nell'*off shore*⁶³.

Proiezioni meno ottimistiche indicano che, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2018, i tassi di crescita della produzione e del consumo di gas naturale sarebbero rispettivamente del 50% e del 43% con forti condizionamenti derivanti dagli ingenti investimenti che richiede lo sviluppo di infrastrutture energetiche⁶⁴.

⁶² Principali conclusioni tecniche del 24° Congresso Mondiale del Gas. Intervista a Roberto Brandt, presidente del Comitato di Coordinamento della IGU (2006-2009), Rivista Petroltecnica 5/2009, Istituto Argentino del Petrolio y del Gas (IAPG).

⁶³ "Lo studio dell'IGU sull'industria del gas naturale al 2030", Petroltecnica, ottobre 2009, IAPG, Buenos Aires.

⁶⁴ "Panorama dell'Industria del Gas Naturale in America Latina e nei Caraibi, Investimenti e Integrazione Energetica" Milton Costa Filho, ARPEL, novembre 2009.

Secondo le previsioni dell'Agencia Internazionale per l'Energia, gli investimenti accumulati in infrastrutture del settore energetico nel periodo 2007-2030 ammonterebbero a 1.783 miliardi di dollari: di essi il 17% è destinato allo sviluppo dell'industria del gas naturale, ossia 298 miliardi di dollari, di cui il 62% sarebbe necessario nell'area dell'*up-stream*.

È necessario, tuttavia, prendere in considerazione due aspetti per poter valutare la ragionevolezza di questi scenari:

- a) in America Latina il tasso di investimenti negli ultimi 20 anni è stato pari o inferiore al 2% del PIL;
- b) la crisi finanziaria del 2008 ha inciso negativamente sulla crescita economica della Regione: sarà necessario un periodo abbastanza lungo per poter tornare ai tassi precedenti alla crisi e ciò potrà avere possibili impatti negativi sugli investimenti⁶⁵.

L'America Latina e i Caraibi dispongono di eccellenti condizioni per realizzare processi di integrazione nell'industria del gas naturale: esistono importanti disponibilità di idrocarburi, i mercati interni sono complementari ed esiste un buon equilibrio geografico tra i paesi con grandi riserve, gli esportatori o potenziali esportatori ed i paesi che sono importatori attuali o potenziali.

Attualmente sono operativi progetti bilaterali di esportazione, ma non esiste una dinamica di integrazione energetica. Ci sono gasdotti che uniscono la Bolivia con il Brasile e l'Argentina e dall'Argentina sono stati costruiti gasdotti che uniscono questo paese con il Cile, il Brasile e l'Uruguay.

Sono stati proposti ambiziosi progetti multilaterali che fino ad oggi sono ancora in fase progettuale: l'Anello Energetico del MERCOSUR che collegherebbe il Perù e la Bolivia come paesi esportatori, ad Argentina, Brasile e Cile come paesi importatori; il Gasdotto del Sud, ambiziosa idea di unire i giacimenti del Venezuela con i mercati del Brasile, dell'Argentina e del resto dell'America del Sud; il Gasdotto Centroamericano che partendo dal Venezuela rifornirebbe di gas naturale il resto dell'Istmo.

La crisi energetica del 2004 in Argentina, dovuta fondamentalmente al calo delle riserve comprovate di gas naturale del paese, ha provocato un grave problema di approvvigionamento interno, che mediante una decisione unilaterale ha portato ad una interruzione praticamente totale delle esportazioni verso il Cile e il Brasile. Questo atteggiamento ha provocato una grande sfiducia nell'integrazione regionale ed ha accelerato la decisione di studiare e concretizzare aperture verso i mercati

⁶⁵ *International Monetary Fund (IMF), World Economic Outlook, 2009.*

extra-regionali, approfittando dello sviluppo tecnologico che facilita le importazioni e le esportazioni di gas naturale liquefatto (GNL).

Negli ultimi anni il GNL si è inserito come possibile fonte di approvvigionamenti poiché offre maggiori garanzie di disponibilità e di indipendenza energetica, riduce la vulnerabilità di fronte a decisioni unilaterali di eventuali fornitori e permette di diversificare le fonti di approvvigionamento: in sintesi, si garantisce la sicurezza dei rifornimenti. Come contropartita si tratta di un'opzione molto costosa, che produce perdite economiche significative e riduce sia le opportunità di creazione di posti di lavoro locali sia l'utilizzo di materiali nazionali.

Nella Tabella III.8 si presenta una sintesi dei progetti di GNL attualmente operativi o in fase di progettazione in America del Sud, che prevedono investimenti nei prossimi anni dell'ordine di 12.500 milioni di dollari.

TABELLA III.8
PROGETTI DI GNL IN AMERICA DEL SUD

Paese	Investimenti	Inizio Operazioni	Ubicazione	Stato
	MM US\$			
Perù	3 800	2010	Impianto di liquefazione a 170 Km. da Lima	In costruzione
Brasile	2 000	2009	2 unità di rigassificazione fluttuanti ancorate al Porto di Pecem e a Río de Janeiro	Operazione
Cile	940	2009	Impianto di rigassificazione Quinteros a 110 Km. da Santiago	Operazione
Cile	2 000	2010	Impianto di rigassificazione s nel porto di Mejillone	In costruzione
Uruguay/Argentina	400	2010	Porto di San José	Proposta
Argentina	400	s/d	Bahía Blanca	Proposta
Venezuela	3 000	s/d	Impianto di liquefazione	Proposta

Fonte: "Escenario Internacional e Inversiones en la Industria Gasífera", Mauricio Garrón, Corporación Andina de Fomento, Sao Paulo, 2008.

A metà degli anni Novanta la configurazione delle riserve nel Cono Sud ha dato impulso a progetti di fornitura di gas naturale dall'Argentina verso paesi limitrofi, in particolare verso il Cile, trasformando l'Argentina in un paese esportatore di gas naturale. Questo breve periodo è durato dal 1999 al 2004. L'asse di fornitura energe-

tica era situato a sud del continente come si può osservare dalla cartina III.1. Gli attori che conducevano questo processo erano le imprese petrolifere private in un contesto di libero mercato nel quale la partecipazione degli stati era minima e le autorizzazioni per l'esportazione di gas naturale erano automatiche: nel caso dell'Argentina ciò avveniva senza necessità di particolari giustificazioni sui livelli delle riserve e sulla sostenibilità a lungo termine di queste operazioni. In questo contesto sono stati costruiti sette gasdotti dall'Argentina verso il Cile, è stato concretizzato il gasdotto tra la Bolivia e il Brasile e altri gasdotti minori hanno collegato l'Argentina con il Cile e l'Uruguay.

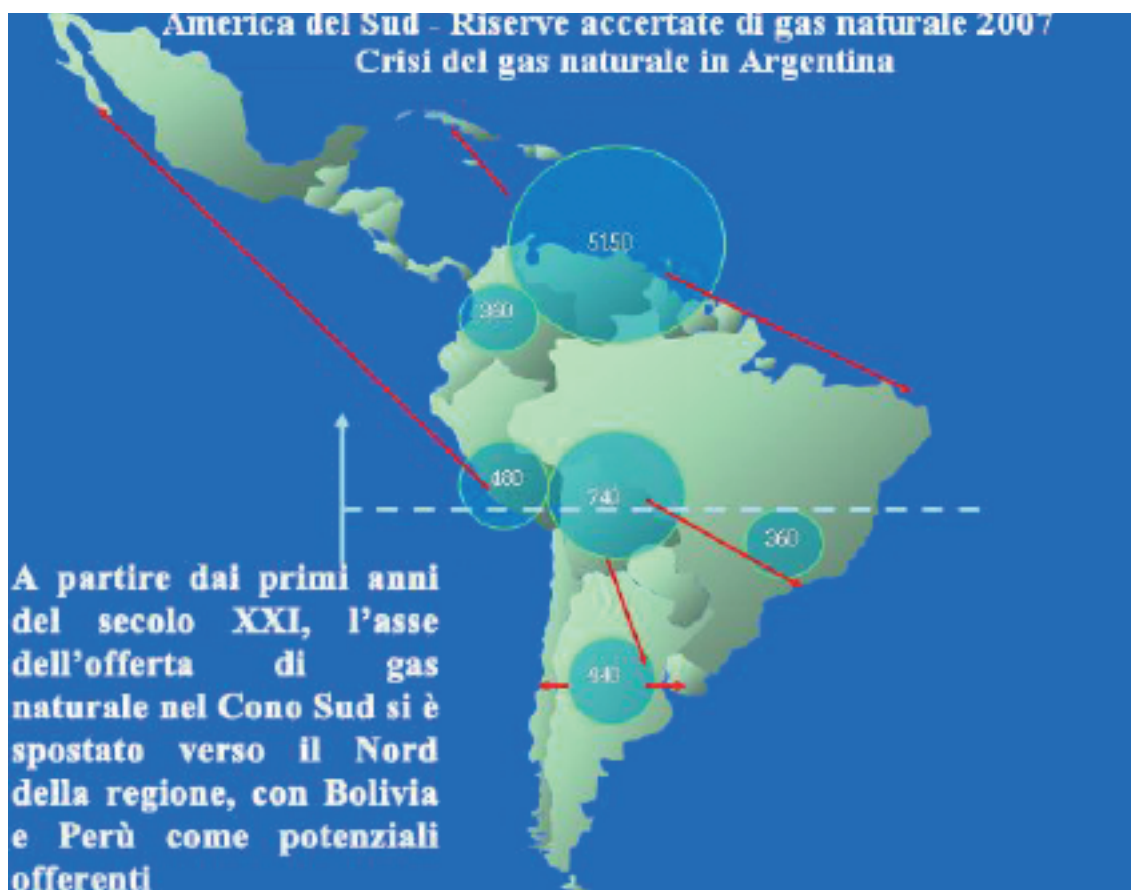
CARTINA III.1 AMERICA DEL SUD: RISERVE ACCERTATE DI GAS NATURALE NEL 1995. L'ARGENTINA FORNITORE DEL CONO SUD



Fonte: Gerardo Rabinovich "El Gas Natural en la Integración Regional", Prime Giornate di Economia e Pianificazione Energetica, Istituto Argentino per l'Energia, Buenos Aires, 2009.

L'evoluzione reale delle riserve negli ultimi venti anni ha mostrato uno sviluppo non previsto del progetto iniziale, poiché, come abbiamo visto in precedenza, queste riserve hanno subito una sostanziale riduzione in Argentina e un forte aumento in Bolivia e Perù, senza contare il potenziale del Brasile, non ancora accertato, dopo le nuove scoperte. Lo scenario geopolitico, a partire dal primo decennio del XXI secolo, ha subito modifiche sostanziali, per cui il baricentro del gas naturale in America Latina si è spostato verso nord, come si può osservare nella cartina III.2.

CARTINA III.2
AMERICA DEL SUD: RISERVE ACCERTATE DI GAS NATURALE 2007.
CRISI DEL GAS NATURALE IN ARGENTINA



Fonte: Gerardo Rabinovich "El Gas Natural en la Integración Regional" Prime Giornate di Economia e Pianificazione Energetica, Istituto Argentino per l'Energia, Buenos Aires, 2009.

Questo nuovo contesto geopolitico si afferma in un momento in cui si accentua sulle risorse di petrolio e di gas naturale il dominio degli stati che svolgono un ruolo di primo piano nelle decisioni riguardanti questo settore industriale.

Ciò è vero soprattutto nel caso della Bolivia, che nel 2007 ha nazionalizzato le sue industrie di petrolio e di gas naturale.

Il Venezuela continua ad essere un importante fornitore potenziale, anche se non prende decisioni circa gli investimenti per lo sviluppo delle infrastrutture mediante progetti realizzabili, né riesce a definire con precisione i mercati che esso potrebbe raggiungere con le proprie esportazioni di gas naturale: esso punta verso il sud del continente, pur rimanendo il fornitore privilegiato di greggio e di derivati degli Stati Uniti.

L'Argentina dal canto suo ha deciso di porre fine alle esportazioni verso i paesi limitrofi a causa dei gravi problemi di approvvigionamento del proprio mercato interno.

Il Perù presenta una situazione intermedia: con lo sviluppo del suo giacimento a Camisea e il potenziale esistente nella foresta amazzonica potrebbe essere un fornitore privilegiato di gas naturale verso il Cile e potrebbe collocarsi insieme alla Bolivia come esportatore di gas naturale verso il Cono Sud, sostituendo l'Argentina. Tuttavia, il suo progetto di liquefazione ed esportazione di GNL è rivolto ai mercati dell'America del Nord, che non necessariamente valorizzano al meglio le risorse del Perù: ciò a causa di una antica tensione geopolitica, non ancora risolta, nella zona del Pacifico tra Perù, Cile e Bolivia, che è conseguenza della guerra che alla fine del XIX secolo vide scontrarsi questi paesi e che non permette loro di dare una soluzione razionale al problema dei rifornimenti di gas naturale nel sud del continente.

Le interconnessioni nel Cono Sud del continente sono ancora in una situazione delicata: l'interruzione delle esportazioni dell'Argentina non permette di sfruttare i gasdotti costruiti appena dieci anni fa e il nascente mercato di gas naturale in Cile, prima rifornito unicamente dall'Argentina, ha rischiato di scomparire finché non sono state prese rapide misure di diversificazione delle forniture attraverso l'importazione di GNL.

Una situazione simile si verifica nel potenziale mercato del sud del Brasile e dell'Uruguay. È rimasto operativo soltanto il gasdotto di esportazione dalla Bolivia al Brasile – dopo il superamento di un grave conflitto insorto tra i due paesi a causa della nazionalizzazione decisa dalla Bolivia – mentre è nuovamente operativo il gasdotto dalla Bolivia all'Argentina. La cartina III.3 mostra la configurazione nella Regione delle infrastrutture di trasporto.

CARTINA III.3



Fonte: Gerardo Rabinovich "El Gas Natural en la Integración Regional" Prime Giornate di Economia e Pianificazione Energetica, Istituto Argentino per l'Energia, Buenos Aires, 2009.

Di fronte a queste evoluzioni le decisioni che si prendono riflettono situazioni di necessità nel caso del Cile e dell'Argentina o strategie imprenditoriali, come nel caso del Brasile, privilegiando la fornitura di Gas Naturale Liquefatto. Di conseguenza, i progetti illustrati nella tabella III.8 sono il risultato di un'evoluzione geopolitica che ha precedenti storici e che condiziona l'integrazione regionale del continente per ciò che concerne l'industria del gas naturale.

La cartina III.4 può essere interpretata come una sintesi del prossimo futuro per ciò che riguarda l'integrazione del gas nel Cono Sud del continente.

La fornitura di GNL modifica sostanzialmente i concetti di integrazione regio-

nale che sono stati sviluppati in passato mediante la costruzione di infrastrutture terrestri che collegavano diversi territori nazionali.

In futuro, le forniture di gas naturale extra regionale sono destinate ad essere una fonte di diversificazione e di diminuzione della vulnerabilità degli approvvigionamenti, che si è invece manifestata negli ultimi anni nei principali mercati nazionali.

La domanda è se questa nuova configurazione regionale, con le infrastrutture esistenti, potrà dare luogo a nuovi progetti di gasdotti di integrazione che trasportino il gas naturale rigassificato verso i mercati nazionali che lo richiedano. I nuovi prezzi di queste forniture saranno un fattore chiave per rispondere a questa domanda.

CARTINA III.4 PROGETTI GNL NEL CONO SUD

Produzione GNL nel Cono Sud 6 Progetti GNL in corso o in fase di pianificazione



Fonte: Sylvie D'Apote, Cambridge Energy Research Associates (CERA).

3.2.4 I prezzi del gas naturale: verso un nuovo equilibrio nei mercati dell'America Latina

I meccanismi di formazione dei prezzi del gas naturale rispondono ad una logica che permette che questa fonte di energia possa penetrare nei mercati di consumo, sostituendo in generale altre fonti di energia. Una volta che il sistema adotta il gas naturale, le sue caratteristiche di combustibile pulito e flessibile gli conferiscono un valore aggiunto che lo rende molto apprezzato dai consumatori. Tuttavia, per mantenere la propria competitività, il gas naturale deve mantenere per lunghi periodi di tempo prezzi inferiori a quelli dell'energia che sostituisce oltre alla garanzia di forniture costanti ed affidabili.

Questa logica ha permesso la formazione nella Regione di importanti mercati di consumo di gas naturale, che per il loro consolidamento devono confrontarsi con le limitazioni citate nel precedente paragrafo: ciò significa che il prezzo deve assicurare all'altra estremità della catena di rifornimento gli investimenti indispensabili per lo sviluppo dei giacimenti e per la costruzione di infrastrutture per il trasporto e la distribuzione.

Nella definizione dei prezzi tra offerta e consumo si distribuisce la rendita gasifera che risponde di volta in volta alle caratteristiche del mercato: se l'offerta è in eccesso, seguirà una logica di *net-back* e dedurrà dal prezzo dell'energia che sostituisce i costi fino ad arrivare all'estrazione; in caso contrario, sarà il produttore che cercherà di accaparrare la maggior parte della rendita disponibile.

Nel 2007 l'analisi delle metodologie di formazione dei prezzi nei vari mercati del mondo in funzione delle caratteristiche dei contratti e del mercato di gas naturale ha dato i seguenti risultati:

- a) prezzi del gas naturale indicizzati secondo un paniere di greggio (20%, caratteristico dei mercati europei e asiatici);
- b) prezzi che seguono una logica di concorrenza gas vs. gas (32%, mercati degli Stati Uniti, Canada e Regno Unito);
- c) monopoli bilaterali (8%, paesi dell'ex blocco sovietico);
- d) regolazioni politiche e sociali (9%), regolazioni al costo del servizio (3%), *net-back* dei prodotti finali (1%), regolazioni al di sotto del costo (26%, in generale nei paesi produttori)⁶⁶.

I meccanismi di formazione dei prezzi in America Latina presentano una distribuzione differente da quella osservata nella media mondiale, poiché nella Regione

⁶⁶ "Prezzi e Competitività del Gas Naturale" Zevi Kann, 12° Seminario sul Gas Naturale e il Petrolio, Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), novembre 2009, Rio de Janeiro.

prevalgono i prezzi fissati in base a regolazioni politiche e sociali (48,3%); seguono

i prezzi determinati da aggiustamenti legati all'evoluzione di un paniere di greggi che rispondono ai contratti tra Bolivia e Brasile e Bolivia e Argentina (19,5%); ci sono poi i prezzi formati in base a criteri *net-back* con la fonte d'energia sostituita (11,4%); alla fine della scala si collocano i prezzi fissati in base alla concorrenza gas vs. gas (8,3%) e quelli che rispondono a regolazioni basate sul costo del servizio (8%)⁶⁷.

Come abbiamo visto nei punti precedenti, i prezzi che si praticano in America Latina rispondono ad una grande diversità di realtà nazionali e in molti casi possono essere associati ai meccanismi citati precedentemente.

Nella tabella III.9 si possono osservare i prezzi registrati in alcuni paesi della Regione tra il 2006 e il 2009, dove coesistono diversi sistemi per la determinazione dei prezzi. Si osserva che i prezzi che ricevono i produttori del Brasile e della Bolivia sono superiori a quelli dell'Argentina o del Perù, mentre la Colombia si trova in una situazione intermedia rispetto a questi paesi.

TABELLA III.9
EVOLUZIONE DEI PREZZI AL PRODUTTORE IN ALCUNI PAESI
DELLA REGIONE

	2006	2007	2008	2009
Prezzo WTI (US\$/barile)	66,14	72,66	99,51	61,93
Prezzo Henry Hub (US\$/barile)	6,72	7,00	8,88	4,15
Prezzi al produttore				
Argentina	1,19	1,41	1,61	1,76
Brasile	4,07	5,58	6,91	6,2
Bolivia	3,18	3,44	5,42	4,31
Colombia	3,05	2,85	4,55	3,77
Perù	1,6	1,68	1,75	1,84

Fonte: Zevi Kann, *World Gas Congress*, Buenos Aires, 2009, in op. cit.

Nella tabella III.10 si possono osservare i prezzi nei settori “residenziale e industriale” in un gruppo di paesi della Regione. Vanno sottolineate le grandi disparità esistenti e ciò pone seri interrogativi circa le possibilità di raggiungere accordi di integrazione regionale a medio termine: in effetti, meccanismi così diversi nella forma-

⁶⁷ “Mecanismos actuales en la formación de precios de gas”, Revista Petrotecnia, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), octubre 2009, Buenos Aires, Argentina.

zione dei prezzi nazionali fanno pensare che non ci siano molte probabilità che la Regione tenda verso un punto di equilibrio che possa agevolare il commercio intra-regionale multilaterale.

TABELLA III.10
EVOLUZIONE DEI PREZZI AL CONSUMO RESIDENZIALI
E INDUSTRIALI

Prezzi gas naturale settore consumatori				
Paesi	Residenziale		Industriale	
	1998	2006	1998	2006
	US\$/Mbtu	US\$/Mbtu	US\$/Mbtu	US\$/Mbtu
Argentina	7,95	3,54	4,83	2,22
Bolivia	8,19	7,27	1,90	2,25
Brasile	3,45	15,72	4,25	15,72
Cile	2,26	29,87	2,26	14,41
Colombia	6,98	8,67	4,58	9,01
Messico	6,88	18,81	3,37	12,74
Perù	0,00	13,59	0,00	7,01
Venezuela	3,31	2,27	0,69	0,68

Fonte: Organización Latinoamericana de Energía, Rapporto di Statistica Energetica 2007, Quito.

È chiaro che paesi produttori come l'Argentina, la Bolivia e il Venezuela hanno privilegiato una politica di contenimento dei prezzi del gas naturale al consumo (nel primo caso dopo la crisi economica del 2002), mentre paesi importatori come il Brasile e il Cile hanno subito i contraccolpi dell'aumento dei prezzi dell'energia, delle condizioni contrattuali e dell'affidabilità degli approvvigionamenti energetici, che hanno avuto ripercussioni sui consumatori.

Si osserva altresì che il Messico ha subito un contraccolpo importante dalla particolare situazione degli approvvigionamenti e da una logica di formazione dei prezzi del gas naturale più simile a quella di un paese importatore che a quella di un produttore autosufficiente.

La Colombia e il Perù, essendo paesi produttori, sembrano seguire una logica dei prezzi più legata alle possibilità del commercio internazionale e alla decisione di attrarre capitali esteri per sviluppare le proprie industrie di gas naturale.

In questo contesto è interessante tracciare una sintesi dell'integrazione regionale che definisce questo processo come un obiettivo lontano, che in passato ha compiuto scarsi progressi e si è concentrato su sforzi sostanzialmente circoscritti alla costruzione di interconnessioni bilaterali nel settore del gas e dell'energia elettrica, senza arrivare a costituire un vero e proprio mercato regionale.

Le iniziative emisferiche hanno avuto scarso successo e lo stesso si è verificato con i tentativi di giungere ad accordi multilaterali. Sono stati invece privilegiati gli accordi bilaterali che possono essere i precursori di un mercato regionale che comunque non sembra possa realizzarsi nel medio termine⁶⁸.

3.3 Conclusioni: le lezioni apprese

L'America Latina è una regione dotata di abbondanti risorse naturali e in particolare di riserve comprovate di gas naturale e di petrolio, che hanno un'importanza relativa nel contesto internazionale.

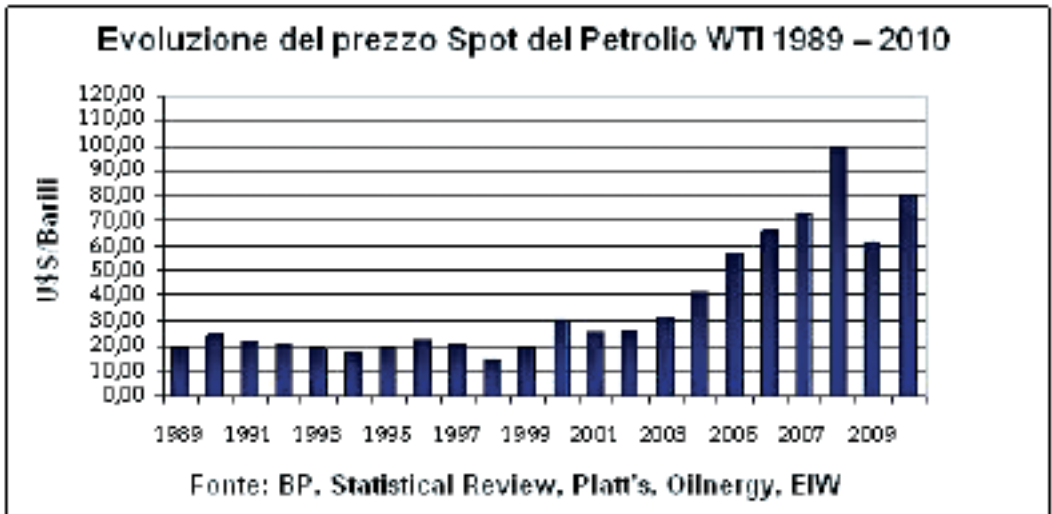
L'evoluzione delle riserve comprovate di petrolio riflette una crescita importante negli ultimi 30 anni, nonostante in alcuni paesi della Regione, come il Messico e l'Argentina, si siano registrate flessioni in termini assoluti.

