



Studio

Analisi del quadro istituzionale, regolatorio e legale della Tunisia necessario all'applicazione dell'articolo 9 della direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, necessario all'implementazione del Progetto ELMED.

INDICE

1. EXECUTIVE SUMMARY	5
2. IL MERCATO ELETTRICO TUNISINO: CONDIZIONI DI ACCESSO PER I NUOVI PRODUTTORI	9
2.1. INTRODUZIONE – CENNI SULL’ APERTURA DEL MERCATO ELETTRICO IN EUROPA	9
2.2. IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO: DOMANDA E OFFERTA	12
2.2.1. <i>Assetto del mercato</i>	13
2.2.2. <i>Strumenti a garanzia dei nuovi entranti</i>	14
2.2.2.1. La connessione alla rete elettrica	14
2.2.2.2. Le regole del dispacciamento	15
2.2.2.3. Il mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e dei servizi di dispacciamento	17
2.2.2.4. Mercato elettrico	18
2.2.2.5. Le tariffe di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica	19
2.2.3. <i>Rete di trasmissione e Congestion management</i>	20
2.2.3.1. <i>Linee merchant</i>	22
2.2.3.2. <i>Gestione di import/export</i>	23
2.3. IL MERCATO ELETTRICO TUNISINO ED EVENTUALI INTERVENTI REGOLATORI CHE RENDANO AGEVOLE L’ ACCESSO AI NUOVI OPERATORI	26
2.3.1. <i>Note generali sul mercato elettrico tunisino</i>	26
2.3.2. <i>La struttura del mercato elettrico</i>	27
2.3.3. <i>Le energie rinnovabili in Tunisia: quadro istituzionale e giuridico</i>	30
2.4. <i>Rilevazione sulle esigenze del mercato elettrico tunisino</i>	33
3. ANALISI DELL’IMPATTO DELLA NORMATIVA AMBIENTALE INTERNAZIONALE E NAZIONALE ADOTTATA IN TUNISIA SULLA REALIZZAZIONE DI NUOVE CENTRALI DI PRODUZIONE ELETTRICA	35
3.1. NORMATIVA INTERNAZIONALE RILEVANTE A FINI ENERGETICI	35
3.1.1. <i>Convenzione ONU sui Cambiamenti Climatici</i>	36
3.1.2. <i>Stato di ratifica e impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto</i>	38
3.1.3. <i>Impegni derivanti dall’adesione all’Accordo di Copenaghen</i>	39
3.2. NORMATIVA AMBIENTALE CLIMATICA CON IMPATTO SUI PROCESSI AUTORIZZATIVI PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA	41
3.3. CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM E POSSIBILITÀ DI APPLICAZIONE SU NUOVI IMPIANTI DI GENERAZIONE ELETTRICA	42
3.3.1. <i>Elementi fondanti del meccanismo CDM</i>	44
3.3.2. <i>Procedura e rischi per l’erogazione dei CER</i>	45
3.3.3. <i>Requisiti per l’autorizzazione di progetti CDM in Tunisia</i>	46
3.3.4. <i>Compatibilità del CDM con altri meccanismi di incentivazione</i>	50
3.3.5. <i>CDM nel settore elettrico in Tunisia</i>	50
3.4. CRITERI OGGETTIVI APPLICABILI NELLA SELEZIONE DEL MIX ENERGETICO DI NUOVI IMPIANTI A FRONTE DEL CONTENUTO DI EMISSIONI DELL’ENERGIA PRODOTTA	53
4. VALUTAZIONE DEI REQUISITI TECNICI PER L’AMMISSIBILITÀ AL SISTEMA INCENTIVANTE ITALIANO ED IL RILASCIO DELLA GARANZIA DI ORIGINE ALL’ENERGIA ELETTRICA IMPORTATA IN ITALIA	55
4.1. L’ARTICOLO 9 DELLA DIRETTIVA 2009/28/CE	55
4.2. IL MECCANISMO DEI CERTIFICATI VERDI (CV) IN ITALIA	58
4.3. LA GARANZIA DI ORIGINE NELL’ AMBITO DELLA FUEL MIX DISCLOSURE	60