L'esistenza di petrolio non convenzionale in Venezuela – in particolare di petroli pesanti nella Fascia dell'Orinoco – e in Brasile di petroli di alta qualità nell'*off-shore* profondo aumentano le aspettative di questi paesi quanto alla produzione di ricchezza associata allo sfruttamento di queste risorse. Se fossero confermati i volumi delle riserve che si presume esistano in questi due paesi, il Venezuela si trasformerebbe nella seconda potenza petrolifera mondiale e il Brasile nell'ottavo paese petrolifero del mondo.

Queste possibilità si vanno confermando in considerazione dell'aumento dei prezzi del petrolio, che, al di là delle cifre registrate nel 2008 (vedi grafico III.18), continueranno probabilmente a crescere ad un ritmo medio di 10 dollari al barile l'anno: aumento che è la conseguenza della crescente scarsità di questa fonte energetica, che per soddisfare la domanda costringe a ricorrere a processi e a tecnologie sempre più costosi, facendo diventare redditizio lo sfruttamento di risorse che prima non lo era.

⁶⁸ Altomonte, Hugo: "Escenario de las Relaciones Diplomáticas Propuestas para la Integración Energética y para garantizar la cercanía entre los países de América del Sur". Gas Summit 2009, Rischi dell'Integrazione Energetica, San Paolo del Brasile, Maggio 2009.

GRAFICO III.18
EVOLUZIONE DEL PREZZO SPOT DEL PEROLIO WTI (1989-2010)



Di fronte a questa realtà i paesi dell'America Latina produttori di petrolio mantengono quasi tutti il predominio dello stato sulla proprietà e sullo sfruttamento di queste risorse, mediante un quadro normativo di fondo e il consolidamento delle imprese nazionali, nonché appropriandosi della maggior parte dei proventi generati da queste attività che in alcuni casi sono utilizzati per fini politici e sociali.

Nei paesi in cui sta diminuendo la disponibilità di questa risorsa, come nel caso del Messico, possono esserci conseguenze sul flusso dei capitali internazionali necessari per lo sviluppo delle attività: viceversa, nei casi in cui ci sono ampie prospettive economiche per le quantità in gioco si rivela la presenza delle grandi *Majors* multinazionali e delle compagnie petrolifere nazionali (NOC's) di paesi come l'Iran, l'India, la Cina e la Russia che in passato erano assenti dal continente.

Nell'attuale decennio si sono inserite nell'industria petrolifera dell'America Latina imprese di paesi che tradizionalmente hanno avuto scarsi rapporti con la Regione: si tratta di un dato geopolitico nuovo, che pone interrogativi sul futuro circa il successo o il fallimento di queste nuove attività e circa la capacità di adattamento di queste imprese alla cultura e alla struttura sociale dei paesi latinoamericani.

Un altro dato rilevante nello scenario petrolifero dell'America Latina è lo scarso successo in termini oggettivi delle politiche di liberalizzazione applicate negli anni Novanta.

In alcuni casi il processo si è invertito – come in Bolivia, Venezuela, Ecuador e

in misura minore in Brasile – e nei paesi in cui questo processo è stato mantenuto non si sono verificati risultati apprezzabili, come si può osservare in Argentina e in Colombia.

Il caso di maggiore successo di queste politiche liberali nel settore degli idrocarburi in America Latina è quello del Perù, che ha liberalizzato l'industria petrolifera adottando regole del gioco estremamente chiare. Tuttavia, le risorse del Perù sono relativamente limitate e l'interrogativo riguarda la loro evoluzione nel caso di scoperta di grandi giacimenti.

Per quanto riguarda l'industria del gas naturale, tutte le proiezioni mostrano una crescita importante dei mercati nazionali e di conseguenza un ampio sviluppo del commercio internazionale.

A partire dalla crisi energetica in Argentina anche la geopolitica del gas naturale ha subito modifiche in America Latina.

Le decisioni unilaterali dell'Argentina hanno provocato una perdita di fiducia considerevole nei processi di integrazione fisica regionale in materia di gas naturale. L'alternativa per diversificare le fonti e per assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti è stata trovata nell'importazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL). Di fronte alla necessità di approvvigionare i mercati nazionali sono stati proposti numerosi progetti e investimenti, alcuni dei quali sono in via di realizzazione.

Come conseguenza dell'introduzione sul mercato del GNL, la fornitura di gas naturale ha subito rincari, ma la struttura regionale dei prezzi rimane assai diversificata e non permette di osservare una tendenza verso l'equilibrio: tendenza che da un lato agevolerebbe lo sviluppo dei mercati nazionali e dall'altro stimolerebbe il flusso di denaro necessario per alimentare gli investimenti sul versante dell'offerta.

Si calcola che fino al 2030 sarebbero necessari 280 miliardi di dollari per sostenere la crescita della domanda.

Nell'industria del gas naturale inizia a porsi un interrogativo, legato al rapido sviluppo della produzione di gas non convenzionali. Questi gas hanno avuto un successo inatteso in America del Nord (Stati Uniti e Canada) e hanno trasformato le prospettive dell'industria del gas nel mondo, generando eccedenze nel sistema del commercio internazionale e di conseguenza riduzioni nel prezzo del gas naturale sui mercati regionali.

In America Latina è ancora incipiente l'applicazione di tecnologie in grado di sfruttare i gas intrappolati in strati rocciosi compatti (*tight gas*), i gas contenuti in strutture geologiche scistose (*shale gas*) o altre possibilità, che permettano di ampliare con queste risorse non convenzionali la frontiera delle riserve comprovate di gas naturale.

Queste possibilità appartengono ad un orizzonte a medio e lungo termine.

In una prospettiva più vicina l'integrazione energetica in materia di gas naturale mostra scarsi progressi: gli accordi multilaterali, volti a costituire un mercato regionale, sono ancora poco maturi mentre gli accordi bilaterali, che potrebbero avere un certo carattere di urgenza, risultano di difficile attuazione. In questo senso il caso più chiaro riguarda l'aumento delle esportazioni di gas naturale dalla Bolivia verso l'Argentina.

Tenuto conto della mancata applicazione degli accordi sottoscritti dalle imprese fornitrici dell'Argentina con i propri compratori in Cile e in Brasile, è difficile stabilire quando si potrà ripristinare la fiducia in ambito regionale. La sicurezza degli approvvigionamenti e la riduzione del livello di vulnerabilità nei confronti dei fornitori sono diventate le priorità da rispettare nel commercio internazionale del gas naturale, quando si tratta di prendere decisioni sugli investimenti possibili in campo energetico e in particolare nell'industria del gas naturale.

CAPITOLO IV

I PROGRESSI DELLA REGIONE NELLE ENERGIE RINNOVABILI⁷⁰

Negli ultimi anni sono stati compiuti nella Regione alcuni progressi nel settore delle fonti di energia rinnovabile, tanto in materia di normativa quanto nell'attuazione dei progetti.

In ambito legislativo sono state approvate interessanti leggi e regolamenti (vedi tabella IV.1).

TABELLA IV.1
DISPOSIZIONE LEGISLATIVE PER LA PROMOZIONE
DELLE ENERGIE RINNOVABILI NEI PAESI DELLA REGIONE

Paesi	Legge	Anno	Meccanismi – Incentivi
Argentina	Legge 26190	2006	Configura un fondo fiduciario delle energie rinnovabili, che sarà amministrato e gestito dal Consiglio Federale dell'Energia Elettrica: si prevede una remunerazione fino a 1,5 cents US\$/Kwh per l'eolico, il solare, le biomasse e la geotermia.
Brasile	Legge 10438/02 (PROINFA)	2002	Incentivi diretti affinché le centrali termoelettriche di biomasse, eoliche e di piccoli impianti idroelettrici si colleghino con la rete nazionale.
Cile	Legge 20257	2008	Introduce modifiche alla "legge generale dei servizi elettrici" incorporando un minimo di produzione di energia rinnovabile (5%) per gli operatori elettrici (sistema "Renewable Portfolio Standard").
Colombia	Legge 697 - 2001	2001	Crea il programma "PROURE", per la promozione dell'uso razionale dell'energia e delle energie non convenzionali.
Ecuador	Regolamento 004/04	2005	Regola le operazioni delle unità di generazione di energia rinnovabile che si installano nel paese, nonché parametri per la fissazione delle tariffe (sistema "feed-in tariff").

⁷⁰ Aggiornamento del documento "Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe", Cepal 2004.

Paesi	Legge	Anno	Meccanismi – Incentivi
Guatemala	Decreto 52-2003	2003	Incentivi economici e fiscali
El Salvador	Legge “LIF-FER” 2007	2007	Esenzione per 10 anni dal pagamento delle imposte per progetti inferiori a 10 MW di capacità di generazione. Creazione di un fondo di rotazione per lo sviluppo delle energie rinnovabili (FOFER), che concede crediti blandi, garanzie e assistenza per il finanziamento di studi di fattibilità.
Messico	Legge “LAFRE”	(in fase di approvazione)	Crea un trust di 55 milioni di dollari l’anno, affinché le energie rinnovabili raggiungano il 12% della produzione nazionale nel 2012.
Nicaragua	Legge 532	2005	Stabilisce un periodo di 10 anni per la concessione di vantaggi tributari alle imprese investitrici. Garantisce una retribuzione per l’energia da fonti rinnovabili tra 5,5 e 6,5 centesimi di dollaro /Kwh.
Perù	Decreto Legislativo 1002	2008	Introduce “bonus” per le rinnovabili sulle tariffe dell’energia elettrica per garantire una redditività minima (12%) ai produttori di rinnovabili.
Rep. Dominicana	Legge 57-07	2007	Garantisce l’esenzione del 100% dal pagamento di imposte sui macchinari, attrezzature e accessori importati da imprese o persone fisiche; prevede l’esenzione per 10 anni dalle imposte sul reddito alle imprese.
Uruguay	Decreto 77/006	2006	Autorizza l’Amministrazione Nazionale delle Centrali e delle Trasmissioni Elettriche dell’Uruguay (UTE) a concludere contratti speciali di compravendita di energia con fornitori nazionali che producano energia a partire da una fonte eolica, di biomasse o di piccole centrali idroelettriche.

Fonte: Elaborazione propria sulla base delle informazioni dei singoli paesi.

Dall’analisi della tabella IV.1 si desume che nei paesi della Regione le leggi e gli altri provvedimenti normativi per la promozione delle energie rinnovabili sono posteriori al 2002, ossia al momento in cui il prezzo del petrolio – dopo un periodo di relativo equilibrio – ha iniziato ad attestarsi su valori superiori ai 50 dollari al barile.

È interessante notare che solo cinque paesi (Argentina, Brasile, Ecuador, Nicaragua e molto recentemente il Perù) hanno deciso di concedere alle energie rinnovabili incentivi economici diretti come bonus, sussidi o prezzi fissi promozionali del tipo “*feed-in-tariff*”.

Gli altri paesi hanno optato per incentivi di tipo fiscale o indiretto (creazione di programmi e/o di trust, elaborazione di schemi del tipo “*renewable portfolio standard*” in base a quote garantite di mercato).

4.1 Rinnovabilità vs Sostenibilità delle fonti energetiche

4.1.1 Precedenti

I concetti di “rinnovabilità” e “sostenibilità” dell’energia costituiscono un tema ampiamente dibattuto. Tenuto conto dell’analisi concettuale svolta in questa materia – ed avviata dalla CEPAL all’inizio del decennio in corso – il presente documento presenta la rinnovabilità come una caratteristica delle fonti energetiche, mentre la sostenibilità si riferisce all’utilizzo delle diverse fonti energetiche (CEPAL, 2004).

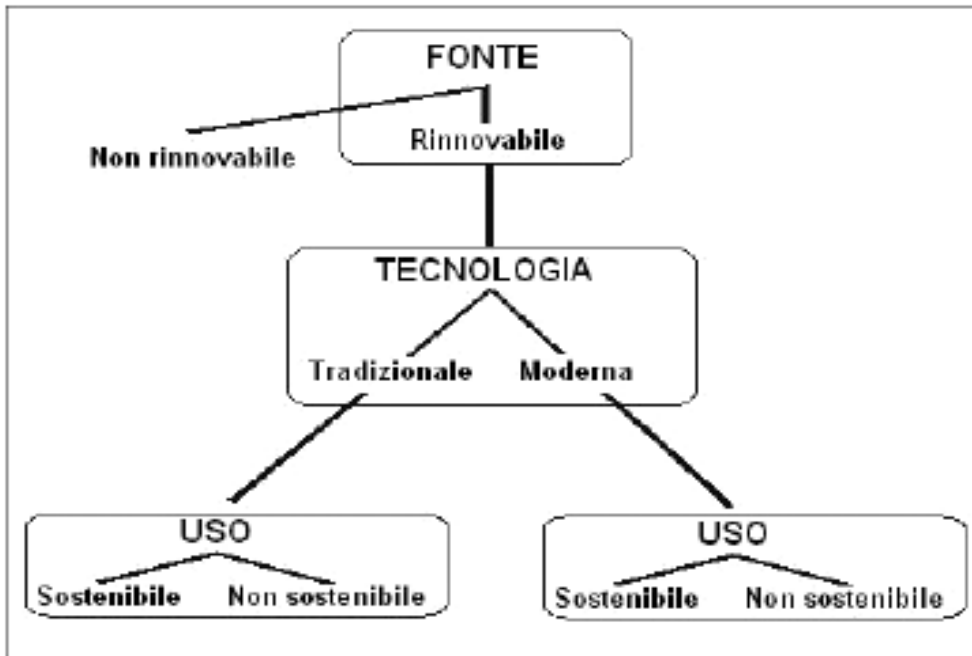
Sebbene nel documento non ci sia una classificazione della biomassa in “moderna” e “tradizionale”, è frequente trovare tale denominazione, che si riferisce sia alla tecnologia utilizzata per l’estrazione della dendroenergia sia al suo utilizzo finale. In questo modo l’uso (o la tecnologia) tradizionale si pone in rapporto con l’energia della biomassa destinata al riscaldamento e alla preparazione dei cibi nelle case, mentre l’utilizzo moderno si riferisce alla biomassa destinata alla generazione di elettricità e di vapore, e/o alla produzione di biocombustibili.

La porzione non sostenibile della biomassa è composta sostanzialmente dalla legna proveniente dalla deforestazione. La biomassa sostenibile include residui animali, vegetali, urbani, oltre alla legna ottenuta in modo sostenibile.

Ad esempio, è possibile ottenere legna attraverso:

- La raccolta di rami secchi e a volte in occasione delle patate;
- Il taglio degli alberi ad un tasso inferiore a quello della rigenerazione naturale;
- Il taglio degli alberi seguito dalla piantagione delle specie tagliate.

La proposta concettuale della CEPAL si può presentare nel seguente modo:



Fonte: Elaborato da CEPAL, 2003.

Nei paesi scandinavi, ad esempio, si può affermare che tutta la legna bruciata per soddisfare il consumo residenziale è sostenibile. Questo certamente non accade nei paesi in via di sviluppo, in particolare in alcuni paesi latinoamericani dove la biomassa da legna svolge fra l'altro un ruolo importante nell'offerta totale di energia (OTE). Di fatto, come si vedrà in seguito, in alcuni paesi dell'America Centrale il contributo della legna supera il 40% dell'offerta totale di energia (OTE).

4.1.2 Metodologia utilizzata nello studio

La "Piattaforma di Brasilia" sulle energie rinnovabili – firmata da 21 paesi della Regione nell'Ottobre 2003 a Brasilia – fissava non solo la soglia del 10% per la partecipazione delle fonti rinnovabili nella Regione, ma stabiliva anche come calcolare la partecipazione delle fonti rinnovabili nel consumo totale di energia⁷¹. Nel

⁷¹ Al punto 1 dell'Accordo di Brasilia, i paesi accettano di: "...Favorire il raggiungimento dell'obiettivo dell'iniziativa Latinoamericana e Caraibica per lo Sviluppo Sostenibile e cioè di far sì che nel 2010 la regione, considerata nel suo insieme, utilizzi almeno un 10% delle energie rinnovabili del consumo totale energetico, sulla base di sforzi volontari e tenendo in considerazione la diversità delle situazioni nazionali. Tale percentuale potrebbe essere aumentata da quei paesi o da quelle subregioni che desiderino farlo in forma volontaria,"...

presente lavoro, tuttavia, si è scelto di calcolare questa frazione sull'offerta totale. Se la partecipazione fosse stata calcolata sul consumo, dal punto di vista metodologico:

- non sarebbero state incluse le perdite di trasformazione o almeno il calcolo sarebbe stato molto più complesso per quelle fonti che provengono da un processo di trasformazione (ad esempio, il caso del carbone vegetale prodotto a partire dalla legna) o da più processi di trasformazione (tale è il caso dell'energia elettrica prodotta con diesel o olio combustibile);
- Sarebbe stata omessa la quantificazione delle perdite, pari a circa il 50%, dell'offerta di carbone dalla legna trasformata in carbone vegetale;
- Non ci si sarebbe accorti delle perdite nei sistemi di trasmissione dell'elettricità e del trasporto dei derivati (polidotti, camion, altri) e di quelle della distribuzione elettrica e della commercializzazione dei derivati.

Per poter procedere al calcolo della partecipazione delle fonti rinnovabili si è preferito fare riferimento all'offerta totale di energia (OTE) misurata come segue:

$$OTE = OTE \text{ primaria} + OTE \text{ secondaria} - \text{produzione di energia secondaria}$$

Questo metodo di calcolo si adatta meglio agli obiettivi previsti nella piattaforma in quanto:

- Dà conto della pressione a cui sono sottoposte le risorse non rinnovabili di un paese, nonché della partecipazione reale delle risorse rinnovabili;
- Include tutto il flusso fisico del sistema di approvvigionamento;
- Nel caso dei paesi importatori di derivati, se ne quantifica il contributo in un modo più vicino alla realtà;
- Nel caso dei paesi esportatori, si prende in considerazione la pressione sulle risorse, dato che nell'equazione del calcolo dell'offerta totale si considera la pressione che esercitano le esportazioni nella produzione di energia primaria.

Come in tutti i casi vincolati alla contabilità energetica, si devono osservare alcune convenzioni. Per chiudere l'equazione dell'offerta, nel caso dei paesi con interscambio di energia elettrica bisognerebbe contabilizzare anche il saldo commerciale e le corrispondenti variazioni.

Nel presente lavoro è stata adottata la seguente convenzione: se il saldo è positivo (ossia se le importazioni superano le esportazioni) si adotta il criterio secondo il quale questa fonte non genera impatti ambientali nel paese importatore. Per non causare un aumento di partecipazioni fittizie delle fonti rinnovabili nel paese analizzato,

questo saldo si somma alle altre fonti. In caso contrario, bisognerebbe analizzare il bilancio del centro di trasformazione e l'origine della produzione elettrica. Ad esempio, nel caso del Paraguay, il 100% delle esportazioni riguarda l'energia idroelettrica e quindi il dato va assegnato a questa fonte. Nel caso delle esportazioni basate sul settore termico si fa riferimento alla quota di ogni combustibile nella generazione di energia. In questo modo non risulta alterato il contributo delle varie fonti, rinnovabili o fossili.

4.1.3 Il modello proposto

Dato che le statistiche mondiali di energia non fanno ancora una distinzione tra le frazioni rinnovabili e quelle non rinnovabili della biomassa, risulta molto difficile calcolare in un paese la quantità di energia disponibile per l'offerta e per il consumo che possa effettivamente essere considerata rinnovabile, in particolare se si fa riferimento al problema della "sostenibilità" della biomassa legnosa.

A questo riguardo il Ministero delle Attività Minerarie e dell'Energia del Brasile ha proposto un modello basato sul consumo settoriale, disponibile nel Bilancio Energetico Nazionale (BEN) e nelle informazioni dell'Istituto Brasiliano di Geografia e Statistica (IBGE). A partire da questi consumi, sono state imputate "frazioni di rinnovabilità" secondo i settori o sotto-settori del consumo di legna. Secondo questo schema, le percentuali dell'uso della legna di origine rinnovabile in Brasile nei vari settori sono:

- Agricoltura 74%
- Carbone vegetale 71%
- Residenziale 90%
- Industria (carta) 100%
- Industria (ceramica e alimenti) 44,5%
- Industria (altri usi) 0%

In un primo momento sono state adottate queste percentuali come punti di riferimento per la separazione delle categorie della biomassa legnosa in "sostenibile" e "non sostenibile". Con questa prima approssimazione si è voluto focalizzare la discussione su una "metodologia minima" per i paesi dell'America Latina, prendendo in considerazione le peculiarità locali. Sulla base di questa metodologia, d'ora in avanti si utilizzerà il termine "frazioni di sostenibilità" della biomassa.

Concettualmente, questa metodologia è basata sulla verifica dei dati tra:

- I bilanci nazionali a partire dai dati dei Ministeri o Segreterie dell'Energia dei vari paesi e dalle informazioni dell'Organizzazione Latinoamericana dell'Energia (OLADE);

- Le informazioni settoriali nazionali (dati di enti nazionali incaricati di elaborare statistiche in vari campi di applicazione, come nel caso delle risorse forestali, dell'industria, ecc.).

L'esattezza del calcolo delle "frazioni di sostenibilità" è tanto più importante (in termini di analisi "politica" delle informazioni) quanto maggiore è la partecipazione della legna nell'offerta energetica di un paese. In tal modo i paesi centroamericani e Haiti ad esempio – paesi fortemente dipendenti dalla legna nella loro matrice energetica – saranno i più colpiti in termini di esattezza del calcolo della "biomassa sostenibile": trattandosi sostanzialmente di legna potrebbe denominarsi "dendroenergia sostenibile".

Un'analisi rigorosa dovrebbe prendere come punto di riferimento la metodologia proposta dal Brasile, adattarla alle specificità e alle informazioni disponibili nei vari paesi della Regione e applicarla, basandosi sulle verifiche e sul controllo dei dati provenienti dai bilanci energetici nazionali e dalle informazioni settoriali di ciascun paese. Questo procedimento è stato applicato nel presente studio.

4.1.4 Categorie delle fonti di energia rinnovabile

Sulla base delle informazioni e delle categorie precedentemente citate, il presente lavoro si propone di quantificare il contributo delle diverse categorie di fonti rinnovabili all'offerta totale di energia (OTE) di ogni paese della Regione.

Tra le fonti rinnovabili considerate vanno menzionate le seguenti:

- Idroenergia (in grande e piccola scala, 100% rinnovabile).
- Geotermia (100% rinnovabile).
- Dendroenergia sostenibile: porzione della biomassa legnosa sostenibile, utilizzata per l'energia residenziale, industriale, agrozootecnica e il carbone vegetale (100% rinnovabile).
- Bioenergia sostenibile non collegata con la legna. È il caso degli agrocombustibili (prodotti da canna ed altri residui di biomassa) e dei sottoprodotti di origine urbana (resti organici) (100% rinnovabile).
- Altre tecnologie rinnovabili (fonti di energia eolica e fotovoltaica) (100% rinnovabili).

Fuori dalla categoria delle fonti rinnovabili e insieme agli idrocarburi, all'energia nucleare e al carbone minerale resterebbe quella porzione di biomassa o di dendroenergia considerata non sostenibile, ossia quella parte di legna proveniente da processi di deforestazione (espansione della frontiera agricola, uso di legname illegale) e quindi non sostenibile.

4.2 Il Contributo delle energie rinnovabili nell'offerta totale di energia in America Latina e nei Caraibi.

Sulla base della concettualizzazione precedentemente presentata, è stato condotto un lavoro di riordino dei dati provenienti da 26 paesi dell'America Latina e dei Caraibi riguardanti l'anno 2008. Sono stati analizzati i dati disaggregati per ogni paese, tanto individualmente quanto a livello sub-regionale.

Il raggruppamento di paesi nelle subregioni, considerate nel presente lavoro, obbedisce a ragioni di disponibilità delle informazioni (secondo quanto stabilito dal Sistema di Informazione Energetica dell'OLADE), nonché all'appartenenza di ciascun paese a spazi geoeconomici comuni.

Sono state così definite le seguenti subregioni:

- America Centrale: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica e Panamá.
- Caraibi Sub Zona 1: Suriname, Guyana, Barbados, Trinidad y Tobago, Jamaica e Granada.
- Caraibi Sub Zona 2: Haiti, Cuba e Repubblica Dominicana.
- Comunità Andina: Venezuela, Colombia, Ecuador, Perù e Bolivia.
- Mercosur ampliato: Brasile, Argentina, Paraguay, Uruguay e Cile.

Per la loro dimensione e per le specificità dei rispettivi sistemi energetici, il Messico e il Brasile sono a volte analizzati a parte.

Nel caso della sottoregione dei Caraibi vanno presi in considerazione due aspetti:

- a) tutti i paesi analizzati offrono informazioni al SIEE dell'OLADE e ciò garantisce l'omogeneità nel trattamento comparativo delle informazioni;
- b) sono state disaggregate due unità di analisi (Caraibi 1 e 2), date le differenze esistenti fra queste due aree nella dotazione di risorse naturali e nell'ambito socioeconomico.

In prima battuta è stata fatta un'approssimazione di disaggregazione delle fonti rinnovabili e non rinnovabili, con particolare riferimento alla "parte sostenibile" della biomassa, applicando il metodo proposto dal Brasile.

L'analisi della partecipazione delle fonti rinnovabili per subregioni si propone di evidenziare le potenzialità che presenta ogni singolo gruppo di paesi al fine di costituire una base sulla quale ipotizzare un aumento della partecipazione delle fonti rinnovabili nelle matrici energetiche nazionali e della Regione.

In tal modo agli sforzi di ogni paese per raggiungere risultati tendenti ad un maggiore utilizzo delle fonti di energia rinnovabile si possono sommare i risultati subregionali ottenuti mediante l'attuazione di alcune iniziative quali per esempio: interscambio tecnologico; cooperazione per l'assistenza alle comunità isolate; rag-

gruppamento delle matrici energetiche per raggiungere obiettivi minimi; sviluppo di metodi di contabilizzazione e di meccanismi di interscambio di certificati di energie rinnovabili.

Presentiamo qui di seguito, per ogni subregione, un'analisi dei risultati dello studio sul ruolo delle fonti rinnovabili nell'offerta totale di energia.

4.2.1 America Latina e Caraibi

La composizione dell'offerta totale di energia dell'America Latina e dei Caraibi (grafico IV.1) mostra che si tratta di una Regione con una dotazione equilibrata di risorse naturali fossili e rinnovabili.

Nel 2008 le riserve di petrolio (intorno ai 130 mila milioni di barili) rappresentavano l'11,28% del totale mondiale, concentrandosi principalmente in Venezuela (75%), Brasile (10%) e Messico (8%).

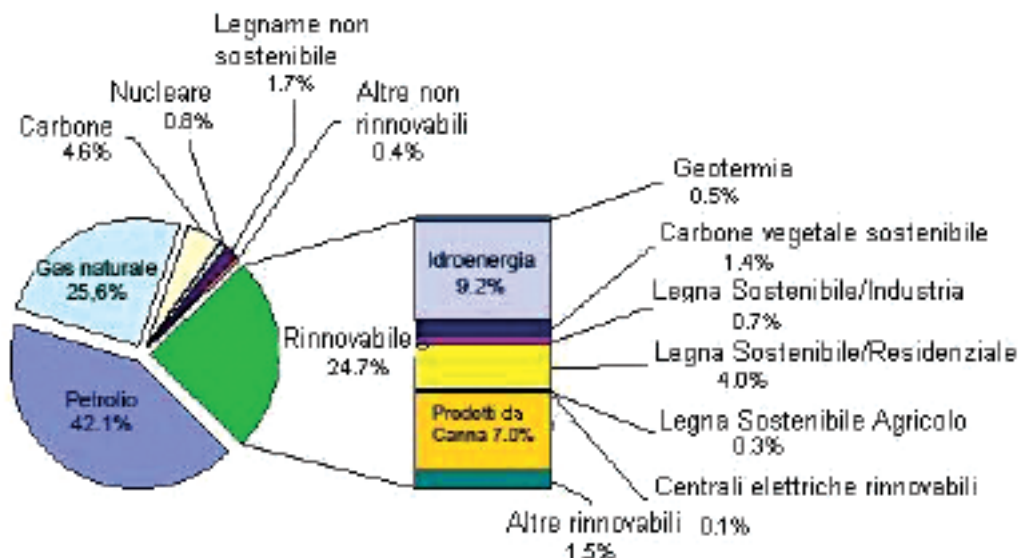
Quanto al gas naturale esso ha raggiunto negli ultimi anni una quota crescente nell'offerta totale. Nel 2008 è giunto a rappresentare il 25,6% dell'offerta di energia della Regione. Tale contributo si spiega attraverso lo sviluppo delle riserve della Regione, che rappresentano il 4,5% del totale mondiale e che sono concentrate in Venezuela (61%), seguito a grande distanza dalla Bolivia (9,6%), Trinidad y Tobago (7,2%) e Argentina (quasi il 6%) (vedi capitolo I).

Della capacità totale di 267 GW di cui disponeva la Regione nel 2008 il 52,4% corrisponde a fonti di energia idroelettrica, il 44,5% ad energia termoelettrica, l'1,6% all'energia nucleare (Messico, Argentina e Brasile) e appena lo 0,8% ad altre fonti non convenzionali, soprattutto impianti geotermici.

La quota delle fonti rinnovabili nell'Offerta Totale di Energia (OTE) rappresenta quasi un quarto con il 24,7%. Da sottolineare il contributo dell'idroenergia con circa il 10%, la legna con il 5% e i prodotti da canna con il 7%.

Il resto delle fonti di energia rinnovabile come altre biomasse (1,4%) e geotermia (0,5%) sono marginali. Il campo delle "altre rinnovabili" (energia eolica e solare) è contabilizzato in modo integrale in SIEE dell'OLADE e raggiunge cumulativamente l'1,5% dell'offerta totale di energia.

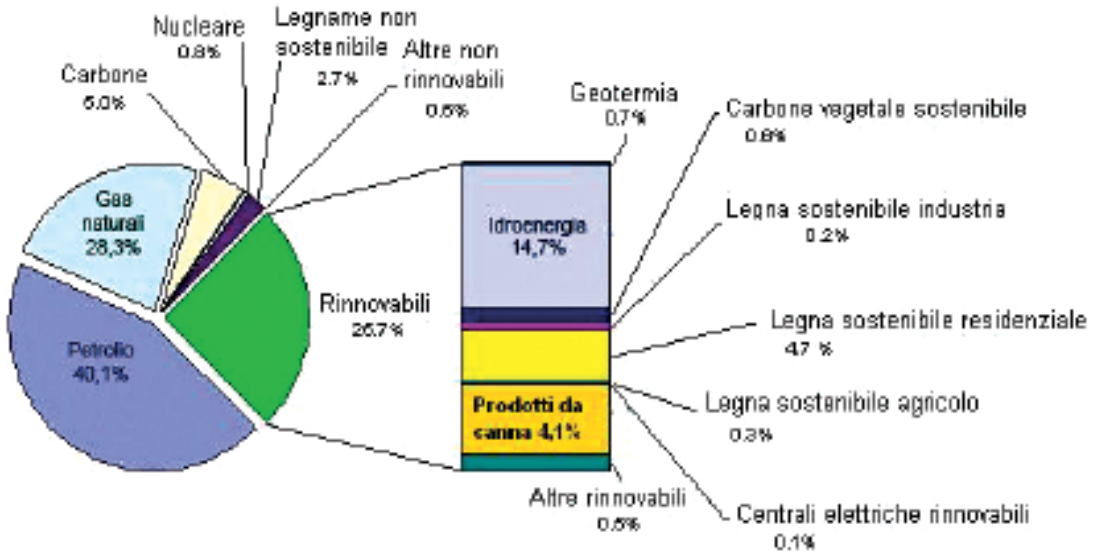
GRAFICO IV.1
AMERICA LATINA E CARAIBI: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



Fonte: Elaborazione propria sulla base dei dati dell'OLADE, 2009.

È importante sottolineare la tendenza decrescente nella Regione delle energie rinnovabili, se si mettono a confronto i dati disponibili con le informazioni SIEE/OLADE del 2002, sia nei loro valori di insieme (si registra un calo dell'1%) che nelle diverse fonti (vedi grafico IV.2).

GRAFICO IV.2
AMERICA LATINA CARAIBI: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2002)



Fonte: Elaborazione propria sulla base dei dati dell'OLADE, 2009.

A questo proposito è particolarmente significativo rilevare la forte riduzione dell'offerta di energia idroelettrica (dal 14,7% nel 2002 al 9,2% nel 2008). Ciò contrasta con un aumento moderato, anche se interessante, dei prodotti da canna e di altre fonti rinnovabili (eolica e solare).

4.2.2 America Centrale

La quota del petrolio nella OTE raggiunge il 43% a dimostrazione della rilevante dipendenza di questa sub-regione dal consumo di idrocarburi importati.

Ciò acquista particolare importanza quando si tratta di paesi importatori netti di idrocarburi. Solo il Guatemala ha una piccola produzione di petrolio che viene quasi completamente esportata.

Nel 2008 le importazioni di petrolio greggio hanno raggiunto la cifra di 16,6 milioni di barili, che si aggiungono ai 65,6 Mbbbl/all'anno di derivati.

Circa la distribuzione settoriale del consumo di idrocarburi, si osserva che l'80,8% è destinato ai consumi finali dell'industria, mentre il restante 19,2% è utilizzato per la produzione di elettricità.

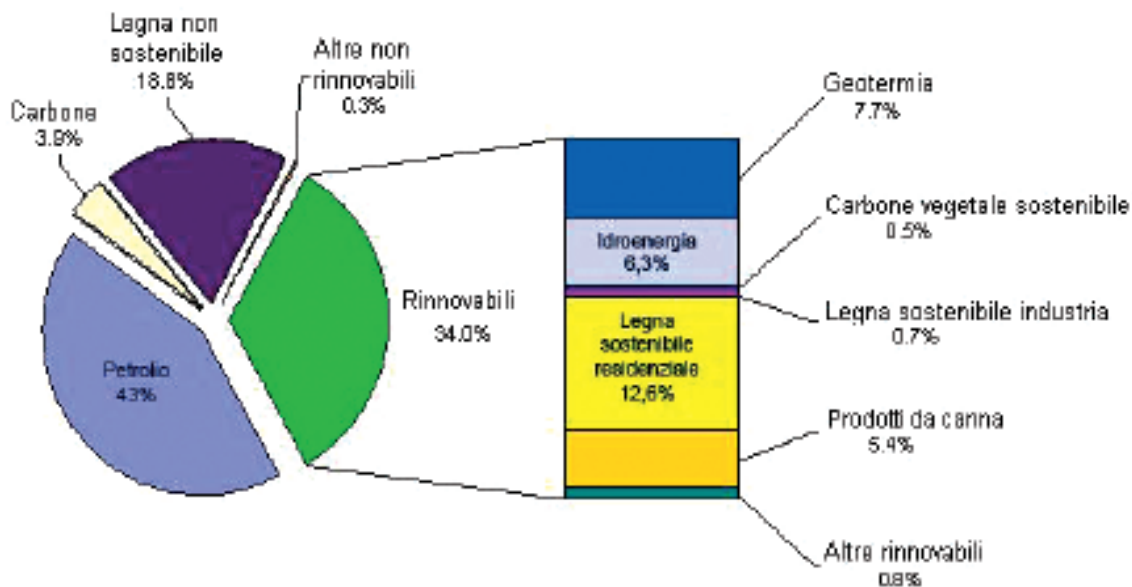
Nel 2008 la capacità installata di generazione di energia elettrica nell'Istmo Centroamericano è stata di 8.870 Mega Watt (MW), di cui 4.011 (45,2%) corrispon-

dono ad impianti termici, 3.797 MW a centrali idroelettriche (42,8%), 427 MW a impianti geotermici (4,8%) e 68 MW a centrali eoliche (0,8%). Del totale della produzione di quell'anno il 48,3% è stato fornito da fonti di energia rinnovabile (energia idroelettrica, eolica e geotermica).

Nella sub-regione centroamericana il contributo delle fonti rinnovabili all'offerta totale di energia è molto rilevante, superando un terzo (34%) (vedi grafico IV.3).

Va sottolineata, in particolare, la quota di biomassa non sostenibile (18,8%), che pone serie preoccupazioni circa l'efficienza e la sostenibilità dell'uso della legna nei paesi della Regione. Ciò dovrebbe promuovere lo sviluppo di progetti e di linee di ricerca su questo tema, che potrebbero essere proposti in diversi ambiti della cooperazione internazionale.

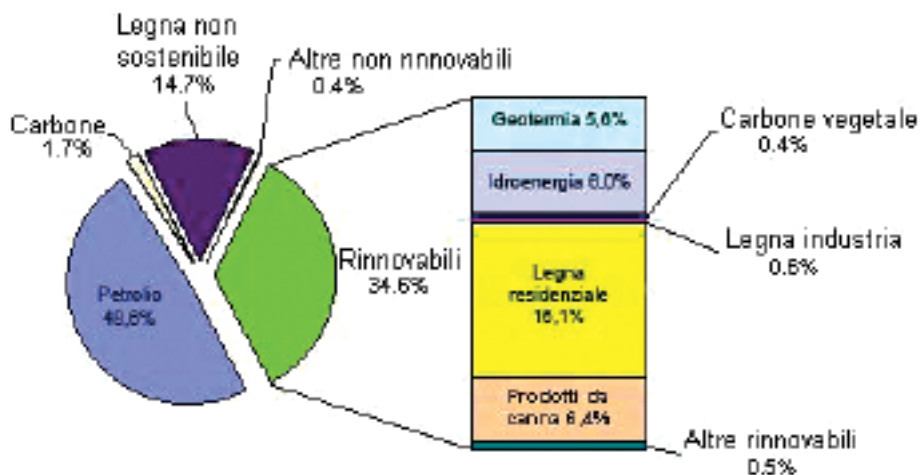
GRAFICO IV.3
AMERICA CENTRALE: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



Fonte: Calcolo effettuato autonomamente sulla base dell'OLADE, 2009.

Anche nel caso dell'America Centrale è importante evidenziare una lieve tendenza negativa delle energie rinnovabili nella sub-regione, rispetto alle informazioni relative al 2002, sia nei valori di insieme (in cui si registra un calo dello 0,6%) che nelle varie fonti.

GRAFICO IV.4
AMERICA CENTRALE: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2002)



Fonte: Calcolo autonomo sulla base dell'OLADE, 2009.

È interessante rilevare la riduzione dell'offerta della legna residenziale (dal 15,1% nel 2002 al 12,6% nel 2008) e dei prodotti da canna, in contrasto con un aumento moderato, anche se interessante, della geotermia e dell'idroenergia.

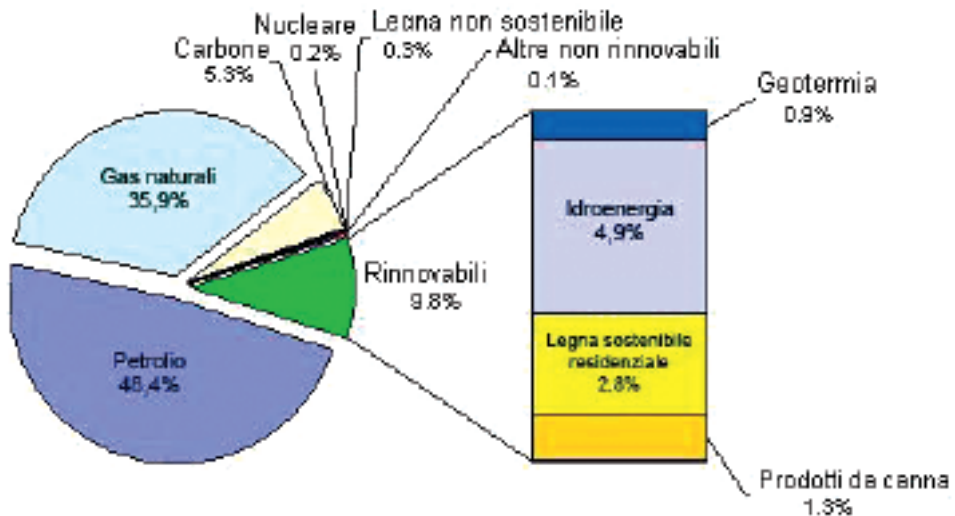
4.2.3 Messico

In Messico gli idrocarburi (petrolio e gas naturale) svolgono un ruolo fondamentale nell'offerta di energia del paese e raggiungono l'84% dell'OTE. Sebbene si collochi tra i maggiori produttori del mondo – con una produzione annuale di 1.1 mila milioni di barili – il Messico per soddisfare la propria domanda interna ricorre all'importazione di gas naturale.

Nel 2008 la capacità installata per la generazione di energia elettrica ha raggiunto i 53.800 MW, di cui più di 2.000 corrispondono all'autoproduzione e co-generazione. Quanto alla composizione e alla struttura del parco di generazione pubblica, vanno evidenziate l'energia termoelettrica con il 63,6% e quella nucleare con il 3,7%. Il restante 32,7% è formato dall'idroenergia (28,1%), dalla geotermia (2,8%) e marginalmente dall'energia eolica (vedi grafico IV.5).

Il contributo della totalità delle fonti rinnovabili all'offerta totale di energia è molto ridotto (9,8% della OTE) ed è lievemente al di sotto della soglia del 10% prevista dalla "Piattaforma di Brasilia".

GRAFICO IV.5
MESSICO: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



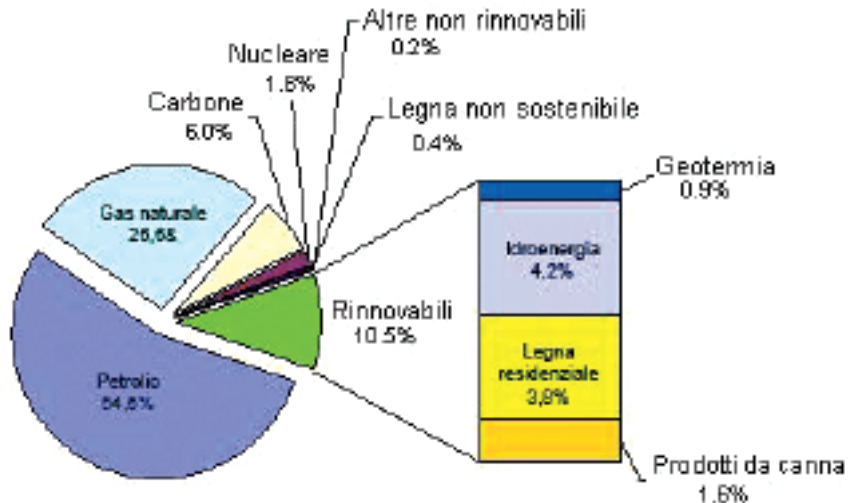
Fonte: Calcolo effettuato autonomamente sulla base dell'OLADE, 2009.

Tra le fonti di energia rinnovabili appare significativa l'offerta di idroenergia (4,9%), mentre la geotermia e la biomassa rinnovabile non legnosa (prodotti da canna) presentano percentuali poco apprezzabili (0,9% e 1,3% rispettivamente).

Il contributo della parte rinnovabile della legna è abbastanza ridotto (2,8%), poiché tale fonte viene utilizzata solamente per il consumo familiare. In termini percentuali, il contributo delle nuove tecnologie rinnovabili, come l'energia fotovoltaica ed eolica, è praticamente nullo, essendo ancora recenti gli sforzi ed i programmi destinati alla utilizzazione di queste fonti.

Anche nel caso del Messico è importante evidenziare una lieve tendenza negativa delle energie rinnovabili nella Regione, se paragonate alle informazioni relative al 2002 sia nei loro valori di insieme (che registrano un calo dell'1%) che nelle varie fonti (vedi grafico IV.6).

GRAFICO IV.6
MESSICO: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2002)



Fonte: Calcolo effettuato autonomamente sulla base dell'OLADE, 2009.

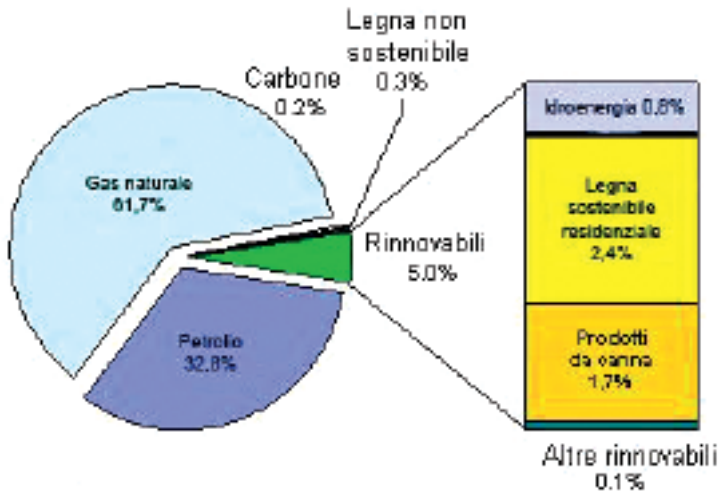
Risulta rilevante la riduzione dell'offerta di legna residenziale (da 3,8% nel 2002 a 2,8% nel 2008) e di idroeconomia. Viceversa, resta invariato il contributo della geotermia, nonostante il grande potenziale di risorse ad alta entalpia di cui dispone il paese.

4.2.4 Caraibi 1

In tutti i paesi di questa sub-regione, la dipendenza dagli idrocarburi è una delle più importanti (94,5 %) in confronto con altre sub-regioni dell'America Latina e dei Caraibi.

Data la dotazione di risorse naturali e lo scarso tempo trascorso per l'attuazione su scala commerciale di progetti sulle fonti di energia rinnovabile, il contributo delle fonti rinnovabili nell'offerta totale di energia è estremamente ridotto (5,0%). Esso è il più basso di tutta l'America Latina e dei Caraibi e si colloca molto al di sotto della soglia del 10% indicata dalla Piattaforma di Brasilia.

GRAFICO IV.7
CARAIBI 1: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



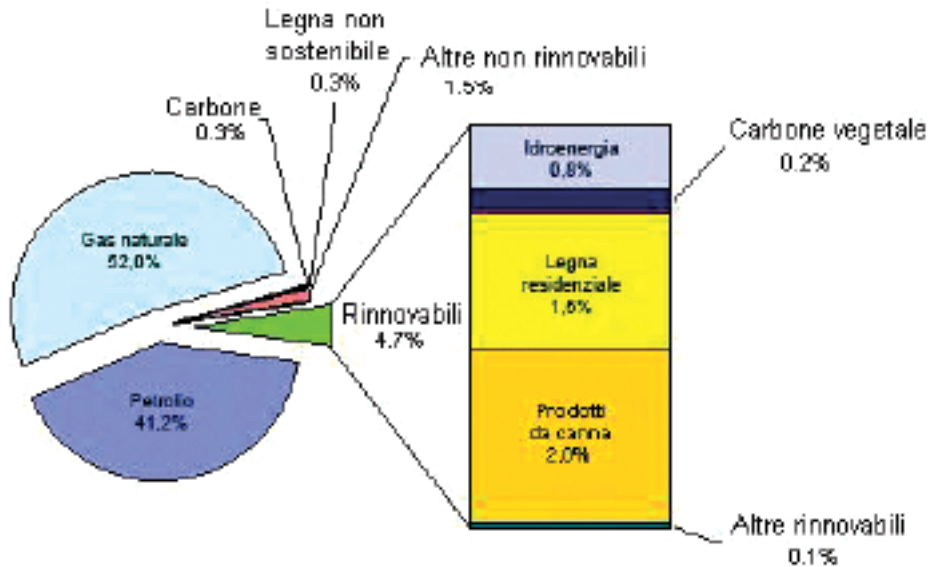
Fonte: Calcolo effettuato autonomamente sulla base dell'OLADE, 2009.

È necessario tener presente che questa sub-regione è importatrice netta di idrocarburi, ad eccezione di Trinidad y Tobago, paese nettamente esportatore, e delle Barbados, che coprono parzialmente le proprie necessità di petrolio e di gas. Inoltre, la generazione di energia elettrica è altamente concentrata nelle centrali termiche: ciò implica una considerevole pressione sui combustibili importati, soprattutto diesel e olio combustibile. Tenuto conto di questa situazione, si dovrebbe prestare maggiore attenzione alla promozione delle politiche pubbliche volte ad una maggiore sostenibilità del sistema energetico.

Tra le fonti di energia rinnovabile, solo la legna residenziale sostenibile (2,4%) e i prodotti da canna (1,7%) raggiungono quote sensibili.