4.4. LINEE GUIDA PER LA PROCEDURA DI QUALIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTE RINNOVABILE LOCALIZZATI IN TUNISIA.....	61
4.5. POSSIBILE MODALITÀ DI RICHIESTA DELLA QUALIFICA IAFR IN TUNISIA	62
4.6. RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA IAFR	65
4.6.1. <i>Criteri di ammissibilità al riconoscimento degli incentivi italiani</i>	65
4.6.2. <i>Il rispetto dei criteri di sostenibilità per i bioliquidi, biocarburanti e biomassa</i>	67
4.6.2.1. Emissioni di CO2 evitate	68
4.6.2.2. Destinazione dei terreni	68
4.6.2.3. Rispetto delle Convenzioni Internazionali	70
4.6.2.4. Possibili requisiti per la produzione da biomasse in Tunisia	70
4.7. IL RILASCIO DEI CERTIFICATI VERDI E/O DELLA GARANZIA DI ORIGINE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE REALIZZATA IN TUNISIA.....	72
5. ANALISI DELLE CONDIZIONI NORMATIVE ITALIANE PER IL RICONOSCIMENTO DI UNA FORMA DI INCENTIVAZIONE NAZIONALE ALL'ENERGIA ELETTRICA IMPORTATA DALLA TUNISIA.....	75
5.1. CONDIZIONI VIGENTI PER IL RICONOSCIMENTO DI INCENTIVI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI IMPORTATA IN ITALIA	75
5.2. LA STRATEGIA ITALIANA E IL PIANO DI AZIONE NAZIONALE PER LE FONTI RINNOVABILI: IL RICORSO AI MECCANISMI DI COOPERAZIONE	76
5.3. LO STATO DEL RECEPIMENTO ITALIANO DELLA DIRETTIVA 2009/28/CE.....	79
5.3.1. <i>Meccanismi di flessibilità (art. 6-12)</i>	80
5.3.2. <i>Garanzia di Origine (art.15)</i>	80
5.4. LA LEGGE COMUNITARIA PER IL 2009	82
BIBLIOGRAFIA	84
SITOGRAFIA.....	85

Informazioni Legali

1.

Le informazioni contenute nel presente studio sono basate sia su fonti pubbliche e accessibili (pubblicazioni, articoli specialistici, siti internet, ecc.) che su documenti non pubblici (quali report interni).

Sebbene tutti i dati siano stati verificati, non si escludono eventuali errori. Né il GSE, né gli autori possono quindi fornire alcuna garanzia di accuratezza dei dati inclusi in questo studio, non può essere accettata nessuna responsabilità per eventuali perdite o danni derivanti dall'uso dei dati contenuti nello studio.

2.

Per qualsiasi uso di questo studio, inclusa la duplicazione, la riproduzione e la distribuzione in tutte le sue parti o solo parziale, è richiesto il consenso in forma scritta da parte del GSE. Inoltre si fa presente che questo documento ha finalità puramente informative, pertanto i contenuti non hanno carattere vincolante.

Hanno contribuito alla realizzazione dello studio:

Luca Benedetti, Emanuele Bianco, Natascia Falcucci, Liliana Fracassi, Agime Gerbeti, Noemi Magnanini, Luca Miraglia, Gaia Morleo, Estella Pancaldi, Rosanna Pietropaolo, Andros Racchetti, Daniela Simari, Valeria Trapanese, Davide Valenzano.

1. Executive Summary

Con il presente documento il GSE dà seguito alla richiesta di studio preliminare per lo sviluppo del progetto ELMED, attraverso la verifica di applicazione dell'art. 9 della direttiva 2009/28/CE. Il suddetto progetto è stato istituito con Protocollo d'intesa tra il Ministero Italiano dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), il Ministero Tunisino dell'Industria e della Tecnologia – Direzione Energia (DGE) e l'Agenzia Nazionale tunisina per la Conservazione dell'Energia (ANME) in data 24 novembre 2009.

Il progetto ELMED si inserisce in una strategia più ampia del Governo italiano di fare ricorso, per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale, anche a strumenti diversi dalla produzione nazionale, in un'ottica di una crescente integrazione tra il mercato europeo e quello mediterraneo. A tal fine, il Governo italiano è intenzionato a favorire le iniziative di cooperazione tramite progetti comuni con Paesi terzi così come previsto all'art. 9 della direttiva 2009/28/CE.