Nonostante il contributo assai ridotto delle energie rinnovabili in questa sub-regione, vale la pena evidenziare una tendenza molto lieve al rialzo di questo tipo di fonti (+ 0,3%), se si confrontano le informazioni con quelle relative al 2002 (vedi grafico IV.8).

GRAFICO IV.8
CARAIBI 1: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2002)



Fonte: Calcolo in base all'OLADE, 2009.

4.2.5 Caraibi 2

Sebbene appartengano ad un'area con caratteristiche socioeconomiche omogenee, i paesi dei Caraibi 2 (Cuba, Haiti e la Repubblica Dominicana) presentano traiettorie e situazioni abbastanza differenti dal punto di vista energetico.

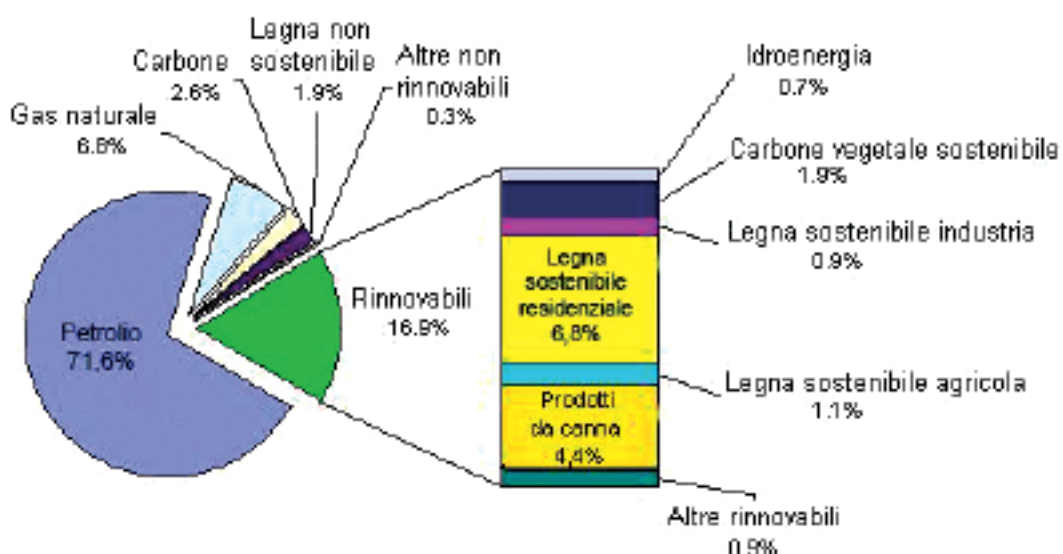
Ad Haiti data la scarsità delle risorse energetiche naturali, il settore energetico non è riuscito ad attrarre investimenti. Ciò ha obbligato i responsabili del processo decisionale ad adottare una politica orientata verso la gestione della domanda. Inoltre, l'alto livello di deterioramento ambientale complica ogni tentativo di migliorare la qualità della vita. Sebbene le cause di tale deterioramento siano molteplici, il fattore predominante continua ad essere la deforestazione che danneggia l'agricoltura e la produzione di idroenergia.

Viceversa nella Repubblica Dominicana, grazie ad un processo di riforme e di capitalizzazione delle imprese statali, si è riusciti ad orientare un'alta percentuale di investimenti stranieri verso alcuni settori non tradizionali dell'economia, tra cui la generazione e la distribuzione di energia elettrica. Questo processo ha favorito soprattutto le centrali termoelettriche (turbovapore, turbogas e diesel), che nel 2008 hanno raggiunto l'82% della capacità installata del paese. Il restante 18% corrisponde al contributo dell'energia idrica. Non sono state rilevate altre fonti di energia rinnovabile.

A Cuba, dove ha continuato ad aumentare l'accesso alle fonti commerciali di energia (più del 95% della popolazione dispone di servizi elettrici), si è riusciti a ridurre sostanzialmente il coefficiente di approvvigionamento energetico importato, grazie allo sviluppo di fonti nazionali (incluse quelle rinnovabili) e all'aumento dell'efficienza energetica.

Analizzando l'insieme dell'offerta totale di energia nel 2008 nei "Caraibi 2", si osserva chiaramente che la situazione è abbastanza diversa da quella osservata nei "Caraibi 1" (vedi grafico IV.9).

GRAFICO IV.9
CARAIBI 2: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



Fonte: Calcolo effettuato autonomamente in base all'OLADE, 2009.

Sebbene risulti confermata un'alta dipendenza dal petrolio (più del 70%), il contributo delle fonti rinnovabili è abbastanza significativo e rappresenta il 16,9% dell'OTE. Nell'ambito della disponibilità di risorse naturali endogene, va segnalato lo scarso contributo dell'idroeconomia (0,7%), rispetto a quello dei prodotti della canna e della legna e dei loro derivati. Nell'insieme queste ultime risorse derivanti dalla biomassa rappresentano il 90 % del totale della quota rinnovabile.

Per questa sub-regione è importante evidenziare una forte tendenza negativa delle energie rinnovabili, se si mettono a confronto le informazioni disponibili con quelle del 2002, sia nei loro valori di insieme (in cui si registra un calo di circa il 6%) che nelle diverse fonti (vedi grafico IV.10).

GRAFICO IV.10

CARAIBI 2: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2002)

Fonte: Calcolo effettuato autonomamente basato sull'OLADE, 2009.

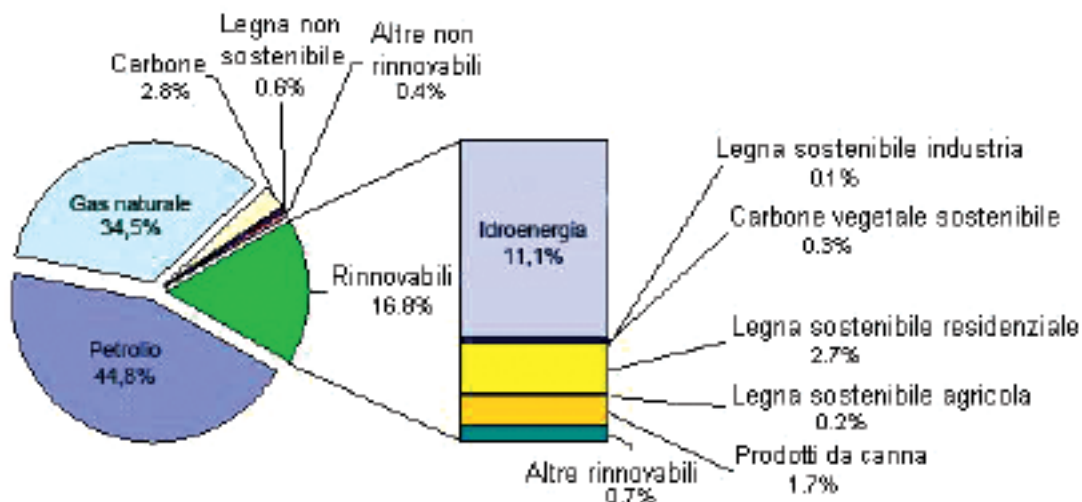
È interessante sottolineare l'importante riduzione dell'offerta dei prodotti della canna (dall'11,4% nel 2002 al 4,4% nel 2008), mentre si evidenzia una presenza marginale delle "altre rinnovabili" (eolica e solare) che nel 2008 rappresentavano lo 0,9% (queste fonti, entrano per la prima volta a far parte dell'OTE).

4.2.6 Comunità Andina

Le risorse energetiche rinnovabili della Regione andina possono essere considerate abbondanti, anche se non risultano conosciute completamente e non siano state ancora accertate in profondità.

L'offerta di fonti di energia rinnovabile rappresenta una frazione prossima al 17% dell'OTE. Come era da attendersi, tra queste fonti emerge l'idroenergia con l'11.1% (vedi grafico IV.11).

GRAFICO IV.11
COMUNITÀ ANDINA: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



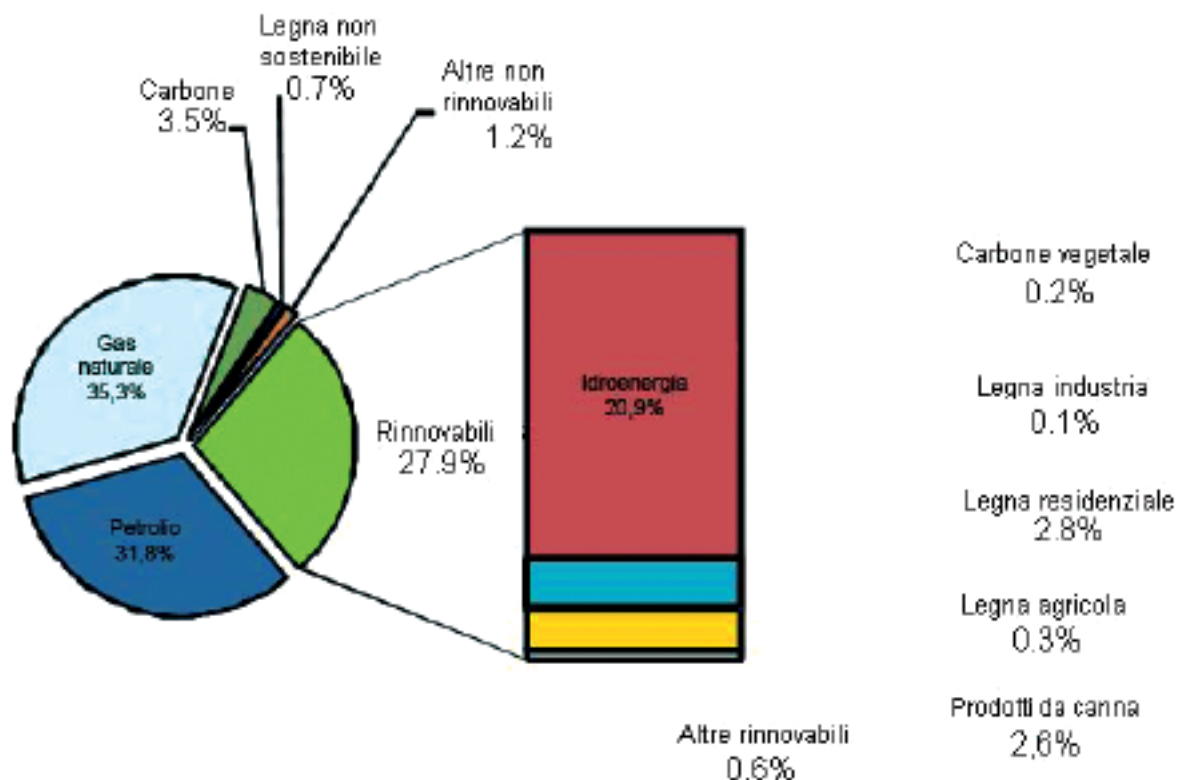
Fonte: Calcolo effettuato autonomamente sulla base dell'OLADE, 2009.

Tenuto conto delle stime sui livelli di rinnovabilità del consumo di legna, la legna sostenibile partecipa all'offerta con il 3.1%. Seguono i prodotti della canna e "le altre rinnovabili" rispettivamente con l'1.7% e lo 0.7%. È necessario aggiungere che nel calcolo delle fonti di energia rinnovabile non appare nessun altro tipo di vettore energetico moderno, sicuramente utilizzati in alcuni casi come l'energia solare negli essiccatoi agricoli o nei sistemi fotovoltaici.

Ciò si deve al fatto che questi elementi non sono stati ancora applicati ai bilanci energetici convenzionali oppure che essi sono considerati solo come potenzialità significative e interessanti, ma non ancora utilizzabili. Questo potrebbe essere il caso delle energie eolica e geotermica, che costituiscono promesse per un futuro energetico più rinnovabile in tutti i paesi andini. La quantità di energia presentata come "altre non rinnovabili" corrisponde ai flussi di prodotti non energetici o esportati che per un calcolo coerente devono essere sottratti dal totale.

Comparando la OTE della Comunità Andina nel 2008 con quella del 2002 (vedi grafico IV.12), è interessante rilevare alcuni aspetti significativi:

GRAFICO IV.12
COMUNITÀ ANDINA: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2002)



Fonte: Calcolo autonomo sulla base dell'OLADE, 2009.

- Nel 2002 nella Comunità Andina – soprattutto a causa del peso dell'offerta del Venezuela in quel momento – la fonte energetica più utilizzata era il gas naturale, seguito dal petrolio e dall'energia idroelettrica.
- Il panorama cambia drasticamente nel 2008 con una riduzione dell'offerta di gas naturale del Venezuela (-1% rispetto al 2002) e un nuovo slancio nella presenza dell'offerta petrolifera che aumenta del 13%.
- Risulta evidente altresì il calo dell'energia idroelettrica che – soprattutto a causa della siccità in Venezuela del 2008 – passa dal 20.9% dell'OTE nel 2002 ad un 11.1% nel 2008.
- Le energie rinnovabili non convenzionali (altre rinnovabili) sono relegate a meno dell'1% dell'offerta di energia.

4.2.7 Mercosur ampliato

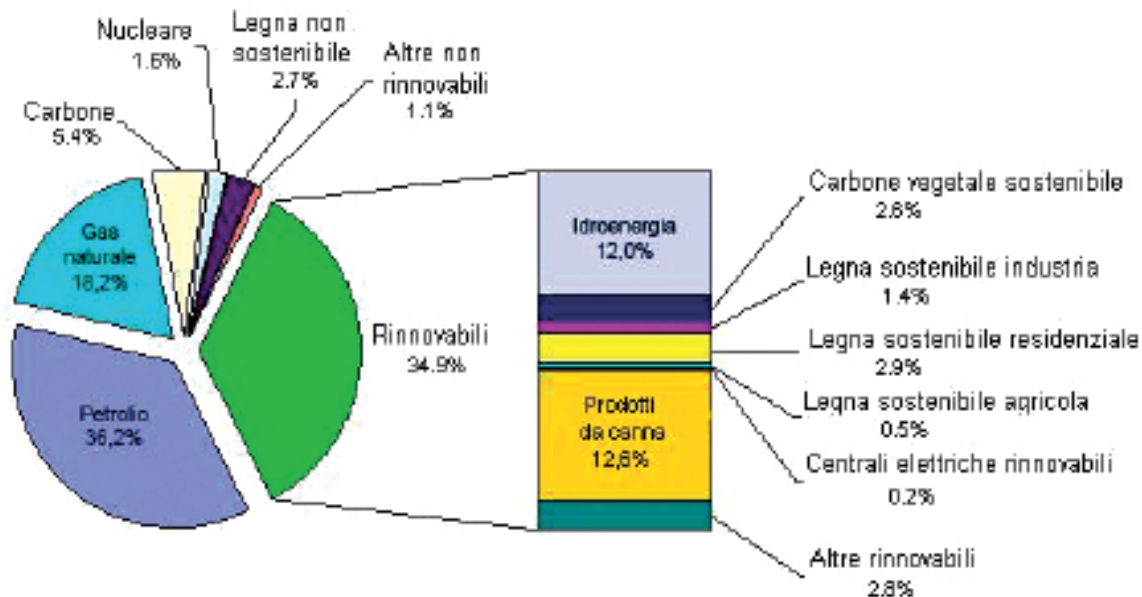
Sebbene appartengano ad un'area che presenta le medesime caratteristiche socioeconomiche, i paesi del Mercosur hanno traiettorie e situazioni diverse dal punto di vista energetico.

In questo blocco di paesi si osserva una forte dipendenza dai combustibili fossili (54,4%), mentre le energie rinnovabili rappresentano approssimativamente un terzo dell'OTE (34,9%). Nella categoria "rinnovabili" sono importanti il contributo dei prodotti della canna (12,6%) (soprattutto nel caso del Brasile) e l'idroenergia generata dalle grandi centrali (12%). (vedi grafico IV.13).

Questa sub-regione assomiglia a quella dei paesi della Comunità Andina per quanto riguarda le prospettive delle tecnologie rinnovabili moderne: soprattutto il settore geotermico e delle mini e piccole centrali idroelettriche appare molto promettente, sebbene non sia stato ancora debitamente sfruttato.

Tuttavia, il Mercosur si differenzia dalla Comunità Andina nella dotazione delle risorse fossili. Il Mercosur ampliato, nonostante il peso degli idrocarburi nell'OTE, presenta un deficit importante nel bilancio commerciale degli idrocarburi.

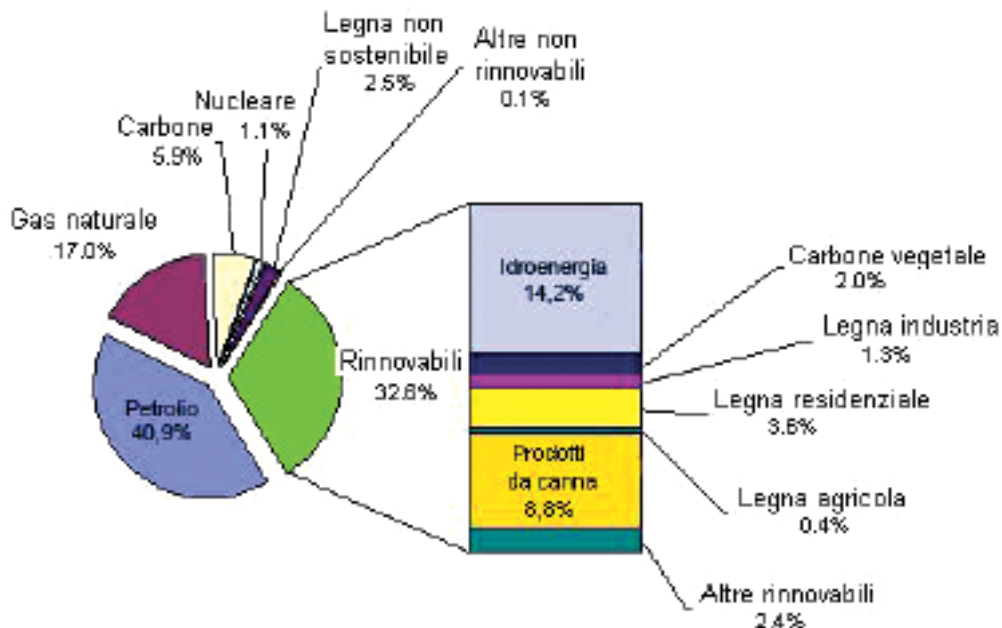
GRAFICO IV.13
MERCOSUR AMPLIATO: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



Fonte: Calcolo autonomo sulla base dell'OLADE, 2009.

A differenza della maggior parte delle altre sub-regioni, nel caso del Mercosur ampliato si osserva una tendenza positiva del contributo delle energie rinnovabili all'offerta energetica, se mettiamo a confronto i dati attuali con le informazioni del 2002, sia nei loro valori di insieme (in aumento del 2,3%) che nelle varie fonti (vedi grafico IV.14).

GRAFICO IV.14
MERCOSUR AMPLIATO: OFFERTA DI ENERGIA (2002)



Fonte: Calcolo autonomo basato sull'OLADE, 2009.

A questo riguardo, è interessante rilevare l'aumento dell'offerta dei prodotti della canna (+3,8 dal 2002 al 2008) e delle "altre rinnovabili" (sostanzialmente eolica e solare, che aumentano lievemente dello +0,4%), cui fa riscontro un calo del contributo dell'energia idroelettrica (dal 14,2 % nel 2002 al 12,0% nel 2008).

4.2.8 Brasile

In Brasile l'utilizzo dell'energia ha subito un rapido aumento dal 1975.

Tra il 1975 e il 2000 il paese ha sperimentato un aumento di circa il 200%: l'uso di energia pro capite ha registrato un incremento del 60% e il consumo di energia per unità del PIL è aumentato del 22% (Geller e altri, 2004).

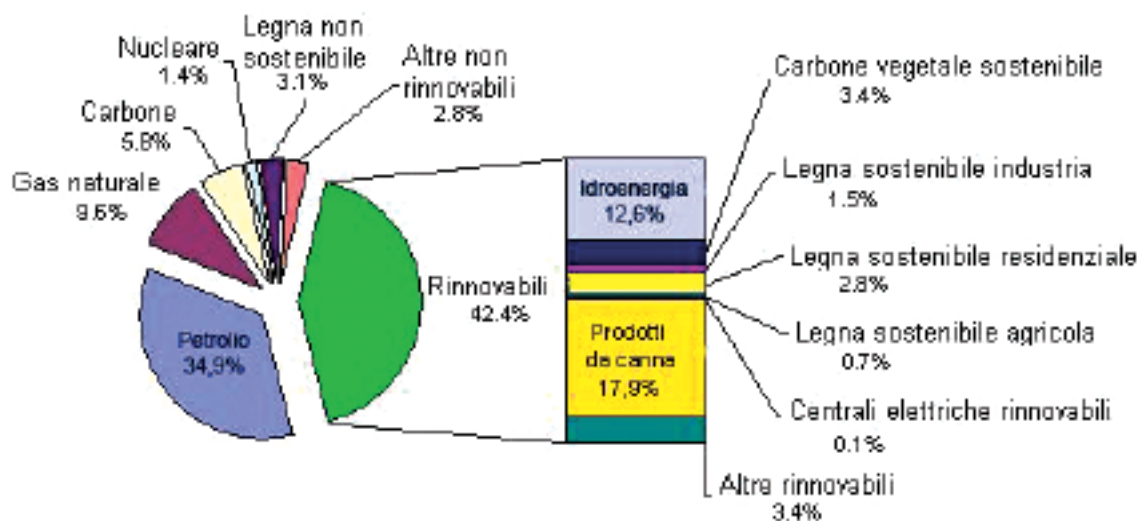
La rapida industrializzazione – in particolare la forte crescita di alcune industrie

ad uso intensivo di energia, come quelle per la produzione di alluminio e di acciaio – e la crescita dei servizi di energia residenziale e commerciale hanno costituito le cause principali del crescente aumento dell’uso di energia (Tolmasquim e altri, 1998).

Durante gli ultimi trent’anni la politica energetica del Brasile ha cercato soprattutto di ridurre la dipendenza del paese dalle fonti di energia importata e di promuovere lo sviluppo di fonti energetiche nazionali. In questo periodo: a) l’uso di gas naturale e di energia idroelettrica è aumentato progressivamente negli anni; b) il contributo del petrolio è dapprima diminuito nella prima metà degli anni Ottanta ma dopo il calo dei prezzi del 1986 ha recuperato la sua quota di mercato; c) l’uso del carbone è aumentato grazie al settore metallurgico; d) l’uso della biomassa è cresciuto nel settore industriale mentre è diminuito nelle famiglie.

Dall’analisi dell’offerta totale di energia del Brasile nel 2008 si osserva che il paese dipende per circa un terzo dal petrolio (34,9%), mentre si è ridotto il contributo del gas naturale, del carbone minerale e dell’energia nucleare (vedi grafico IV.15).

GRAFICO IV.15
BRASILE: OFFERTA TOTALE DI ENERGIA (2008)



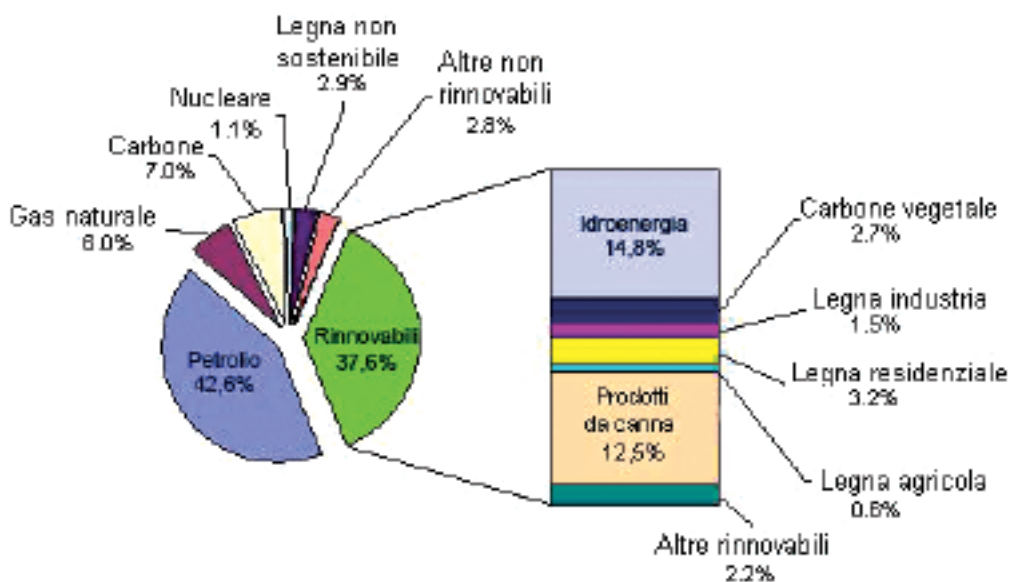
Fonte: Calcolo autonomo sulla base dell’OLADE, 2009.

Il contributo delle fonti di energia rinnovabile in Brasile è molto significativo: esso supera il 42% dell’OTE. Due fonti risaltano soprattutto: l’idroenergia, con la quota più significativa (12,6%) e i prodotti della canna che raggiungono una percentuale molto importante (17,9%). Significativo è altresì il contributo della parte rinnovabile della legna e del carbone vegetale (8,4% nell’insieme). Minore è invece il con-

tributo di altre fonti di energia rinnovabile, come l'eolica e la fotovoltaica, anche se esso è più significativo di quello di altre sub-regioni, raggiungendo un rilevante 3,4%.

Come è stato rilevato per il Mercosur ampliato, in Brasile si evidenzia una tendenza ancora più positiva circa il contributo delle energie rinnovabili nell'offerta energetica, se si mettono a confronto i dati attualmente disponibili con le informazioni del 2002 sia nei loro valori di insieme (aumento del 4,8%) che nelle varie fonti (vedi grafico IV.16).

GRAFICO IV.16
BRASILE: OFFERTA DI ENERGIA (2002)



Fonte: Calcolo effettuato autonomamente sulla base dell'OLADE, 2009.

A questo proposito è interessante sottolineare l'aumento dell'offerta dei prodotti della canna (+5,4 dal 2002 al 2008) e delle "altre rinnovabili" (sostanzialmente eolica e solare che aumentano dell'1,2%), cui fa riscontro una riduzione del contributo idroenergetico (dal 14,8% nel 2002 al 12,6% nel 2008).

4.3. Analisi comparata dell'indice di rinnovabilità dell'offerta

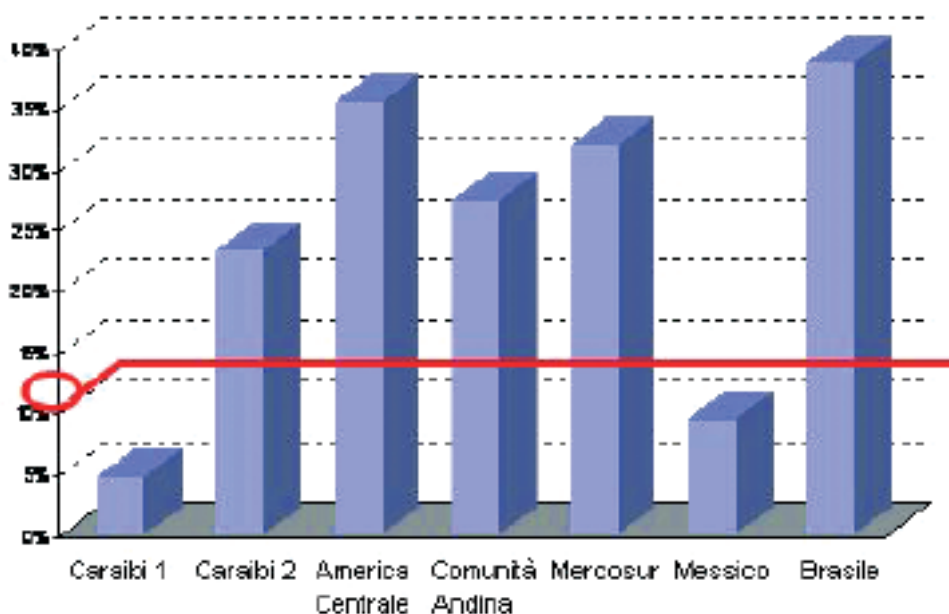
L'"Indice di Rinnovabilità dell'Offerta di Energia" (IRO) è il rapporto tra l'offerta totale dell'insieme delle fonti di energia rinnovabile e l'offerta totale di energia.

Questo parametro considera, in termini relativi, il livello di partecipazione delle

fonti rinnovabili nell'approvvigionamento interno di energia nei settori di consumo finale e di consumo intermedio come i centri di trasformazione di un paese.

È opportuno ricordare che l'obiettivo fissato dalla "Iniziativa Latinoamericana e Caraibica per lo Sviluppo Sostenibile", presentata al Vertice Mondiale sullo Sviluppo Sostenibile di Johannesburg, era di "raggiungere nel 2010 il 10% di partecipazione delle fonti rinnovabili nell'offerta di energia primaria". Pertanto, un alto indice significa che il paese o la sub-regione sono al di sopra della quota e raggiungono quindi l'obiettivo indicato dai paesi dell'America Latina.

GRAFICO IV.17
INDICE DI RINNOVABILITÀ DELL'OFFERTA DI ENERGIA (2008)
(Offerta di rinnovabili/offerta totale di energia)



Fonte: CEPAL, Aggiornamento Maggio 2010 basato su "Energías renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn" - LC/W.100 – CEPAL – 2006.

Nel grafico IV.17 si osserva che:

- La sub-regione "Caraibi 1" è considerevolmente al di sotto della soglia del 10%; neppure il Messico raggiunge tale soglia. Ciò significa che i paesi di "Caraibi 1" ed il Messico dovranno realizzare uno sforzo importante se vogliono raggiungere nel primo caso e sostenere nel secondo caso l'obiettivo della quota di fonti rinnovabili della OTE.

- Quelle sub-regioni che si situano nella fascia tra il 10% e il 20% (“Caraibi 2” e “Comunità Andina”) dovranno agire con decisione in termini sia di politiche sia di promozione di progetti in materia di fonti di energia rinnovabile, se desiderano mantenere al di sopra della soglia di riferimento la percentuale attuale di partecipazione delle fonti rinnovabili nella OTE.
- Da parte sua il Mercosur ampliato e il Centroamerica superano di 1/3 la partecipazione delle fonti rinnovabili: ciò li colloca in una posizione molto buona a livello internazionale.
- Il Brasile si colloca a livello mondiale tra i paesi con un maggior contributo di energia rinnovabile, superando il 40% della propria partecipazione alla OTE.

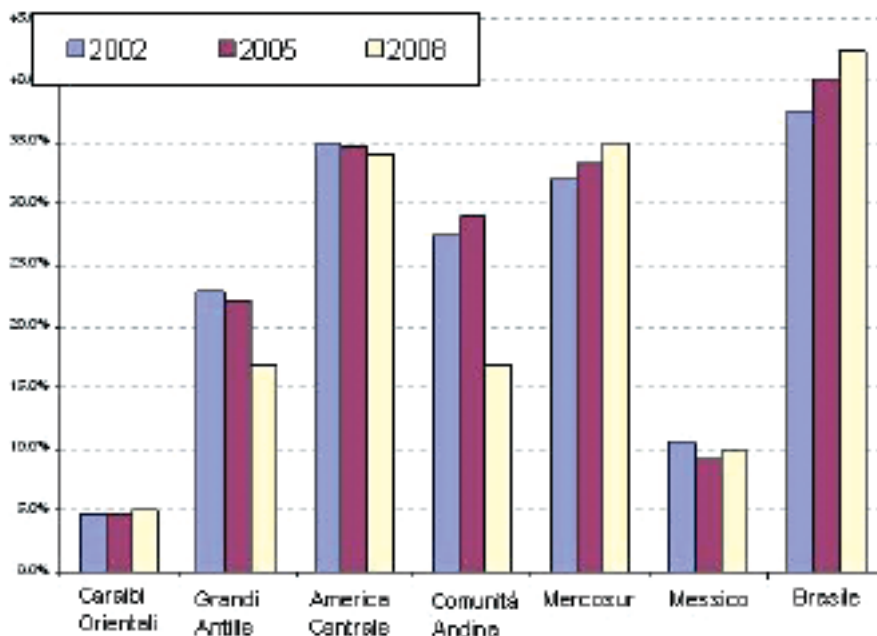
Come detto in precedenza – nonostante gli interessanti progressi sul piano normativo che tendono a promuovere l’uso delle fonti rinnovabili – la partecipazione di queste fonti all’Offerta Totale di Energia (OTE) a livello regionale non è ancora così positiva come ci si attendeva: essa mostra una tendenza lievemente decrescente tra il 2002 e il 2008, passando da 25,7% a 24,7%.

In altre parole, i progressi registrati nelle energie rinnovabili in numerosi paesi della Regione non hanno avuto ancora come conseguenza cambiamenti importanti nella partecipazione di queste fonti nella Regione.

In questo senso è interessante analizzare il comportamento dell’IRO nel corso del tempo (raffronto dei valori tra 2002, 2005 e 2008, grafico IV.18). Da questa analisi risulta che la crescita delle energie rinnovabili si sta mostrando stazionaria in quasi tutti i casi, ad eccezione dei paesi del Cono Sud e soprattutto del Brasile.

GRAFICO IV.18
INDICE DI RINNOVABILITÀ DELL'OFFERTA DI ENERGIA
(2002-2005-2008)

(Offerta di rinnovabili/offerta totale di energia)



Fonte: CEPAL, Aggiornamento Maggio 2010 sulla base di “Energías renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn” - LC/W.100 – CEPAL – 2006.

È interessante notare che la sub-regione Caraibi Orientali o Caraibi 1 si colloca considerevolmente al di sotto della soglia del 10%. Il Messico, che nel 2002 superava marginalmente tale soglia, ha ridotto la partecipazione delle energie rinnovabili al di sotto del limite. Ciò significa che i paesi dei Caraibi Orientali e il Messico dovranno realizzare uno sforzo importante, se desiderano raggiungere l’obiettivo della quota nell’OTE delle fonti rinnovabili.

Le sub-regioni “Caraibi 2” e “Comunità Andina” – che nel 2002 si erano collocate nella fascia tra il 20 e il 30% – hanno modificato sostanzialmente la partecipazione delle fonti rinnovabili, scendendo a valori prossimi al 16%. Essi dovrebbero agire al di sopra della soglia di riferimento in modo deciso, in termini di politiche e di progetti, se desiderano mantenere la percentuale attuale di partecipazione delle fonti rinnovabili alla OTE.

Infine, l’unica crescita apprezzabile delle fonti rinnovabili tra il 2002 e il 2008 si riscontra nel Brasile.

4.4 Competitività economica: gli ostacoli allo sviluppo dell'energia rinnovabile nella Regione

Come abbiamo visto precedentemente, l'unico paese dove si può osservare un importante incremento della partecipazione delle energie rinnovabili nella OTE è il Brasile. Ciò è dovuto al fatto che in questo paese sono stati applicati, per la prima volta, schemi "sussidiati", soprattutto mediante il programma PROINFA.

Nell'aprile 2002 il Parlamento brasiliano ha approvato la Legge 10.438, che tra l'altro ha creato il "Programma di Incentivi alle Fonti Alternative di Energia Elettrica" (PROINFA).

Il programma si articola in due tappe:

1) la prima tappa prevede il raggiungimento di 3300 MW di energia rinnovabile (eolica, biomassa e piccole centrali idroelettriche) prima della fine del 2008 mediante un sistema di sussidi e di incentivi gestiti nel contesto di un "Conto di Sviluppo Energetico" (CDE), alimentato da un incremento percentuale nella bolletta dei consumatori finali (coloro che non appartengono a classi sociali disagiate).

In base al regolamento di PROINFA, operatore del programma è l'impresa "Eletrobras", che compra energia in base a valori preferenziali predefiniti ("bonus" o "valori economici" per ciascuna delle tre fonti) e commercializza l'elettricità "rinnovabile". I contratti tra "Eletrobras" e il generatore "rinnovabile", che potevano essere conclusi entro 24 mesi dalla pubblicazione della Legge 10.438, hanno una durata di 15 anni e sono applicabili solo ad installazioni che abbiano iniziato la loro produzione prima del 2007.

2) La seconda tappa del "Proinfa" prevede che, una volta raggiunto l'obiettivo dei 3300 MW, lo sviluppo del Programma si realizzi in modo tale che l'elettricità prodotta dalle tre fonti rinnovabili possa raggiungere il 10% del consumo annuale nazionale, obiettivo questo che dovrà essere raggiunto in 20 anni. Nell'ambito della seconda tappa il generatore rinnovabile "PROINFA" dovrà emettere, prima del 30 dicembre di ogni esercizio, un numero di "Certificati di Energia Rinnovabile" (CER) proporzionale alla quantità di energia pulita prodotta dall'installazione.

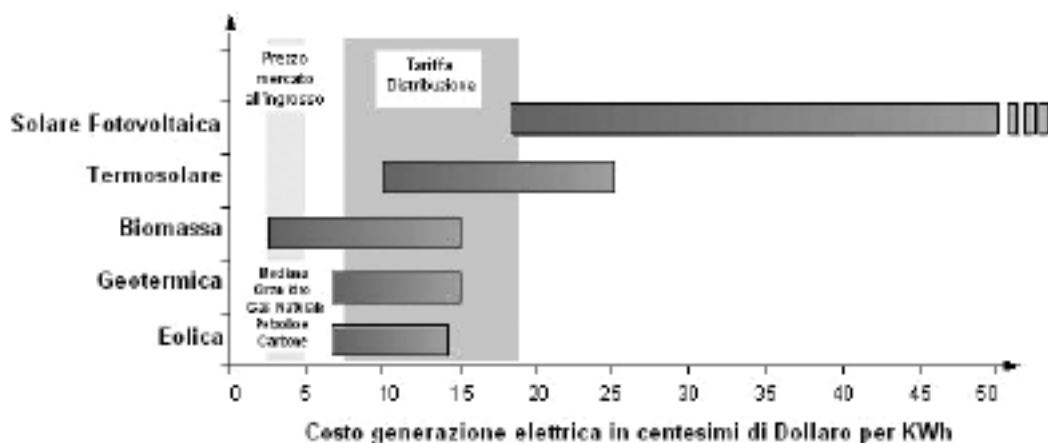
In realtà, il programma ha provocato un aumento molto rilevante della potenza installata solo nel settore eolico, che è passato da 22 MW nel 2003 a 600 MW nel 2009.

L'ultima offerta pubblica (leilão) di "PROINFA" realizzata dal governo risale a novembre 2009 per l'energia eolica: sono stati presentati 300 progetti che prevedono una potenza totale di 10 GW. Tuttavia, in questa occasione il "bonus" raggiunge solo gli 80 euro /MWh, rispetto alle sovvenzioni precedenti che arrivavano fino a 110 euro /MWh: ciò potrebbe ridurre l'interesse di potenziali investitori del settore.

Tra gli altri ostacoli allo sviluppo delle energie rinnovabili va segnalato che,

nonostante l'elevato prezzo attuale del petrolio, le energie rinnovabili continuano a registrare costi superiori a quelli delle energie convenzionali (vedi grafico IV.19).

GRAFICO IV.19
COMPETITIVITÀ ECONOMICA DI ALCUNE TECNOLOGIE
PER LE ENERGIE RINNOVABILI



Fonte: Renewable Energy Technologies Outlook - Agenzia Internazionale per l'Energia – 2007.

Da questo grafico si evincono alcune indicazioni significative:

L'energia eolica e l'energia geotermica non sembrano essere ancora pienamente competitive: tuttavia, è possibile che la loro "learning curve" tecnologica, associata al permanere degli alti prezzi del petrolio, permettano di raggiungere questa soglia in un orizzonte a medio/breve termine.

Le energie "solari" (termosolare e fotovoltaica) sono ancora lontane dalla competitività sui grandi mercati energetici.

È interessante notare che, ad eccezione della fotovoltaica, tutte le energie rinnovabili possono entrare in un regime di concorrenza costi/prezzi, se vengono vendute direttamente al cliente finale (ossia in caso di elettrificazione isolata/rurale o in piccoli mercati di clienti regolamentati).

Tutto ciò conferma che la "spinta" economica dei governi verso le energie rinnovabili (ad esempio i sussidi diretti o indiretti) continua a rappresentare un elemento chiave per permettere il decollo di questo tipo di fonti tanto in America Latina e nei Caraibi quanto nel resto del mondo.

Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía (2008a), “World Energy Statistics and Balances”. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01.http://lysander.sourceoecd.org/vl=58650/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2008 b), “CO2 Emissions from Fuel Combustión”. CO2 Indicator Vol 2007 release 01,http://lysander.sourceoecd.org/vl=58650/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2008 c), “IEA Statistics, Energy Prices & Taxes, Quarterly Statistics”, First Quarter 2008. IEA Databases, http://puck.sourceoecd.org/vl=5387570/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm).
- (2008 d), “Energy Prices and Taxes- Energy End-Use Prices” (US/toe, PPP/unit) Vol 2008 release 02, http://puck.sourceoecd.org/vl=5387570/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2007a). “Renewable Energy Technologies Outlook”.
- (2007b) “Key World Energy Statistics”. 2007 edition.
- Campodónico Humberto (2007), “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado”, Humberto Campodónico. LC/L.2688-P. marzo.
- CEPAL (2008), Actualización agosto 2008 sobre la base de “Energías renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn” - LC/W.100 CEPAL 2006.
- (2008) “Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas”, LC/W.178.
- (2008) Base de datos de Comercio Internacional, BADECEL.
- (2008) Base de datos de BTI y varios números de Perfil Marítimo, DRNI.
- (2008) “Biocombustibles Líquidos para Transporte en América Latina y el Caribe”, en edición.
- (2008) División de Recursos Naturales y Energía. Base de datos de precios de los combustibles.
- (2008) “Precio de los combustibles en América del Sur más México”. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Base de datos disponible en internet: <http://www.eclac.cl/drni/>
- (2008), Sub-sede regional México, “Istmo centroamericano: crisis global, desafíos, oportunidades y nuevas estrategias”. LC/MEX/L.862/Rev.2. Junio.
- (2007), Sub-sede regional México. “Proyección de la demanda de biomasa en América Central para el período 2007-2020”. México, en edición.
- (2006), Sub-sede regional México. “Istmo Centroamericano: Diagnóstico de la Industria Petrolera”, LC/MEX/L.685/Rev.1 Mayo 2006.
- (2003), “Energías Renovables y Eficiencia Energética en América Latina: Restricciones y Perspectivas”. Mayo.
- Department of Energy, Estados Unidos, (2008), “Energy Information Administration” version agosto 2008, (www.doe.gov).
- Díaz de Hasson, G., (1995), “Les résultats de la réforme de l’industrie électrique en Argentine. In: Revue de l’Energie”, V.46, n. 465, pp. 102-111. January.
- Fundación Bariloche (2004), “Lineamientos para una estrategia energética integral para la República Argentina”, Bariloche, Octubre de 2004.
- IEA-OECD WEO (2007), “IEA Non-OECD countries CO2 emissions from fuel combustion 1971-2005”.

- Iza, María Paula, (2007): “El proceso de internacionalización del sector energético español: Análisis de caso Repsol-YPF” in *Contribuciones a la Economía*, August, 2007. Full text in <http://www.eumed.net/ce/2007b/mpi.htm>.
- Kozulj, Roberto, (1993a), “Política de precios de los hidrocarburos: un estudio comparativo de los casos de Argentina y Brasil 1970-1989”, *Ciencia Hoy*, vol 4 n. 24 (May-June 1993).
- (1993b) “La Política de Desregulación Petrolera Argentina y sus Impactos”, 296 pages, June, (jointly with Engineer Víctor Bravo and the collaboration of Nicolás Di Sbroiavacca. Centro Editor de América Latina - Colección de Bibliotecas Universitarias, Buenos Aires, With a summarized article in *Revista Brasileira de Energía*, Vol. 3 n.1.
- (2000) “Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14, Santiago de Chile, November.
- (2002a) “Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura n. 46, Santiago de Chile, July.
- (2002b) “Los desequilibrios de la economía Argentina: una visión retrospectiva y prospectiva a diez años de la Convertibilidad”, *Revista Comercio Exterior*, Banco Nacional de México, August.
- (2005 b) “Crisis de la industria del gas natural en Argentina”, Serie Recursos Naturales e infraestructura, ECLAC, Santiago de Chile, March.
- (2007a) “Política macroeconómica y energética durante “la década de los `90 en Argentina: nexos, consecuencias y prospectiva”. In: *Salida de crisis y estrategias alternativas de desarrollo. La experiencia argentina*. R.Boyer and J. Neffa coord. pp. 451-469. Noviembre.
- (2007b), “Análisis del impacto tributario que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la Argentina”, prepared for UNDP Argentina.
- (2008), “Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la Mitigación de la Pobreza”. Análisis para los países de América del Sur. Proyecto CEPAL, UNDP y Club de Madrid. Agosto, en edición.
- (2009a), “Estrategias empresariales en el sector energético en los países del Cono Sur”, Document written for ECLAC, Serie de Recursos Naturales e Infraestructura (printing).
- (2009b) “Inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe 2009: La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica: inversiones y estrategias empresariales en América Latina y el Caribe”, ECLAC (printing).
- Maldonado, P. & Palma, R., (2004), “Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a mas de diez años de reformas de la industria eléctrica en países de América del Sur”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura,N° 72, Santiago de Chile.
- Mora Contreras, J.(1998), *La Capitalización de YPF en el Proceso de Transformación de Bolivia en Distribuidor de Gas Natural para el Mercosur*, Mérida, November 1998.
- Odón de Buen. (2005), “Política sobre eficiencia energética en México”. Presentación en el Seminario Internacional. “Eficiencia Energética: experiencias exitosas y aportes regulatorios”. Ministerio de Economía de Chile, Chile Sustentable, CEPAL, Santiago, 19 y 20 de Julio.
- OPEC. Basket Price, (2008), <http://www.opec.org/home/basket.aspx>. Agosto 2008.

- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2008), “Sistema de Información Económico Energética” (SIEE). Versión agosto.
- Pérez Gabriel y Wilmsmeier Gordon (2005), “Maritime Transport Costs and Connectivity on Maritime Routes to South America, on 13th Annual Congress of the International Association of Maritime Economists” (IAME). Chipre June 23–25.
- Perù. Ministerio de Energía y Minas, (2004), “Decreto de Urgencia No. 010”, septiembre de 2004.
- El Peruano, varios números.
- Pistonesi, H. (1995), “La experiencia de privatización en el sector energético argentino”. Presented at Xème Colloque International d’Economie Pétrolière. Château Frontenac, Quebec, Canada, 19-20 June.
- (2000), “Sistema Eléctrico Argentino: principales problemas regulatorios y desempeño después de las Reformas”, ECLAC, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 10, Santiago de Chile.
- (2002), “Los recientes procesos de reforma energética en América Latina”. H. Pistonesi. In: Aspectos de Planeamiento y Regulatorios de las Reformas del Sector Energético en América Latina, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Colombia, pp. 75-106. Marzo.
- Poppe Marcelo, (2005), “Política sobre eficiencia energética en Brasil.” Presentación en el Seminario Internacional. “Eficiencia Energética: experiencias exitosas y aportes regulatorios”. Ministerio de Economía de Chile, Chile Sustentable, CEPAL, Santiago, 19 y 20 de Julio.
- Rozas B., Patricio (2008a), “Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: El caso de ENDESA”, CEPAL, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales N° 133, Santiago de Chile, agosto.
- (2008 b) “Internacionalización y estrategias empresariales en la Industria Eléctrica de América Latina: Los casos de Iberdrola y Unión Fenosa”, ECLAC, Serie de Infraestructura y Recursos Naturales N° 139, Santiago de Chile, diciembre.
- (2009), “Internacionalización y expansión de las empresas eléctricas españolas en América Latina”, Naciones Unidas, CEPAL, Serie Ciencias Humanas, Economía y Energía, Santiago de Chile.
- Rozenwurcel, G., (2008), “La Argentina pendular: auge, crisis, auge...¿nueva crisis?”, Working Paper N° 35, UNSAM, Buenos Aires, Octubre.
- Ruiz Caro, A, (2009), “Las negociaciones internacionales en el sector energético y sus implicancias para América Latina y El Caribe”, CEPAL, Documento de Proyecto.
- Suazo, D. (2002), “El Proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino. Experiencias, Reflexiones y Perspectivas”, EDESUR S. A., Buenos Aires.
- Solanes, M. (1999), “Servicios Públicos y Regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 2, Santiago de Chile.
- Urzúa Carlos, (2007), “Guerrero de Lizardi Carlos. Efectos de los choques petroleros sobre las economías de Centroamérica y la República Dominicana”. CEPAL, Sub-sede regional México. LC/MEX/L802. Septiembre.