Infatti, nel documento previsionale presentato in sede comunitaria nel dicembre 2009, l'Italia fa specifico riferimento al progetto di interconnessione TERNA-STEG, esplicitando la volontà di realizzare un più ampio impegno di cooperazione ed interscambio nel settore elettrico. Nel documento previsionale viene fatta esplicita menzione della cooperazione con la Tunisia, che cautelativamente fa prevedere al 2018 un'importazione di 0,6 TWh/anno di elettricità da fonti rinnovabili. Tale dato è stato confermato anche nel piano di azione presentato a Bruxelles a luglio scorso.

In questo modo è resa ancora più esplicita la volontà e propensione dello Stato italiano all'apertura verso i progetti comuni con paesi terzi e Stati membri per integrare la produzione nazionale, infatti su questo fronte l'Italia si sta muovendo per definire accordi anche con l'Albania, la Serbia, il Montenegro, la Svizzera, la Polonia.

Lo studio commissionato al GSE si configura come una ricognizione sullo stato dell'arte della struttura istituzionale, regolamentare e legale della Tunisia, nonché dell'Italia, necessario all'effettiva applicazione dell'art. 9 della Direttiva 2009/28/CE, in relazione al progetto ELMED. Inoltre si fa presente che questo documento ha finalità puramente informative, pertanto i contenuti non hanno carattere vincolante.

Nello specifico i principali ambiti analizzati nello studio sono i seguenti:

1. *Analisi regolatoria del mercato elettrico in Tunisia*

In questo capitolo è monitorata la struttura del mercato tunisino e fatto il confronto della stessa con il sistema elettrico italiano, a partire da cenni relativi al mercato UE. Al fine di assicurare la compatibilità dei quadri regolamentari dei sistemi elettrici dei due paesi, sarebbe opportuno intraprendere un processo legislativo per l'accesso al mercato internazionale per esportare l'energia elettrica prodotta in Tunisia da fonti rinnovabili. A tal proposito, il progetto ELMED costituisce per il sistema elettrico tunisino un banco di prova per l'apertura al mercato internazionale, a traverso l'utilizzo della capacità di interconnessione per l'esportazione

In tale prospettiva il processo proposto al governo tunisino è il seguente:

A livello regolatorio:

- Autorizzare la produzione destinata all'esportazione: attraverso l'analisi delle disposizioni in vigore attualmente si riscontrano dei limiti in tale settore, pertanto si propone una nuova regolamentazione che autorizzi esplicitamente che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Tunisia, possa essere destinata all'esportazione, di cui la STEG ad oggi risulta detenere il monopolio;
- definendo i criteri di accesso al mercato internazionale: liberalizzazione totale della produzione destinata all'esportazione o assoggettamento a una autorizzazione, dopo parere favorevole di STEG riguardante la compatibilità tecnica della rete di trasporto tunisina, con l'adozione di un criterio esplicito di rilascio delle autorizzazioni, quale ad esempio l'ordine cronologico di sottoscrizione della domanda per le quantità globali proporzionali alla capacità di trasporto disponibile sulla rete tunisina;
- stabilendo regole per l'accesso alla capacità di trasporto per quanto riguarda l'interconnessione e l'eventuale gestione delle congestioni: tali regole devono essere condivise con le competenti istituzioni italiane e tunisine. Occorre inoltre prevedere un sistema congiunto di assegnazione della capacità di interconnessione, a condizioni amministrativamente determinate sia per il trasporto (tariffa di transito) che per la risoluzione delle congestioni (aste), limitatamente alla quota ad accesso pubblico della capacità di trasporto disponibile per i primi 20 anni e, successivamente, per l'intera capacità di trasporto disponibile;
- attribuendo la capacità di trasporto secondo criteri stabiliti tramite accordo in materia di accesso alla capacità di trasporto disponibile a livello dell'interconnessione, alla società mista TERNA-STEG, che realizza l'interconnessione (grazie alla sua indipendenza rispetto agli operatori commerciali), sotto la supervisione dell'Autorità italiana per l'energia elettrica e il gas –AEEG e le autorità tunisine competenti;
- stabilendo che la partecipazione di STEG alle attività di produzione per l'esportazione sia sottomessa a delle regole trasparenti e non discriminatorie per l'accesso al mercato europeo.