Arízitia Correa, R. 2002
Barroso, L., 2009, Presentación Lima, octubre de 2009
BP, 2009
Fundación Bariloche, 2004
IAE, 2010
Kozulj, R. 1989.
Kozulj, R. et Al., 1993
Kozulj, R. 1993; 2002; 2004; Suazo, D., 2002; Rozenworcel, G., 2008
Kozulj, R. 2002
Kozulj, R. 2006, Ed. Akal
Kozulj, R. 2009
Pinheiro & Giambiagi, 1999
Pistonesi, H., 2000; Kozulj, R. et al., 1993; Kozulj, R. 2000, 2002, 2004 y 2009
Sauer, I, 2003
SIPOT, 2009
Solanes, M., 1999; Ruiz Caro, 2009; A., Maldonado, P. y Palma, R., 2004
WEO, 2009

BID

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**DEPARTAMENTO DE INFRAESTRUCTURA Y MEDIO AMBIENTE
DIVISIÓN DE ENERGÍA**

TREND A BREVE E MEDIO TERMINE

Washington D.C.

Premessa

La Divisione per l'Energia della Banca Interamericana di Sviluppo (BID) si propone di incentivare lo sviluppo sostenibile del settore energetico dell'America Latina e dei Caraibi (ALC).

Finalizzato a tale scopo, il lavoro della Divisione si articola su tre pilastri fondamentali:

- (i) favorire l'**efficienza energetica** sotto il profilo della domanda e dell'offerta di energia, promuovendo in particolare il ripristino di impianti idroelettrici;
- (ii) incoraggiare lo sviluppo di **energie rinnovabili**, con il duplice obiettivo di minimizzare l'impatto sui cambiamenti climatici e di diversificare la matrice energetica dei Paesi della Regione;
- (iii) trasformarsi in un'istituzione leader della Regione nella **raccolta di know-how** del settore energetico.

Efficienza Energetica

La forma più economica e sostenibile per incrementare la fornitura di energia nei paesi ALC risiede nell'aumento dell'efficienza del consumo e nella generazione di fonti già esistenti.

Sotto il profilo della domanda gli investimenti nell'aumento dell'efficienza energetica rappresentano la forma più economica di generazione di potenza aggiuntiva. Si calcola che gli investimenti per il risparmio di un kW in efficienza siano la metà di quelli richiesti per l'installazione di un kW di potenza con macchinari diesel.

Sotto il profilo dell'offerta gli investimenti nel ripristino di impianti idroelettrici rappresentano una delle forme più economiche per l'aumento della potenza di generazione.

Un investimento compreso fra i 600 US\$ e i 700 US\$ consente di generare un kW di potenza in una diga esistente: ciò significa un investimento inferiore alla metà di quello necessario per la generazione di un kW in un impianto idroelettrico nuovo.

Nelle Tabelle 1 e 2 è quantificato l'investimento per kW di potenza in fonti tradizionali, confrontato con l'investimento necessario per la generazione di un kW mediante l'aumento di efficienza o il ripristino di impianti idroelettrici.

Tabella 1: Investimenti per kW di potenza in fonti tradizionali di elettricità

Fonte	US\$/kW
Diesel	400
Gas (CCGT)	717
Eolica	1,434
Carbone*	1,534
Idrica	1,551
Nucleare	2,475
Solare PV**	3,954

Fonte: *Energy Information Administration*, www.eia.doe.gov

Tabella 2: Investimenti per la generazione di un kW di potenza mediante l'aumento di efficienza o il ripristino di dighe

Fonte	US\$/kWe
Efficienza energetica	200-250
Ripristino idrico	600-700

Fonte: *Stime del BID*

Investire nell'aumento di efficienza

Gli investimenti nell'aumento dell'efficienza, dal punto di vista del consumo di elettricità, possono avere effetti quantitativi molto importanti sugli investimenti necessari per soddisfare a medio termine la domanda aggiuntiva di elettricità nell'ALC.

Un aumento del consumo di elettricità pari al 10% può richiedere investimenti dell'ordine di 53 miliardi di dollari, se si dovesse sopperirvi mediante una capacità aggiuntiva.

Viceversa, se la stessa offerta dovesse derivare da aumenti di efficienza, le stime indicano che sarebbero necessari investimenti dell'ordine di 17 miliardi di dollari. La generazione di capacità aggiuntiva dell'ordine del 10%, ottenuta mediante l'aumento dell'efficienza, potrebbe significare un risparmio di 2/3 rispetto agli investimenti richiesti per generare nuova capacità: 17 miliardi di dollari contro 53 miliardi di dollari.

Un'altra visuale da cui esaminare le alternative per la fornitura di energia nell'ALC consiste nello stimare la generazione aggiuntiva che si otterrebbe qualora non si realizzassero i risparmi auspicati. In tal senso si stima che sarebbero necessa-

ri 326 impianti di generazione termica alimentati a gas di 250-Megawatts (MW) ciascuno.

Coerentemente con l'opinione che gli investimenti in progetti di efficienza energetica rappresentino la forma più economica per aumentare l'offerta, la Divisione per l'Energia ha dato il via nella Regione ad una serie di progetti pilota in questo settore, indicati nella Tabella 3.

Tabella 3: Progetti della Divisione per l'Energia nel settore dell'Efficienza Energetica

Paese	Nome del Progetto
Bahamas	Programma di energia sostenibile
Barbados	Implementazione di programmi di energia sostenibile
Barbados	Sostegno allo schema di energia sostenibile per Barbados - I
Bolivia	Programma di elettrificazione rurale
Ecuador	PETROECUADOR: Modernizzazione delle stazioni di pompaggio "Esmeraldas-Quito"
Ecuador	Sostegno al piano di investimenti in infrastrutture per la trasmissione di elettricità
Giamaica	Programma di efficienza energetica
Nicaragua	Programma nazionale di elettrificazione sostenibile e rinnovabile
Nicaragua	Programma SIEPAC
Panama	Collegamento elettrico Colombia-Panama

Investimenti per il Ripristino di Impianti Idroelettrici

I progetti con maggiore potenziale di sviluppo nell'ALC – in ordine all'aumento dell'efficienza dal punto di vista della generazione elettrica – sono quelli orientati al ripristino degli impianti idroelettrici esistenti.

Buona parte delle dighe per la generazione idroelettrica in America Latina e nei Caraibi è stata costruita tra gli anni '60 e '70. Pertanto buona parte delle attrezzature elettromeccaniche di queste dighe sta giungendo al termine del suo ciclo vitale, con la conseguenza che il loro rendimento è al di sotto della loro capacità ottimale, quando le attrezzature non sono addirittura in disuso.

Rispetto agli investimenti in nuovi impianti una forma relativamente economica per aumentare l'offerta di potenza è rappresentata da investimenti nella sostituzione di vecchie attrezzature con nuovi macchinari, utilizzando il resto delle infrastrutture che abbiano più lunga vita (la stessa diga). In questo senso il BID sta implemen-

tando progetti di ripristino di impianti idroelettrici in Brasile, Nicaragua, Haiti e Costa Rica.

Nell'ALC esiste un notevole potenziale di ripristino di impianti idroelettrici pari al 60% della capacità di generazione nominale della Regione.

Nella Tabella 4 è elencato, per alcuni paesi della Regione, il potenziale di ripristino rispetto alla capacità nominale di generazione idroelettrica.

Tabella 4: Capacità Nominale e Potenziale di Ripristino per alcuni Paesi dell'ALC

Paese	Capacità Nominale (MW)	Potenziale di Ripristino (MW)
Brasile	41,392	16,557
Argentina	11,271	4,508
Colombia	6,848	2,739
Messico	5,053	2,021
Cile	3,332	1,333
Perù	2,390	956
Costarica	735	294
Guatemala	439	176
Honduras	432	173
Panama	360	144
Rep. Dominicana	289	116
Paraguay	200	80
Ecuador	194	78
Nicaragua	100	40
Haiti	54	22
Belize	25	10
Totale	73,113	43,868

Energie Rinnovabili

L'impulso allo sviluppo delle energie rinnovabili ha due obiettivi precisi in America Latina e nei Caraibi:

- 1) il primo è ridurre al minimo le emissioni di gas a effetto serra;
- 2) il secondo è diversificare la matrice energetica dei vari Paesi con il duplice obiettivo di rendere tali paesi meno dipendenti dai combustibili fossili e di sviluppare fonti endogene di energia, contribuendo alla loro sicurezza energetica.

Energie Rinnovabili e Cambiamenti Climatici

Sebbene l'ALC sia il più "verde" di tutti i continenti e contribuisca solo marginalmente alle emissioni globali di carbonio (tra il 3% e il 4%), il trend è verso un incremento della domanda di energia e un aumento proporzionale del consumo di combustibili fossili.

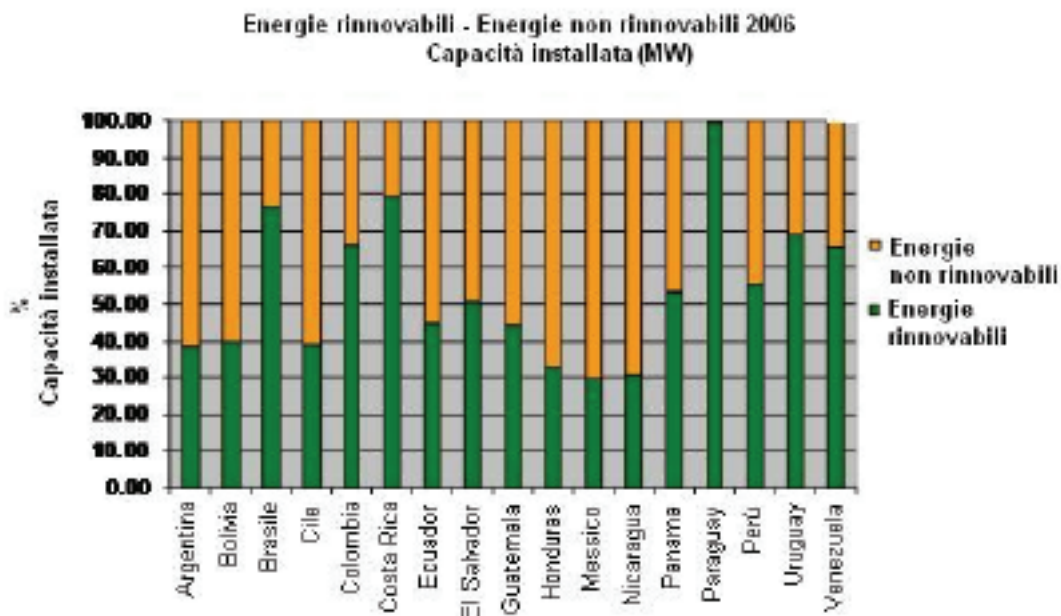
La ragione va ricercata nel fatto che, sebbene l'ALC sia il continente con la più grande componente di energia primaria da fonti rinnovabili, la quasi totalità è rappresentata dall'energia idrica e la percentuale più rilevante del potenziale idrico economico è già stata sviluppata.

Circa il 60% della generazione elettrica della Regione è di origine idrica. Sebbene risulti benefica per l'ambiente, questa elevata dipendenza da una fonte rende la Regione vulnerabile agli impatti dei cambiamenti climatici (volatilità idrica).

Le fonti rinnovabili non convenzionali, diverse da quelle idriche, rappresentano poco più dell'1% della generazione elettrica nell'ALC.

Nel grafico 1 è rappresentata la distribuzione per fonti di energia primaria per la generazione elettrica tra fonti non rinnovabili e rinnovabili, inclusa quella idroelettrica.

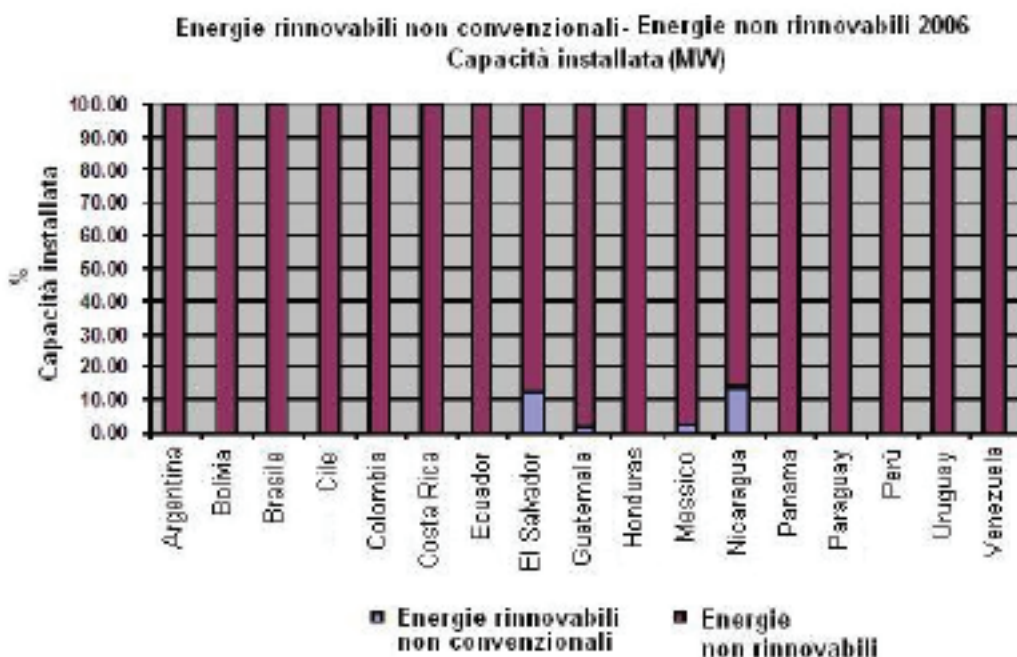
Grafico 1
Composizione delle Fonti di Energia per Generazione Elettrica:
paesi ALC selezionati (2006)



Fonti: CIER, OLADE, CEPAL, EIA ed Enti ufficiali dell'energia

Nel grafico 2 è rappresentata la composizione della generazione con esclusione di quella idroelettrica tra fonti non rinnovabili e rinnovabili non convenzionali.

Grafico 2
Composizione delle Fonti di Energia esclusa quella idroelettrica:
Paesi ALC selezionati



Fonti: CIER, OLADE, CEPAL, EIA ed Enti ufficiali dell'energia

A mano a mano che si esaurisce il potenziale idrico della Regione, l'aumento della domanda tenderà ad essere compensato mediante l'uso di fonti fossili, a meno che non si sviluppino fonti rinnovabili non convenzionali. In questo senso la Divisione per l'Energia del BID sta elaborando una serie di progetti sulle energie rinnovabili non convenzionali in vari Paesi della Regione, come risulta dalla Tabella 5.

Tabella 5: Progetti di Energie Rinnovabili non convenzionali

Paese	Nome del Progetto
Argentina	Programma di Energia Eolica del Sud
Bahamas	Programma di Energia Sostenibile
Barbados	Implementazione di un Programma di Energia Sostenibile
Barbados	Sostegno allo schema di Energia Sostenibile
Bolivia	Programma di Elettrificazione Rurale
Brasile	Programma di Ripristino degli Impianti Idroelettrici
Cile	Potenziamento istituzionale del Settore Energetico
Cile	Programma di Energie non Rinnovabili
Haiti	Ripristino del sistema di distribuzione a "Port-au-Prince"
Nicaragua	Programma di elettrificazione rinnovabile e sostenibile

Energie Rinnovabili e Diversificazione Energetica

Oltre a limitare il contributo, comunque esiguo, dell'America Latina e dei Caraibi alla generazione di gas a effetto serra e nella misura in cui si previene l'introduzione di combustibili fossili, lo sviluppo di energie rinnovabili non convenzionali contribuirà all'aumento di fonti domestiche di energia primaria nei vari Paesi.

La diversificazione avrà un duplice effetto: attenuare il rischio di eccessiva dipendenza da una determinata fonte e diminuire la dipendenza da combustibili importati, in particolare dai combustibili fossili.

Entrambi gli effetti contribuiranno ad aumentare la sicurezza energetica dei Paesi interessati.

La diversificazione delle fonti di energia primaria comporterà un cambiamento nella struttura di generazione e distribuzione dell'elettricità installata nei paesi della Regione e richiederà ingenti investimenti per modificare questo modello.

La struttura prevalente, affermata nel corso della seconda metà del XX secolo, consiste in grandi impianti di generazione, tipicamente idroelettrici, con linee di trasmissione di elevata capacità tra tali impianti e i centri di consumo.

Questa struttura provoca vulnerabilità sia nella generazione che nella trasmissione. La nuova architettura del settore elettrico, con lo sviluppo di fonti rinnovabili di energia, implicherà la generazione decentralizzata in minore scala e una maggiore quantità di linee di trasmissione tra i vari punti di generazione e i centri di consumo. Il conseguente beneficio sarà rappresentato dall'attenuazione dei rischi naturali mediante una diversificazione delle fonti.

Conoscenza del Settore Energetico

La Divisione per l'Energia della Banca Interamericana di Sviluppo ha fra i suoi obiettivi quello di trasformarsi in un centro di raccolta e di diffusione di know-how del settore per l'America Latina e i Caraibi. A tal fine e sin dalla sua istituzione due anni orsono, essa ha reclutato un gruppo di specialisti leader in ambito regionale nelle rispettive aree di conoscenza.

Inoltre, in linea con l'orientamento della Vicepresidenza "Settori e Conoscenza" alla quale appartiene, la Divisione dedica parte dei suoi sforzi e del suo impegno alla raccolta e alla generazione di know-how, operazioni che sono finanziate da vari tipi di strumenti esistenti in seno alla Banca. Due sono gli strumenti più utilizzati: il "*Knowledge Concept Products*" (KCP, Conoscenza e Costruzione di Capacità) e le "*Cooperazioni Tecniche*" (CT).

Il primo è concepito per la generazione di know-how non direttamente vincolato a specifici obiettivi di assistenza. In tal senso, sono in via di applicazione ricerche che vanno dai programmi per lo sviluppo di incentivi fiscali e non fiscali per l'adozione di energie rinnovabili in vari paesi ai piani regionali per l'implementazione di programmi di efficienza.

Attualmente è in corso un ambizioso studio volto a conoscere le dinamiche a lungo termine del mercato petrolifero internazionale, con particolare enfasi sulle cause che determinano l'offerta di idrocarburi.

Le cooperazioni tecniche sono invece finalizzate ad offrire assistenza ai paesi interessati in aspetti concreti dei rispettivi settori energetici.

La Divisione ha così contribuito a fornire alla Regione decine di cooperazioni tecniche.

Infine, la Divisione per l'Energia ha creato partnership con varie istituzioni regionali per il potenziamento della propria azione: fra esse vanno evidenziate quelle con il Centro per l'Innovazione Energetica con l'*United States Department of Energy* (US DOE, Dipartimento di Energia del Governo degli Stati Uniti).

Sono stati predisposti altresì programmi congiunti con i seguenti centri di riflessione: "*Diálogo Interamericano*", "*Instituto de las Américas*" e "*Consejo de las Américas*".

BCIE

BANCO CENTROAMERICANO DE INTEGRACIÓN ECONÓMICA

**STRATEGIA DELLA BCIE PER IL SOSTEGNO ALLO SVILUPPO
DEL SETTORE ENERGETICO NELL'AMERICA CENTRALE**

Tegucigalpa M.D.C.

Premessa

Fin dalla sua fondazione la BCIE ha canalizzato circa il 15%⁷² dei propri finanziamenti verso il settore dell'energia, collocandosi come organismo regionale leader in questo campo. Grazie alla sua visione regionale e alle risorse tecniche di cui dispone, la Banca offre ai paesi dell'America Centrale il suo contributo tecnico, la sua funzione di interlocutore e le risorse finanziarie necessarie per trovare soluzioni alle problematiche legate all'energia.

Sulla base di uno studio delle fonti energetiche e del loro utilizzo, è stato deciso che la BCIE può fornire soluzioni finanziarie per coprire tre necessità che si presentano nella Regione.



Dall'esame delle fonti energetiche, dei loro prodotti e del loro utilizzo è emerso che la Regione presenta le seguenti necessità:

- **Efficienza Energetica** – È necessario fare un uso efficiente sia delle fonti non rinnovabili che di quelle rinnovabili al fine di giungere ad una riduzione delle emissioni inquinanti ed a risparmi significativi nell'importazione di combustibili fossili nonché ad un utilizzo ottimale delle fonti energetiche.
- **Fonti Alternative di Energia Rinnovabile** – Si è posta la necessità da parte della Regione di ottenere l'accesso a fonti di energia rinnovabile al fine di ridurre l'utilizzo di legna e di combustibili fossili. La Regione richiede una certa quantità di energia, che potrebbe essere coperta con tutte le potenziali fonti di energia rinnovabile.

⁷² Fonte: BCIE: OEJ Documento: ESTRATEGIA Y PLAN DE INVERSIONES 2005-2010 PARA RESPALDAR EL DESARROLLO DEL SECTOR ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA

- **Infrastrutture per l'Accesso e la Gestione dell'Energia** - Si è potuta constatare la necessità di investimenti sia nelle infrastrutture per la gestione e il trasporto delle fonti energetiche (stoccaggio, trasporto, raffinazione degli idrocarburi) sia nei prodotti di tali fonti energetiche (generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica). Questo tipo di infrastrutture è fondamentale per promuovere lo sviluppo economico dell'America Centrale.

A. Obiettivo Generale

Tenuto conto delle tre necessità che la BCIE si propone di affrontare attraverso la sua strategia, ci si è posto l'obiettivo generale di “Fornire soluzioni finanziarie per promuovere l'efficienza energetica, rilanciando lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e riducendo la dipendenza dalle fonti energetiche non rinnovabili in America Centrale”.

Al fine di raggiungere questo obiettivo di carattere generale, sono stati sviluppati tre orientamenti principali, ognuno dei quali deve soddisfare una delle tre necessità dianzi identificate.

Gli orientamenti di questa azione sono:



Per ognuno di questi orientamenti è stata sviluppata una serie di programmi da attuare per il raggiungimento dei suddetti obiettivi.

Si illustrano di seguito gli orientamenti e i programmi da attuare per la loro realizzazione.

B. PRIMO ORIENTAMENTO

Promozione dell'efficienza energetica in tutte le fonti di energia.

Obiettivo principale di questo orientamento è rendere efficiente l'uso delle risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili dell'America Centrale. Da qualche tempo il tema dell'efficienza energetica comincia ad essere di moda nella Regione. Tuttavia, poiché manca ancora una conoscenza approfondita dell'argomento, è necessario sviluppare questo tema attraverso una serie di passi che iniziano con l'acquisizione di una maggiore consapevolezza del concetto di efficienza energetica, delle sue implicazioni, dei suoi metodi e della sua misurazione.

La Banca può fornire fondi di pre-investimento per sviluppare studi sulla valutazione qualitativa e quantitativa dell'efficienza energetica dei progetti, in modo da poterli "misurare" in termini di redditività e di risparmio reale.

In questo modo si potrà procedere all'attuazione di progetti mediante diversi meccanismi finanziari e ottenere alla fine del progetto feedback soddisfacenti per poter valutare l'efficacia dei programmi.

All'interno di questo orientamento sono stati sviluppati i seguenti programmi destinati all'efficienza energetica:

- **Programma Centroamericano per l'Efficienza Energetica degli Idrocarburi**

Obiettivo di questo programma è promuovere un uso migliore degli idrocarburi attraverso l'efficienza energetica. *A medio termine, non è possibile eliminare la dipendenza dell'America Centrale dal petrolio, ma si può ottimizzarne l'uso.*

Come è stato illustrato in un apposito documento, l'efficienza energetica è applicabile a progetti di ampia portata come un gasdotto regionale, ma anche a piccoli progetti individuali in abitazioni private. Non potendosi contare nella Regione su ampie fonti energetiche non rinnovabili e dovendo importare i combustibili per convertirli in energia, è necessario renderne efficiente l'uso. È necessario altresì fare un uso efficiente delle fonti energetiche rinnovabili per assicurarsi che continuino ad essere rinnovate.

La Regione Centroamericana ha subito una riduzione della sua capacità di raffinazione e di stoccaggio di idrocarburi: questa circostanza l'ha obbligata a dipendere dai prezzi del mercato internazionale, in termini sia di costo che di trasporto dei prodotti. La BCIE deve intensificare i suoi sforzi nel promuovere attivamente investimenti che rendano efficienti i processi di elaborazione degli idrocarburi nelle seguenti aree:

- Importazione
- Raffinazione
- Stoccaggio
- Trasporto
- Consumo

Considerando queste attività come parti integranti di una stessa catena, è possibile identificare prodotti che siano collegati e complementari gli uni con gli altri. Molto spesso, nel concentrare gli sforzi su una specifica attività, si omettono aspetti importanti di altre attività che fanno parte del medesimo processo di importazione e gestione degli idrocarburi.