2. Analisi della normativa ambientale nazionale e i relativi impegni internazionali della Tunisia

Alla luce della ricognizione effettuata dal GSE non esistono norme vincolanti per l'esclusione di alcune fonti in base al contenuto di carbonio del KWh, esiste però una normativa ambientale (valutazione di impatto obbligatoria per impianti produzione elettrica sopra i 300 MW e *check* dell'efficienza energetica) che può avere un impatto sulla fattibilità di alcuni tipi di progetto, ma non è legata in modo particolare al contenuto di CO2 del KWh prodotto.

Dalle valutazioni concernenti l'utilizzo del meccanismo flessibile CDM - *Clean Development Mechanism* - risulta che l'impiego di tale strumento, previsto dal Protocollo di Kyoto, non è

possibile per la quota di energia esportata verso l'Italia, mentre resta possibile usufruirne per la quota parte di energia prodotta e consumata in loco.

Nel presente studio sono stati, dunque, individuati gli elementi e le caratteristiche a cui il progetto deve essere sottoposto, ferme restando le difficoltà legate al criterio di valutazione *case by case*, attuato dall'*Executive Board* dell'UNFCCC.

3. *Valutazione dei requisiti tecnici di incentivo e certificazione d'origine in Italia*

Sono esaminate le condizioni tecniche da soddisfare affinché la produzione rinnovabile locale, se esportata verso l'Italia, possa beneficiare di un incentivo italiano. Questo alla luce dell'art. 9 della Direttiva 2009/28/CE che consente di conteggiare la produzione tunisina esportata in Italia ai fini del *target* nazionale al 2020. A tal fine si ritiene necessario che il Governo tunisino soddisfi i seguenti elementi:

- identificazione di un organismo indipendente dalle attività di produzione, vendita, distribuzione e trasmissione di energia, che possa espletare le attività di qualificazione degli impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili anche al fine di erogare in modo centralizzato eventuali sistemi di incentivazione.

In Italia tale attività è svolta dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che rispetta tali requisiti di indipendenza. L'ottenimento di una "qualifica" da parte di un impianto di produzione di energia elettrica da parte di un organismo così definito rappresenterà il presupposto per la richiesta ed, eventualmente, successiva erogazione di incentivi da parte del Governo italiano. È necessario che il processo di qualificazione degli impianti alimentati a fonte rinnovabile sia gestito secondo un'apposita procedura che dovrà essere definita dall'Autorità Competente e condivisa dal GSE;

- effettiva importazione e tracciamento della produzione. L'applicazione dell'art. 9 della direttiva europea 2009/28/CE consente che l'energia elettrica prodotta in un Paese Terzo possa essere conteggiata ai fini del *target* nazionale, solo se consumata nell'ambito della Comunità. Nel caso della Tunisia, sarà richiesto che l'erogazione di incentivi definiti appositamente dal Governo italiano dovrà essere subordinata all'effettiva importazione dell'energia rinnovabile prodotta da impianti localizzati in Tunisia. Fermo restando, dunque, la necessità che l'interconnessione Italia-Tunisia sia completata, la verifica del soddisfacimento del requisito di importazione suddetto prevede la definizione di un'ulteriore procedura, in capo al GSE e all'organismo omologo tunisino.

4. *Analisi delle condizioni normative italiane per il riconoscimento di una incentivazione nazionale*

In questa sezione viene descritto il *framework* regolamentare attuale e la possibilità per l'Italia di riconoscere incentivi a produzioni rinnovabili localizzate all'estero ed esportate nel nostro Paese, al fine di valutarne l'impatto economico, in considerazione del recepimento della Direttiva 2009/28 che l'Italia è chiamata ad adempiere entro il 5/12/2010.

Si sottolinea, che nel decreto legislativo che introdurrà la nuova norma comunitaria dovrà essere fatto riferimento specifico circa la competenza ministeriale a sottoscrivere accordi

bilaterali che consentano di riconoscere eventuali misure di incentivazione a produzioni estere. Ciò si applicherà con ogni evidenza anche al caso tunisino. Il GSE ritiene ragionevole che in tali accordi saranno individuati i valori degli incentivi e le fonti ammesse a tale beneficio. La definizione degli aspetti operativi per attribuire concretamente gli incentivi alla produzione rinnovabile esportata in Italia potrà essere demandato a successive procedure definite congiuntamente dal GSE ed omologa società tunisina .

2. Il mercato elettrico tunisino: condizioni di accesso per i nuovi produttori

2.1. Introduzione – Cenni sull'apertura del mercato elettrico in Europa

L'attuale assetto del mercato dell'energia elettrica europeo è il risultato di un graduale processo di liberalizzazione avviato negli anni '90 con la Direttiva 96/92/CE, successivamente abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE, a sua volta modificata dalla Direttiva 2009/72/CE che dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 3 marzo 2011.

L'armonizzazione del mercato interno dell'energia elettrica ha istituito norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica dando vita ad un mercato libero e concorrenziale, sebbene il recepimento sia avvenuto in modo diverso nei paesi membri UE in relazione alle specificità nazionali.

Nonostante l'eterogeneità nell'attuazione, è possibile individuare gli elementi più significativi introdotti dalle Direttive che hanno creato il nuovo assetto del mercato elettrico europeo.

La maggiore novità riguarda l'obbligo di separazione tra le principali attività relative al settore elettrico (c.d. *unbundling*). Tale separazione è avvenuta in maniera graduale (prima contabile poi giuridica) ma è stata necessaria per garantire l'indipendenza delle attività di gestione delle infrastrutture (essenziale per la liberalizzazione), e assicurare l'accesso non discriminatorio alla rete evitando possibili conflitti di interessi.

L'*unbundling* si lega in maniera diretta ad un altro dovere inserito nelle Direttive: l'obbligo di servizio pubblico e tutela dei consumatori. Tali obblighi devono costituire parte integrante del processo di apertura del mercato e riguardano: la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture, nonché la tutela dell'ambiente, inclusa l'efficienza energetica, l'energia da fonti rinnovabili e la protezione del clima.

Un ulteriore passo verso la liberalizzazione del mercato ha riguardato la vendita di energia elettrica, richiedendo alle società distributrici con più di 100.000 utenti di attuare una separazione giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, delle altre attività non connesse alla distribuzione.

Ad oggi il *focus* della Comunità Europea è stato spostato dall'apertura dal lato dell'offerta a quello della domanda: gli utenti finali hanno la libertà di scegliere sul libero mercato il fornitore di energia elettrica e, nel caso in cui non effettuino la scelta, sono comunque tutelati dal diritto di fornitura di energia elettrica di una qualità specifica e a prezzi ragionevoli.

Per rendere più agevole la comprensione dell'organizzazione e del funzionamento attuale del settore dell'energia elettrica europeo verranno di seguito analizzati, in maniera puntuale, i singoli ambiti di applicazione delle Direttive su citate.

- **Generazione**

Per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati Membri adottano una procedura di autorizzazione, tale da rendere i criteri di rilascio autorizzativi obiettivi, trasparenti e non discriminatori. Questo tipo di procedimento permette l'accesso regolamentato, tramite regole predefinite, a quei produttori che vogliono costruire nuovi impianti di generazione. A questo procedimento si possono affiancare eventuali gare d'appalto, ma solamente nel caso in cui gli impianti in costruzione o le misure di efficienza energetica/gestione della domanda adottate in base alla procedura di autorizzazione, non siano sufficienti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

L'attuale configurazione è il risultato di un processo graduale di apertura al mercato. Nella prima fase, con la Direttiva 96/92/CE, era prevista una duplice modalità di intervento per la costruzione di nuovi impianti di produzione: il sistema di autorizzazioni e/o la procedura di gara di appalto.

La necessità di definire regole chiare, obiettive e non discriminatorie per l'accesso al mercato hanno favorito il parziale abbandono di procedure di tipo negoziato (gare d'appalto) privilegiando un sistema di tipo regolato (procedure di autorizzazione).

Questa impostazione è stata esplicitata dalla Direttiva 2003/54/CE e successivamente dalla Direttiva 2009/72/CE, nella quale vengono definiti in modo più esplicito i criteri opportuni per il rilascio delle autorizzazioni. Di fatto nel tempo è stata posta una rilevante attenzione alla sicurezza tecnica e fisica della rete elettrica, la protezione della salute e della sicurezza pubblica, una maggiore considerazione dei temi ambientali e il concorso per il conseguimento degli obiettivi "20-20-20" della Comunità Europea¹.