Dalla diagnosi effettuata si è potuto osservare che nella matrice energetica regionale l'uso del petrolio e dei suoi derivati nel settore dei trasporti e dell'industria è quello che richiede maggiore energia. Uno degli obiettivi che si è proposto il programma è promuovere la riduzione del consumo dei combustibili fossili nei trasporti e nell'industria. Questo obiettivo sarà raggiunto attraverso una serie di strumenti come, ad esempio, il finanziamento dell'acquisto di autobus urbani ed interurbani a basso consumo di combustibile rispetto a quelli attualmente in circolazione o che utilizzino combustibili derivanti da fonti alternative. Questo strumento è destinato tanto al settore privato quanto ai Comuni: esso offre condizioni favorevoli affinché le Amministrazioni locali possano promuovere un sistema a basso costo di trasporti di massa.

Questi strumenti potrebbero offrire altresì tassi di interesse agevolati per le persone o le imprese che acquistino veicoli ibridi o facciano uso di fonti alternative di combustibile. Per rendere efficaci questi prodotti, è necessario appoggiare iniziative, politiche e strumenti che incentivino la sostituzione dei parchi di trasporto pubblico obsoleti o poco efficienti con altri più moderni ed efficienti.

- **Programma Centroamericano per l'Efficienza Energetica nell'Elettricità**

Il settore elettrico utilizza buona parte dell'energia richiesta dalla Regione in ambito industriale, commerciale e residenziale. È stato dimostrato che è molto più economico per un paese ottenere maggiore efficienza in questo settore piuttosto che incrementare la generazione di nuova energia. In altre parole è più economico ridurre il consumo che aumentare l'offerta di elettricità.

Sulla base di questa considerazione è stato sviluppato un programma volto ad ottimizzare l'uso dell'energia elettrica in America Centrale. Questo programma di efficienza energetica nel campo dell'elettricità verrà utilizzato per attuare una serie di misure, tra cui:

- *Stimolare l'efficienza energetica nell'illuminazione delle installazioni.*

Le installazioni private e pubbliche possono ottenere risparmi energetici attraverso il semplice sistema di cambiare le lampadine e le lampade, sostituendo quelle incandescenti con altre a basso consumo. Studi recenti, condotti dalla “Empresa Nacional de Energía Eléctrica” (ENEE) in Honduras, sostengono che si può risparmiare almeno 20MW cambiando il tipo di illuminazione nelle istituzioni autonome e governative e in alcuni settori abitativi.

Questo strumento permetterebbe l'acquisto e l'installazione di lampadine efficienti e lo smaltimento di quelle incandescenti assicurando una maggiore efficienza energetica. A tal fine è necessario collaborare con le società fornitrici di energia per stabilire un meccanismo che quantifichi i risparmi ai fini del rimborso del finanziamento.

- *Stimolare l'efficienza energetica nell'illuminazione pubblica.*

Un altro modo efficace di ottenere risparmi quantitativi di energia elettrica consiste nel sostituire le illuminazioni o i lampioni stradali con un tipo di lampade efficienti. Studi dell'ENEE affermano che la sostituzione dei lampioni stradali garantirebbe un risparmio di almeno 15 MW. Questo strumento è rivolto alle istituzioni dedite alla distribuzione di elettricità, responsabili della manutenzione dell'illuminazione pubblica. È necessario collaborare con le società di distribuzione e con gli enti pubblici competenti al fine di individuare un meccanismo mediante il quale venga quantificato il risparmio ai fini del rimborso del finanziamento.

- *Elaborare studi che quantifichino il risparmio economico derivante dall'attuazione dell'efficienza energetica nelle imprese.*

Qualunque tipo di impresa può trarre beneficio dall'attuazione di un sistema di efficienza energetica nel proprio processo produttivo: attualmente stanno sorgendo imprese che sono in grado di offrire una “diagnosi elettrica” alle società che desiderano quantificare questo risparmio. Questo strumento è destinato a quantificare i risparmi economici ed a verificare la redditività dell'efficienza energetica in un'azienda o in un'istituzione. Questa analisi può essere standardizzata e trasformarsi in un utile strumento per i progetti futuri della Banca e delle IFI.

- *Stimolare l'efficienza energetica mediante l'acquisto di macchinari e attrezzature efficienti.*

La bolletta dell'energia elettrica industriale si può ridurre significativamente (almeno del 5%) sostituendo i macchinari esistenti con modelli più efficienti e di minor consumo. La Banca può fornire la garanzia per l'importazione di questi mac-

chinari nonché finanziamenti per promuovere il minor consumo energetico nel settore industriale. Il macchinario potrebbe consistere in attrezzature di illuminazione, in attrezzature o tecnologie per edifici “intelligenti” oppure in sensori di movimento, che facciano scattare l’illuminazione o il condizionamento dell’aria solo quando essi siano effettivamente necessari.

– *Promuovere l’efficienza energetica nelle PMI e nelle strutture alberghiere.*

Strumenti come il “Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica” (FIDE) in Messico hanno destinato fondi alle PMI e alle strutture alberghiere al fine di approntare una “diagnosi elettrica” e quantificare i risparmi energetici, nonché fornire finanziamenti con l’aiuto delle banche nazionali. Lo strumento da adottare rifletterebbe questo schema, offrendo fondi non solo per effettuare una “diagnosi elettrica”, ma anche per ottenere efficienza energetica in questi settori.

– *Promuovere la riduzione del consumo di elettricità sostituendo impianti elettrici con altri impianti che funzionano in base a fonti alternative più efficienti.*

La BCIE fornisce finanziamenti per la produzione o l’acquisto di una serie di stufe e di elettrodomestici che funzionino a gas e non a elettricità. In questo modo si otterrebbe una riduzione della domanda di elettricità a livello nazionale, mentre le persone potrebbero ottenere un risparmio nel loro consumo energetico mensile. Si potrebbe sviluppare un meccanismo con le imprese statali per offrire gratuitamente alle persone le stufe e gli elettrodomestici, che sarebbero ripagati attraverso i risparmi nella domanda di elettricità.

– *Studi e opere di manutenzione delle sottostazioni elettriche e riduzione delle perdite tecniche.*

I paesi dell’Istmo accusano importanti perdite tecniche nella produzione e nel trasporto di elettricità. A causa di tali perdite paesi come il Nicaragua e l’Honduras perdono più di un quarto della loro energia elettrica. Nell’individuare uno strumento destinato alla riduzione di queste perdite è possibile diminuire:

- La necessità di incrementare la produzione di elettricità
- Il consumo di combustibili fossili destinati alla generazione di elettricità
- La spesa generale della popolazione.

Nel caso dell’Honduras tale strumento può rappresentare un risparmio vicino ai 200MW, ossia l’energia elettrica necessaria per soddisfare la crescita della domanda in un anno.

- **Programma Centroamericano per l'Efficienza Energetica nelle Fonti Rinnovabili**

Come si può osservare dalla nostra analisi, l'America Centrale dispone di una vasta gamma di risorse rinnovabili da sfruttare. Naturalmente, è necessario rendere efficiente l'utilizzo di tali fonti per garantire che effettivamente esse possano essere rinnovate costantemente. L'obiettivo principale di questo programma è promuovere la conservazione delle fonti rinnovabili in America Centrale.

Per garantirne un utilizzo continuo è necessario prendere coscienza dell'uso e del rinnovamento di risorse naturali quali le risorse idriche, le biomasse e le risorse geotermiche. Le risorse idriche devono essere utilizzate in modo efficiente per promuovere la conservazione delle conche nonché il volume e la qualità dell'acqua. Per quanto riguarda le risorse geotermiche, è necessario promuovere un utilizzo efficiente dell'acqua e del vapore sotterraneo nonché l'adeguata reintroduzione dell'acqua nel sottosuolo perché venga riutilizzata continuamente. Infine, è necessario affrontare il problema del disboscamento per il consumo di legna, a causa dei suoi effetti nocivi sull'ambiente e sulla salute, nonché dei possibili rischi di siccità.

Per questo programma la Banca si avvale di consulenti per comprendere non solo la metodologia da adottare per raggiungere i propri obiettivi, ma anche per ottenere un feedback adeguato sul monitoraggio dell'impatto del programma.

C. SECONDO ORIENTAMENTO

Promozione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

Nell'Istmo Centroamericano esiste un ampio potenziale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, a tal punto che non solo si potrebbero sostituire del 10% le necessità di energia elettrica, ma si potrebbe soddisfare in futuro la crescita della domanda per molti anni.

È stata rilevata la grande dipendenza dalle fonti di energia non rinnovabile del settore dei trasporti e dell'industria e, su scala ridotta, nella produzione di elettricità. Tali fonti, che devono essere importate, hanno un impatto diretto sulla bilancia dei pagamenti dei paesi interessati, oltre a generare residui inquinanti nocivi per l'ambiente.

Il secondo orientamento è stato sviluppato con il proposito di promuovere lo sfruttamento delle fonti rinnovabili di cui dispone la Regione per ridurre la dipendenza dalle fonti non rinnovabili, che rappresentano attualmente il 46% delle fonti energetiche utilizzate nella Regione.

L'obiettivo principale di questo orientamento è promuovere lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili di cui dispone la Regione per soddisfare mediante queste fonti l'attuale domanda di energia e il suo eventuale aumento disincentivando l'utilizzo delle fonti non rinnovabili.

Per dare attuazione a questo orientamento, sono stati individuati tre programmi: il primo pone l'accento sulle biomasse che costituiscono la fonte rinnovabile più utilizzata nell'Istmo; il secondo è destinato alle altre fonti rinnovabili utilizzate nella Regione, quali l'energia eolica, idroelettrica, solare e geotermica; il terzo consiste nel calcolo e nella negoziazione dei crediti di carbonio che possono essere negoziati sviluppando progetti rinnovabili.

Si descrivono qui di seguito i tre programmi proposti.

- **Programma Centroamericano BCIE - Bios**

Obiettivo principale di questo programma è promuovere lo sviluppo delle biomasse come fonte energetica. Nei vari capitoli di un apposito documento sono stati descritti gli effetti dannosi per l'ambiente e per la salute provocati da un utilizzo non controllato della legna. Il facile accesso a tale risorsa e la carenza di fonti energetiche alternative sono due delle ragioni principali dell'utilizzo di ingenti quantità di legna.

Il programma si propone di sviluppare l'utilizzo delle biomasse mediante l'introduzione di fonti alternative di biomassa e l'ottimizzazione dell'uso delle fonti attualmente esistenti.

La Banca promuove la conversione dei rifiuti organici affinché possano essere utilizzati come fonti energetiche. La gestione dei rifiuti agricoli e industriali risulta molto costosa e in alcuni paesi i rifiuti non vengono sfruttati come fonte energetica. Mediante la promozione dell'uso di questi rifiuti come fonti energetiche si affronterebbe, almeno in parte, il problema della gestione dei rifiuti e si promuoverebbe nella Regione una fonte alternativa di energia.

Secondo alcuni studi della CEPAL, circa l'80% dei rifiuti industriali organici ed oltre il 95% dei rifiuti agricoli e forestali possono essere trasformati in energia. I produttori e gli imprenditori investono ingenti somme di denaro nello smaltimento dei residui delle loro produzioni. Il programma proposto è volto alla creazione di sinergie tra coloro che generano energia attraverso le biomasse e i produttori che smaltiscono materia organica.

La BCIE promuove alcuni strumenti, quali i finanziamenti strutturati, con il fine di stimolare lo sfruttamento di queste risorse mediante la costruzione di impianti per il trattamento dei rifiuti che ne permettano la trasformazione in fonti energetiche diverse. Una delle fonti energetiche è il carbone vegetale che serve, tra l'altro, al

riscaldamento e alla produzione di energia elettrica. Altri prodotti che è possibile ottenere sono il metanolo e l'etanolo, entrambi utilizzati per la sostituzione dei combustibili fossili.

Inoltre questo programma promuove l'evoluzione in biomasse di nuove fonti energetiche alternative. Attualmente, in India e in Cina si sta studiando un arbusto chiamato "Jatropha" che presenta caratteristiche molto simili alla palma africana, con la differenza che la "Jatropha" necessita di minori quantità di acqua, ha una crescita tre volte più veloce e un potere energetico superiore ad altre coltivazioni. Lo sviluppo di fonti energetiche alternative di biomassa come la "Jatropha" permetterebbe di avere accesso ad una fonte rinnovabile in modo più rapido e più semplice da sostenere, immagazzinare e trasportare: essa inoltre non crea conflitti sociali, come avviene per la coltivazione del mais utilizzato come fonte di combustibile invece che come alimento nei paesi in via di sviluppo.

Alcuni strumenti possono essere sviluppati nell'ambito di questo programma:

~ *Finanziamenti per la creazione e lo sviluppo di centri di formazione per l'utilizzo, la semina, l'abbattimento e la gestione del legname nei vari settori rurali.*

Obiettivo di questo strumento è individuare e attuare soluzioni finanziarie che comportino la corretta gestione del disboscamento ed educino le persone a prendersi cura di questa risorsa e ad ottimizzarne l'utilizzo. La BCIE offre un fondo per lo sviluppo di questi centri in cui non si svolge solamente il controllo adeguato dei disboscamenti e della semina di nuovi alberi, ma si fornisce anche la formazione necessaria affinché le persone sfruttino tutti i prodotti derivati dagli alberi, ivi comprese le foglie, la corteccia, le radici, ecc.

~ *Finanziamenti per la promozione di prodotti agricoli e forestali che presentino i più alti valori in termini di calorie per la loro conversione in energia.*

È necessario sviluppare la coltivazione di nuovi prodotti agricoli e forestali affinché essi siano non solo una fonte alimentare ma possiedano anche un alto grado di convertibilità in energia sia per la preparazione di biocombustibili che per il loro utilizzo come fonte di calore.

Attualmente vengono seminate grandi quantità di palma africana per la trasformazione in biocombustibili e, grazie al suo potere termico, viene utilizzata anche la canna delle raffinerie di zucchero. La canna, avendo stagioni ben definite per il raccolto, lascia parte dell'anno senza la possibilità di utilizzare i residui. Appropriate ricerche permetterebbero la coltivazione di prodotti agricoli che non solo soddisfino

la domanda di determinati alimenti, ma che permettano altresì l'elaborazione di biocombustibili o la generazione di energia attraverso le biomasse. Un possibile prodotto in fase di sviluppo a livello mondiale, grazie al suo potere energetico e alla bassa manutenzione, è la "Jatropha".

~ *Finanziamenti destinati allo sviluppo di biocombustibili liquidi e gassosi.*

Proposito principale di questo prodotto è ridurre il consumo di idrocarburi, sostituendoli con fonti alternative di combustibile.

La BCIE promuove condizioni preferenziali, tra cui fondi di pre-investimento, per incentivare lo sviluppo e l'utilizzo di combustibili rinnovabili. Tali fondi potrebbero essere utilizzati dai produttori di beni primari, dai produttori di biodiesel o E 10, dagli importatori di veicoli che facciano uso di combustibili alternativi e dagli stessi distributori di benzina al fine di creare stazioni rinnovabili che offrano prodotti come il biodiesel e l'E 10.

- **Programma Centroamericano per lo sviluppo di energia rinnovabile**

Come già detto, l'America Centrale dispone di un ampio potenziale per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Si stima che queste fonti possano soddisfare nella loro totalità la domanda regionale di energia per un periodo di almeno venti anni. Il presente programma prevede di promuovere lo sviluppo di progetti che utilizzino fonti di energia rinnovabili, sfruttando l'ampio potenziale presente nella Regione in modo da ridurre la dipendenza dalle fonti di energia non rinnovabile.

Esistono regioni che non hanno accesso a fonti di energia, ad eccezione delle biomasse (legname). Nel promuovere nuove forme di energia rinnovabile (ad esempio l'energia solare), si offre a vari Comuni l'accesso all'energia come fonte alternativa. Secondo studi condotti dalla Olade e dalla CEPAL, le persone che vivono nelle aree rurali possono spendere circa il 15% del loro reddito in fonti di energia (legname, fiammiferi, candele, ecc.) È possibile canalizzare questo reddito per fornire con il sostegno delle autorità locali fonti di energia rinnovabile alle comunità.

Finanziando un Comune per sviluppare un mini-progetto solare, si potrebbe avere accesso all'energia per creare centri sanitari con impianti di refrigerazione per vaccini e medicinali, nonché per nebulizzatori e altre attrezzature mediche di prima necessità.

Questo programma inoltre offre incentivi (ad esempio fondi di garanzia parziale) per lo sviluppo di progetti piccoli e medi di energia rinnovabile.

I governi della Regione stanno sviluppando progetti energetici, che molto spesso non possono essere realizzati in modo efficiente a causa dell'indebitamento o per

la mancanza di meccanismi finanziari che permettano di trovare soluzioni alle esigenze di finanziamento.

Tenendo presente questa situazione, la Banca propone alcuni strumenti ideati con l'obiettivo di soddisfare le necessità energetiche dei paesi dell'America Centrale attraverso progetti del settore pubblico.

Fra gli strumenti che la Banca propone per il settore pubblico figurano:

~ *Linee-guida per le Associazioni pubblico/privato-pubblico/BCIE per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile.*

Si stanno delineando linee-guida volte a creare un modello o uno schema che permetta di ottenere il finanziamento di progetti di energia rinnovabile mediante meccanismi come l'associazione settore pubblico - BCIE che non costituiscano indebitamento per i paesi interessati.

Tuttavia, sebbene siano stati realizzati casi concreti di associazione tra il settore pubblico e la BCIE – ad esempio il progetto eolico “Valle Central” in Costa Rica – non si dispone ancora di lineamenti base tali da permettere di delineare su un piano generale gli orientamenti per ogni tipo di progetto di energia rinnovabile.

~ *Programmi comunali per lo sviluppo di progetti rinnovabili nei villaggi.*

Seguendo l'orientamento del programma precedentemente descritto, si stabilisce una cifra destinata all'energia per le comunità rurali attraverso i Comuni. Naturalmente, ci sono località così remote da non avere accesso alla connessione alla rete elettrica nazionale a causa dei costi elevati dovuti alla distanza dalla rete.

In questo senso viene sviluppato un prodotto finanziario destinato a fornire sistemi rinnovabili, come ad esempio i fotovoltaici, per dare energia (in questo caso solare) a questi villaggi con l'obiettivo di utilizzare i raggi solari per la cottura, il riscaldamento e la fornitura di energia elettrica.

Molte comunità trarrebbero enormi benefici se si riuscisse a fornire elettricità per creare centri sanitari con apparecchiature di refrigerazione per la conservazione di medicinali e di vaccini, nonché altre strutture sanitarie che funzionino con l'elettricità e che consentano di garantire un miglior servizio alle popolazioni.

- **Programma di monitoraggio e di formazione nel settore dei meccanismi di sviluppo pulito**

Molti progetti per l'energia rinnovabile hanno la potenzialità di vendere crediti di carbonio generando energia con un combustibile non fossile. Tali crediti di carbonio vengono acquistati dai paesi sviluppati che dispongono di una quota di tonnellate risparmiate di emissioni di gas inquinante per l'ambiente. Questi crediti possono

rappresentare una somma significativa per lo sviluppo dei progetti, incidendo positivamente sul flusso di cassa degli investitori.

Alcuni ideatori di progetti rifiutano la metodologia con cui vengono venduti i certificati di riduzione delle emissioni (CRE). La Banca mantiene stretti rapporti con molti organismi che dispongono di divisioni responsabili dell'acquisto dei certificati di riduzione.⁷³ Lo strumento ideato permetterebbe agli ideatori dei progetti di collegare attraverso la BCIE i propri finanziamenti con la vendita dei crediti di carbonio. Nella fase iniziale la Banca percepirebbe una commissione per questo collegamento tra le persone interessate, acquisendo a sua volta un know-how per questo genere di operazioni.

D. TERZO ORIENTAMENTO

Promozione delle infrastrutture necessarie per la conversione, il trasporto e lo stoccaggio di energia.

I paesi in via di sviluppo hanno bisogno di infrastrutture che permettano alle popolazioni non solo di accedere ai vari tipi di energia, ma anche di garantirne la conversione, il trasporto e lo stoccaggio. Si è potuto rilevare la necessità di investire nello sviluppo di infrastrutture per i settori di energia e combustibili, necessità che la Banca si impegna a soddisfare attraverso una serie di programmi destinati a questo scopo.

I programmi disegnati sulla base di questo orientamento si concentrano sui due sotto-settori descritti nel precedente paragrafo.

- **Programma Centroamericano di infrastrutture per i combustibili**

Il processo degli idrocarburi comprende l'importazione, la raffinazione, lo stoccaggio e il trasporto. Tutte queste tappe richiedono investimenti in infrastrutture in tutti i paesi della Regione. Obiettivo generale di questo programma è **promuovere gli investimenti nel settore delle infrastrutture per la raffinazione, lo stoccaggio e il trasporto dei combustibili.**

Al riguardo va tenuto presente che la capacità di raffinazione è diminuita non solo nei paesi dell'Istmo Centroamericano, ma anche in vari paesi del mondo. Il network nordamericano "Cable News Network" (CNN) ha realizzato recentemente un servizio dal quale emerge che gli Stati Uniti non hanno investito nella raffinazione del petrolio, poiché si ritiene che i prezzi del petrolio possono aumentare a tal punto da far diminuire la domanda e rendere così non redditizi gli investimenti nella raffinazione.

⁷³ Come ad esempio KFW o il Japan Carbon Fund (JCF) filiale della JBIC.

La maggior parte dei paesi della Regione, dovendo importare il petrolio già raffinato, deve pagare i prodotti raffinati ai prezzi internazionali. Secondo il servizio della CNN, la raffinazione potrebbe rappresentare un risparmio significativo rispetto all'acquisto dei prodotti raffinati (senza entrare nel dettaglio delle cifre). Importando esclusivamente petrolio grezzo, crescerebbe il volume delle importazioni, permettendo ai vari paesi economie di scala: si potrebbero offrire in questo modo prodotti finiti con impiego di manodopera locale e conseguente aumento dei livelli di occupazione e degli utili per la raffinazione.

I paesi della Regione stanno sviluppando progetti di ampliamento della loro capacità di raffinazione, come nel caso del Guatemala, del Nicaragua e del Panama. Analizzando le necessità di raffinazione e la volontà dei paesi di sviluppare questo tipo di progetti, si prevede che il programma di infrastrutture relative ai combustibili possa fornire soluzioni puntuali a questo tipo di necessità dell'America Centrale.

Oltre che allo sviluppo di progetti di infrastrutture per la raffinazione dei combustibili, il programma sopra descritto offre sostegno ai progetti di infrastrutture nel settore del trasporto dei combustibili. Obiettivo specifico di questa iniziativa è incentivare gli investimenti in infrastrutture per il trasporto di combustibili fossili allo scopo di rendere queste operazioni più efficienti. Attualmente, il trasporto dei combustibili viene effettuato con camion-cisterna, sistema che rende il processo poco efficiente e molto costoso dal punto di vista operativo.

Tenuto conto degli importanti investimenti richiesti, la BCIE fornisce finanziamenti mediante fondi di pre-investimento a condizioni preferenziali e con scadenze e tassi di interesse attraenti: in tal modo la Banca assume la leadership nell'assegnazione di fondi per progetti che promuovono il trasporto efficiente di combustibili. Il trasporto mediante reti rende il processo più efficiente, poiché evita i furti di combustibile e l'uso di camion-cisterna ed il conseguente consumo di idrocarburi.

Inoltre, è stata presa in esame la possibilità di offrire appoggio a progetti di infrastrutture per lo stoccaggio di combustibili, dato che esiste in questo settore una domanda non soddisfatta. Incrementare la capacità di stoccaggio consentirebbe di acquistare una quantità maggiore di combustibili e permetterebbe quindi economie di scala, favorendo il risparmio da parte dei paesi interessati. I prodotti derivati da questi programmi saranno destinati ad incentivare gli imprenditori ad investire nelle infrastrutture per lo stoccaggio dei combustibili.

- **Programma Centroamericano di infrastrutture per l'elettricità**

Come per il processo dei combustibili, il sotto-settore elettrico è composto da varie tappe: generazione, trasmissione, distribuzione e consumo. Dagli studi effettua-

ti è emersa la necessità di investire in infrastrutture per la generazione, la trasmissione e la distribuzione al fine di fornire alle popolazioni l'accesso all'energia elettrica.

L'elettricità riveste un ruolo importante nella bilancia energetica dei vari paesi. Non solo si devono elaborare opzioni finanziarie che incentivino lo sviluppo di progetti per la generazione di energia attraverso fonti rinnovabili e meccanismi di sviluppo puliti, ma si devono promuovere altresì progetti di trasmissione e distribuzione dell'elettricità, al fine di portare i paesi verso indici di elettrificazione adeguati, riducendo le perdite del sistema.

In primo luogo, la BCIE offre sostegno ai progetti di ampliamento delle infrastrutture volti alla generazione di elettricità. Questa iniziativa è focalizzata sui progetti di generazione di elettricità di media e vasta scala, come ad esempio i progetti binazionali per la costruzione di grandi centrali idroelettriche o a carbone. Sebbene ogni progetto abbia peculiarità proprie che devono essere affrontate caso per caso, è necessario creare ed approvare uno schema preventivo di analisi finanziaria, giuridica ed operativa, che permetta alla Banca di diventare nella Regione l'operatore-leader in questo tipo di progetti. È necessario creare una metodologia che includa diverse banche internazionali, politiche di rischio e studi legali con avvocati a New York (o in altre città) al fine di disporre di una struttura ben definita che renda efficienti le sinergie interne alla Banca e le sue interazioni con le altre parti coinvolte.

Sono numerosi i progetti energetici in fase di realizzazione grazie agli investimenti privati. Il programma proposto è stato ideato per appoggiare gli investitori privati in progetti rinnovabili mediante una serie di prodotti finanziari da offrire attraverso la Banca. Questo programma dovrà essere funzionale per il settore pubblico e per le associazioni pubblico-privato.

Come la Regione ha bisogno di infrastrutture per la produzione di elettricità, così è necessario promuovere progetti di infrastrutture per la trasmissione e la trasformazione di elettricità. È stato calcolato che i paesi interessati hanno bisogno di oltre duemila chilometri di linee di trasmissione e di una cifra pari ad ottomila MVA in capacità di trasformazione. A questa necessità latente risponde l'azione diretta della banca, che destina specifici fondi volti a sviluppare le infrastrutture necessarie per incrementare sia la trasmissione sia la trasformazione di elettricità.

Questo processo renderebbe più efficiente il trasporto di elettricità, soddisfacendo allo stesso tempo una necessità in costante crescita. Questo intervento prevede il sostegno alla manutenzione e al ripristino delle sottostazioni.

Un chiaro esempio di progetti di infrastrutture per la trasmissione è il "Sistema di Interconnessione Elettrica dei Paesi dell'America Centrale" (SIEPAC). Questa interconnessione consente che lo scambio di elettricità tra i paesi dell'America Centrale avvenga in modo più efficiente, potendo avvalersi di infrastrutture adegua-

te. La BCIE, che fin dall'inizio ha appoggiato il SIEPAC, ha come obiettivo una partecipazione ancor più attiva in questa iniziativa, assumendo un ruolo di più marcato protagonismo sia nel processo decisionale sia nel finanziamento del SIEPAC.

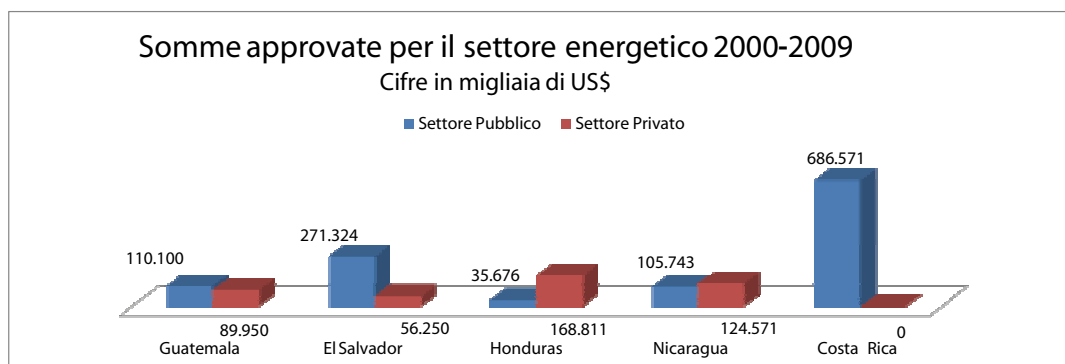
Questo programma contribuirà a promuovere lo sviluppo, poiché porterà elettricità alle persone che non vi hanno accesso, avendo cura di ridurre le perdite nelle linee.

Per poter attuare questo aspetto del programma, è necessario quantificare l'elettricità fornita mediante contatori adeguati. La BCIE può offrire strumenti che garantiscono appoggio finanziario per incentivare la distribuzione di elettricità con tassi di interesse favorevoli e scadenze adeguate onde stimolare investimenti nelle reti di distribuzione dell'elettricità. Un esempio di intervento potrebbe essere rappresentato da gare di appalto per l'acquisto e l'installazione di contatori elettrici. Gran parte delle perdite di elettricità sono dovute ai furti o all'impossibilità di quantificare i consumi di elettricità per mancanza di appositi meccanismi o di apparecchiature adeguate. Per poter ampliare la rete elettrica, è necessario attuare un meccanismo che permetta di recuperare adeguatamente gli investimenti effettuati. Installando i contatori, sarà possibile realizzare misurazioni appropriate che permetteranno di far pagare l'energia fornita.

E. Attuazione della Strategia

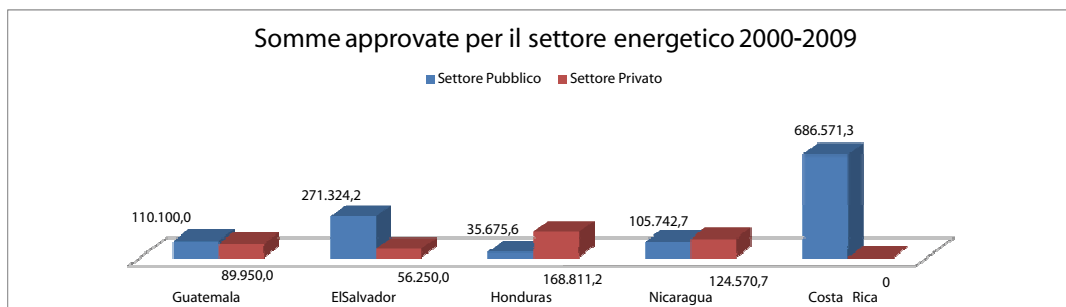
Partecipazione della BCIE nel Settore dell'Energia

Nel periodo compreso tra il 2000 e il 2009, la Banca Centroamericana ha approvato progetti energetici nella Regione per una somma superiore a 1,648 milioni di dollari, fornendo così un importante sostegno a questo settore.



Fonte: BCIE

In Honduras e in Nicaragua questo sostegno è stato orientato più verso il settore privato che verso quello pubblico; negli altri paesi invece è molto marcato l'orientamento verso il settore pubblico. Un'analisi per paese fa emergere una forte tendenza ad interventi in Costa Rica rispetto agli altri paesi. Attualmente l'Honduras è il paese che dispone della percentuale minore di interventi nel settore pubblico.



Fonte: BCIE

Rispetto al totale degli interventi della BCIE destinati alla generazione di energia elettrica nel periodo compreso tra il 2000 e il 2009, il 49,2% ha riguardato le fonti rinnovabili, il 28,4% il settore termico e il 22% progetti di infrastrutture elettriche.

Il sostegno della Banca Centroamericana allo sviluppo di progetti di energia rinnovabile è stato ancora più marcato grazie alle alleanze strategiche con l'UNDP e con altri organismi che operano nella Regione. (BID, CEPAL, OLADE, ecc.)

La BCIE offre il proprio sostegno a progetti di energia rinnovabile, di efficienza energetica e di biodiversità mediante tre iniziative condotte congiuntamente all'UNDP e al GEF:

1. **“Accelerare l'Energia Rinnovabile in America Centrale attraverso la BCIE”** (ARECA, nella sigla inglese). Questo fondo fornisce garanzie parziali alle IFI per progetti di energia rinnovabile in America Centrale di meno di 10 MW. ARECA è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione nel marzo 2007 ed è attualmente in fase di attuazione.

2. **“Mercati Centroamericani per la Biodiversità”** (CAMBio, nella sigla inglese). Obiettivo principale di questa iniziativa è appoggiare la conservazione e l'uso sostenibile della biodiversità nello sviluppo e nel finanziamento a micro, piccole e medie imprese (PMI) in cinque paesi dell'America Centrale (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras e Nicaragua). CAMBio è una combinazione di tre strumenti: un fondo di garanzia parziale, un fondo di assistenza tecnica e un fondo di

compensazione per le PMI coinvolte in attività di sostegno alla biodiversità. CAMBio è impegnata in questo tipo di operazioni a partire dall'inizio del 2007.

3. Programma di Efficienza Energetica nel Settore Industriale e Commerciale in Honduras (PESIC). PESIC è volto all'eliminazione degli ostacoli che attualmente devono affrontare le imprese dell'Honduras che desiderano investire in beni strumentali e migliorare le proprie pratiche di efficienza energetica, con particolare riferimento alle barriere finanziarie esistenti. Questo meccanismo finanziario sarà attuato attraverso un trust (FOPESIC), con la partecipazione di istituzioni finanziarie locali. La BCIE è la fiduciaria di questo trust.

Oltre ai programmi con l'UNDP, la BCIE ha costituito un'alleanza importante con E+Co e con la BIS in un programma denominato CAREC. Questo programma è orientato a sostenere le piccole e medie imprese che vogliono sviluppare progetti di energia rinnovabile e di efficienza energetica nella Regione. Finora CAREC ha dato il suo appoggio a 2 importanti progetti a Panamá e in Honduras e sta per approvare un impianto di biogas in Guatemala.

Ciò sottolinea l'importante appoggio offerto da parte della Banca allo sviluppo della biodiversità e ai progetti di energia rinnovabile nella Regione.

La domanda di energia elettrica ha registrato una crescita media annua di 326MW e ci si attende un raddoppio di tale cifra nei prossimi anni. A seconda del tipo di tecnologia utilizzata, l'incremento previsto nella capacità installata richiederebbe da 1.000 a 1.500 milioni di dollari l'anno.

I programmi delineati nella presente strategia sono stati ideati per far fronte alle necessità che la Regione presenta in termini di crescita della domanda attraverso i vari prodotti finanziari di cui la BCIE dispone. Questi strumenti includono tra gli altri: leasing, pre-investimenti, project finance, titolarizzazioni, fondi di capitale e debito subordinato, garanzie parziali, ecc.

Queste soluzioni finanziarie sono state ideate per adattarsi alle necessità di ogni singolo investitore privato e alle diverse tipologie di progetto. La BCIE è nota per la sua capacità di sviluppare opzioni finanziarie su misura, senza obbligare un progetto a conformarsi ad un modello predeterminato quanto a termini tecnici e condizioni, alcune delle quali possono non essere adeguate per un determinato progetto.

Nonostante il 2009 abbia registrato un rallentamento nello sviluppo dei progetti di energia rinnovabile, si prevede che il 2010 sarà un anno in cui tali progetti saranno riattivati nella Regione. Da parte sua, l'Honduras ha bandito una gara di 250MW in base a progetti di energia rinnovabile, alla quale hanno partecipato oltre 40 piccoli e medi imprenditori.

Nel contesto della "Strategia di Sostegno allo Sviluppo del Settore Energetico

per l'America Centrale", approvata dal Consiglio di Amministrazione nel giugno 2008, la BCIE ha sviluppato nel corso del 2009 una serie di Programmi e Prodotti incentrati sull'appoggio al settore energetico nell'Istmo.

Questi programmi si inseriscono nei tre orientamenti principali della strategia:

1. Utilizzare l'energia in modo efficiente.
2. Promuovere le fonti alternative di energia rinnovabile
3. Incentivare lo sviluppo di infrastrutture per l'accesso e la gestione dell'energia.

Fino al 31 dicembre 2009 il Consiglio della Banca aveva approvato i seguenti Programmi.

- Il 28 gennaio 2009 il Consiglio di Amministrazione della Banca ha approvato il **Programma di Appoggio alle PMI con particolare attenzione all'Energia Rinnovabile e all'Efficienza Energetica**. Tale programma si propone di appoggiare coloro che attuano piccoli progetti di energia rinnovabile ed efficienza energetica con risorse di pre-investimento e fondi tramite le banche commerciali. Questo programma viene completato con fondi della Banca di Sviluppo Tedesca, KfW, che forniscono condizioni favorevoli in termini di tassi di interesse e rimborsi.

- Il **Programma di Efficienza Energetica** è stato approvato dal Consiglio della BCIE il 24 giugno 2009. Tale programma ha come obiettivo generale stimolare i progetti di efficienza energetica con il fine di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili nella Regione e diminuire le emissioni di gas nocivi per l'ambiente.

Il programma ha altresì come obiettivo specifico i seguenti orientamenti strategici:

- Promuovere l'attuazione dell'efficienza energetica in tutte le fonti di energia.
- Promuovere lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile.
- Promuovere lo sviluppo delle infrastrutture necessarie per la conversione, il trasporto e lo stoccaggio di energia.

Questo programma è stato realizzato grazie all'aiuto dei responsabili del settore energetico della Regione, attraverso un workshop dinamico che si è svolto nella sede della BCIE di Tegucigalpa. Tra i progetti identificati figura la sostituzione dell'illuminazione pubblica nella Città di Guatemala. Questo progetto è in fase di realizzazione con la collaborazione dell'International Finance Corporation (IFC).

- Il 25 novembre 2009 il Consiglio della BCIE ha approvato il **Programma di Energia Rinnovabile** che ha come obiettivo generale la promozione di progetti di energia rinnovabile volti a ridurre la dipendenza dagli idrocarburi e dai gas nocivi rilasciati nell'ambiente. Il programma si propone i seguenti obiettivi specifici:

- Contribuire allo sviluppo di progetti di energia rinnovabile nei paesi fondatori e beneficiari della BCIE.

- Promuovere la diversificazione della matrice energetica dei paesi introducendo un'alternativa all'offerta di energia.
- Aumentare la produttività, l'efficienza e la competitività dell'industria mediante risparmi nei costi operativi.
- Promuovere fonti di energia che offrano accesso al servizio elettrico in zone remote prive di accesso alla rete elettrica.

Il Programma per l'Energia Rinnovabile è stato completato con l'aiuto dei presidenti delle associazioni dei produttori di energia rinnovabile di tutti i paesi dell'America Centrale (Panama compreso) mediante un workshop dinamico che si è svolto nella Sede Regionale della BCIE a San Salvador. Per lo sviluppo di tale programma si sta studiando l'idea di elaborare una Guida dell'America Centrale per la Presentazione di Progetti di Energia Rinnovabile, l'attuazione della Rete Centroamericana di Energia Rinnovabile (sito web didattico e informativo) e lo sviluppo del Fondo di Energia Rinnovabile.

F. Attuazione della strategia

L'attuazione della Strategia per l'Energia è un lavoro dinamico e costante che deve realizzarsi sulla base delle necessità esistenti e mutevoli dei clienti e degli attori: settore pubblico, settore privato e settore finanziario.

Metodologia

Per poter attuare la strategia verrà effettuato un monitoraggio costante delle necessità del mercato per inquadrarle negli orientamenti di base: si cercherà di rispettare sempre le peculiarità di tutti i diversi progetti, utilizzandoli come strumento per realizzare programmi e prodotti su scala regionale.

L'elaborazione dei prodotti descritti nella strategia è a carico dell'Unità per l'Energia del Dipartimento per lo Sviluppo e la Competitività, sotto la direzione dei Responsabili della "Banca de Inversión y Desarrollo" e con l'aiuto dei vari Responsabili della BCIE, dell'ufficio legale e della sezione economica preposta ai problemi dello sviluppo, al fine di pervenire all'approvazione e all'attuazione dei programmi e dei prodotti di cui trattasi.

L'attuazione e la distribuzione dei programmi e dei prodotti saranno realizzate con l'aiuto delle Direzioni Regionali esistenti in ciascun paese, che in nome della Banca devono soddisfare le necessità specifiche dei vari clienti. L'Unità per l'Energia e il Dipartimento per lo Sviluppo e la Competitività avranno il compito di assicurare la supervisione e le correzioni necessarie dei prodotti, formando il personale richiesto per la loro realizzazione.

Ulteriori documenti di ricerca saranno elaborati dagli organismi competenti sotto la guida del Dipartimento per lo Sviluppo e la Competitività della Banca Centroamericana, i cui risultati saranno pubblicati a livello regionale.

Risorse per lo Sviluppo

Per l'attuazione della Strategia per l'Energia si richiede la partecipazione attiva di almeno due professionisti: uno responsabile dello sviluppo, l'attuazione, la pubblicazione e la formazione dei programmi, prodotti e servizi; l'altro incaricato della raccolta e della verifica delle informazioni.

È necessario che il gruppo di lavoro abbia a propria disposizione tutti gli strumenti finanziari per acquisire le informazioni, contattare i clienti dei vari paesi e promuovere i meccanismi e le ricerche effettuate.

Follow up della Strategia

Per verificare lo stato di avanzamento dell'applicazione della Strategia per l'Energia sono stati stabiliti i seguenti parametri di follow-up:

- Crescita del portafoglio della Banca Centroamericana nel settore dell'Energia;
- Aumento delle approvazioni nel settore dell'energia;
- Crescita degli investimenti nel settore energetico;
- Nuovi prodotti e sviluppo di politiche, procedimenti e/o manuali operativi;
- Valutazione dell'impatto sociale e ambientale.

ENEL
ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA

IL GRUPPO ENEL IN AMERICA LATINA

Roma

Premessa

Enel, attraverso le controllate Enel Green Power (EGP) ed Endesa, è oggi il maggiore gruppo privato dell'energia attivo in America Latina.

Il Gruppo Enel distribuisce energia elettrica in cinque delle maggiori metropoli continentali: Rio de Janeiro, Buenos Aires, Lima, Bogotá e Santiago del Cile. **La presenza è diffusa e tocca dieci Paesi:** Argentina (con la controllata Endesa), Brasile (Endesa, EGP), Cile (Endesa, EGP), Colombia (Endesa), Costa Rica (EGP), El Salvador (EGP), Guatemala (EGP), Messico (EGP), Panama (EGP), Perù (Endesa).

Presenza di Enel Green Power

Nel dicembre 2008, Enel ha costituito Enel Green Power, la società del Gruppo dedicata allo sviluppo e alla gestione della produzione elettrica da fonti rinnovabili nel mondo, società che opera oltre 5,700 MW di impianti idroelettrici, eolici, geotermici, fotovoltaici e a biomasse in Europa, America del Nord e America Latina. **Enel Green Power, tramite Enel Latin America, gestisce nel continente impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili per 667 MW.**

In **Brasile**, Enel Green Power gestisce 20 centrali idroelettriche pari a una capacità installata totale di 93 MW. Nove impianti, con capacità totale di circa 38 MW, sono situati nello Stato del Mato Grosso, otto (capacità totale di circa 50 MW) nello Stato del Tocantins e tre (quasi 5 MW) nello Stato di São Paulo.

In **Cile**, Enel Green Power gestisce due impianti idroelettrici per un totale di 90 MW e sta sviluppando impianti geotermici per 300 MW potenziali, in collaborazione con Enap (Empresa Nacional del Petróleo). Nel 2005, Enel ha avviato una partnership con Enap per lo sviluppo della geotermia in Cile, con la costituzione della Empresa Nacional de Geotermia (ENG), di cui Enel e Enap detengono rispettivamente il 51% e 49%. Tramite ENG, Enel ha avviato tre progetti a sud di Santiago: Calabozo, Chillán e Copahue. Nel 2006, Enel ha acquisito il 51% del capitale della società Geotermica del Norte SA (GDN), a cui partecipano anche Enap (44%) e CODELCO (Corporación Nacional del Cobre) al 5%. Tramite GDN, Enel ha avviato tre progetti nel nord del Cile: El Zoquete, Apacheta e Polloquere. I progetti di Enel con ENG e GDN prevedono 13 concessioni geotermiche. Ciascun impianto, una volta in funzione, soddisferà il fabbisogno energetico di oltre 100.000 famiglie.

In **Costa Rica**, Enel Green Power gestisce due impianti idroelettrici da 31 MW e una centrale eolica da 24 MW, per una capacità installata totale di 55 MW.

In **El Salvador**, Enel Green Power detiene una partecipazione del 36,20% nell'azienda geotermica pubblica LaGeo. Nel febbraio 2007, Enel Latin America e LaGeo hanno completato la costruzione di un impianto geotermico da 44 MW nella zona di Berlin. LaGeo gestisce già due impianti geotermici, il primo in Ahuachapán con una capacità installata di 95 MW e un secondo a Berlin, da 100 MW. Enel e LaGeo gestiscono progetti anche in Nicaragua tramite la *joint venture* GeoNica, in cui Enel ha il 60% e LaGeo il restante 40%.

In **Guatemala**, Enel Green Power gestisce tre impianti idroelettrici da 76 MW. In Messico, la società gestisce tre centrali idroelettriche per 53 MW.

A **Panama**, Enel Green Power gestisce un impianto idroelettrico da 300 MW nella provincia di Chiriqui. L'impianto genera un totale di circa 1.600 GWh all'anno, pari a circa il 30% dell'elettricità prodotta nel paese.

Presenza di Endesa

Il Gruppo Enel è inoltre presente in America Latina tramite la controllata (92,06%) Endesa, il più grande operatore integrato nel settore dell'elettricità del Subcontinente, con circa 15.000 MW di capacità installata termo e idroelettrica. Inoltre, Endesa è attiva nel settore della distribuzione e della vendita di energia elettrica, con 62,8 TWh (miliardi di chilowattora) distribuiti e 12,6 milioni di clienti.

In **Cile**, il gruppo Endesa è il maggiore operatore privato con una capacità installata di quasi 5.600 MW. La società di distribuzione di Endesa, Chilectra, ha 1,6 milioni di clienti.

Anche in **Colombia**, Endesa è il più importante *player* privato, gestendo circa 2.800 MW, pari a una quota del mercato di generazione elettrica locale del 24%. Nel settore della distribuzione, Endesa ha una quota di maggioranza in *Condensa*, società che vanta oltre 2,5 milioni di clienti nella regione di Bogotá.

In **Perù** Endesa è l'operatore integrato di maggiori dimensioni con una capacità installata di circa 1.600 MW. Inoltre, il Gruppo detiene una partecipazione di controllo in Edelnor, una società che distribuisce l'energia a nord di Lima a oltre 1 milione di clienti.

In **Argentina** Endesa conferma il proprio ruolo di maggiore *utility* privata, con una capacità installata che supera i 4.400 MW, pari a un quinto della capacità installata totale del paese. In Argentina, Endesa è presente anche nel settore della distribuzione attraverso Edelsur, che gestisce 2,3 milioni di clienti nella regione di Buenos Aires.

In **Brasile**, il Gruppo Endesa gestisce circa 1.000 MW, pari all'1% della capacità di generazione totale del paese. Nel settore della distribuzione, Endesa gestisce Ampla, nello Stato di Rio de Janeiro, e Coelce, nello Stato del Ceará. Complessivamente, le due società vendono elettricità a circa 5,5 milioni di clienti. In Brasile Endesa possiede anche una linea di trasmissione dell'elettricità da 2.300 MW con l'Argentina.

INDICE

INTRODUZIONE	pag. 3
<i>Ambasciatore Paolo Bruni, Segretario Generale IILA</i>	
CEPAL	
Le sfide della politica energetica in America Latina e nei Caraibi: ridurre i divari produttivi e sociali	5
<i>Coordinatore: Hugo Altomonte</i>	
CAPITOLO I	
Panorama dell'offerta, del consumo e del percorso energetico dell'America Latina e dei Caraibi	21
CAPITOLO II	
Lo sviluppo idroelettrico e nucleare	53
CAPITOLO III	
Lo sviluppo degli idrocarburi	97
CAPITOLO IV	
I progressi della Regione nelle energie rinnovabili	157
BID	
Trend a breve e medio termine	191
BCIE	
Strategia della BCIE per il sostegno allo sviluppo del settore energetico nell'America Centrale	201
ENEL	
Il gruppo ENEL in America Latina	223

VOLUMI PUBBLICATI NELLA PRESENTE COLLANA

- 1 – *America Latina e Caraibi – Tendenze Economiche e Prospettive di Sviluppo*
(IILA-CEPAL 2008)
- 2 – *America Latina e Caraibi – Infrastrutture e Integrazione, con la collaborazione di BID e CAF*
(IILA-CEPAL 2008)
- 3 – *America Latina e Caraibi – Una Opportunità per le PMI, con la collaborazione di BCIE, BID, CAF, CEPAL, ICE, SELA, SIMEST*
(IILA-CEPAL 2009)
- 4 – *America Latina e Caraibi nel nuovo contesto internazionale*
(IILA-CEPAL 2009)

I predetti volumi si possono consultare e scaricare dal sito www.iila.org –
Pubblicazioni – Direzione Generale

“STAMPA 3” snc

Via del Colle della Strega, 49/51 - 00143 Roma
Tel. / Fax 06.5917592 - E-mail: stampa3@hotmail.it