- **Sistema di trasmissione**

Come accennato in precedenza il gestore della rete di trasmissione deve essere indipendente dalle altre attività non connesse al sistema di trasmissione (*unbundling*), tale configurazione permette la maggiore indipendenza decisionale in relazione alle installazioni necessarie alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo della rete.

Nell'ultima Direttiva viene rafforzato il concetto di indipendenza affidando all'autorità nazionale di regolamentazione (nel caso italiano è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG) il compito di "certificare", mediante una procedura specifica, il gestore della rete di trasmissione. Ciò al fine di assicurare che ciascuna impresa proprietaria del sistema di trasmissione agisca in qualità di gestore del sistema stesso e che le stesse persone non possano esercitare, direttamente o indirettamente, un controllo su un sistema di trasmissione e su un'impresa che eserciti attività di generazione o fornitura di energia elettrica, e viceversa, ad eccezione degli enti pubblici.

Nel caso in cui il sistema di trasmissione appartenga ad una società verticalmente integrata gli Stati Membri possono nominare un gestore di sistemi indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasmissione. Affinché questo rispetti il principio dell'indipendenza decisionale deve essere separato giuridicamente dalle altre attività non connesse alla trasmissione.

¹ Direttiva 2009/28/CE

Il gestore della trasmissione è responsabile del dispacciamento degli impianti di generazione situati nella zona in cui opera e dell'impiego degli *interconnector* con altri sistemi, i criteri con il quale tutto ciò avviene devono essere approvati dallo Stato Membro e devono essere trasparenti e non discriminatori. Inoltre, ciascun gestore della trasmissione è tenuto a:

- garantire la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare le richieste di trasmissione di energia elettrica;
- garantire mezzi adeguati a rispondere agli obblighi di servizio;
- contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento;
- gestire i flussi di elettricità del sistema;
- fornire, al gestore di ogni altro sistema, informazioni sufficienti a garantire il funzionamento, lo sviluppo e l'interoperabilità del sistema interconnesso;
- assicurare la non discriminazione fra gli utenti;
- fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema;
- riscuotere le rendite da congestione e i pagamenti nell'ambito del meccanismo di compensazione fra gestori dei sistemi di trasmissione.

- **Sistema di distribuzione**

Per ciò che concerne il gestore del sistema di distribuzione gli Stati Membri designano o impongono alle imprese, che possiedono o sono responsabili dei sistemi di distribuzione, di designare uno o più gestori del sistema di distribuzione. Nel caso in cui il gestore del sistema di distribuzione faccia parte di un'impresa integrata verticalmente, gli Stati Membri devono chiedere quanto meno l'indipendenza sotto il profilo delle forma giuridica. Nella contabilità interna dovranno essere tenuti conti separati per ciascuna attività di trasmissione e di distribuzione, come se queste fossero condotte da imprese separate.

I gestori del sistema di distribuzione sono tenuti a:

- assicurare le capacità a lungo termine del sistema in materia di distribuzione dell'energia elettrica, di gestione, di manutenzione, di sviluppo e di protezione dell'ambiente;
- garantire la trasparenza nei confronti degli utenti del sistema;
- fornire informazioni agli utenti del sistema;
- coprire le perdite di energia e mantenere capacità di riserva di energia elettrica.

Alla luce del processo comunitario descritto al precedente paragrafo, di seguito si intende illustrare, in modo sintetico e non esaustivo, l'organizzazione del mercato elettrico italiano.

2.2. Il mercato elettrico italiano: domanda e offerta

Nel 2008 l'offerta totale di energia primaria (*Total Primary Energy Supply* - TPES) dell'Italia ammontava a 174,5 milioni di tonnellate di equivalente petrolio (Mtep). Tra il 1990 e il 2008, la TPES è aumentata del 19%. L'Italia ha prodotto volumi ridotti di gas naturale e petrolio, la maggior parte dei combustibili fossili è stata importata e a questa si aggiunge una certa quantità di energia prodotta nel Paese da fonti rinnovabili. Se paragonato alla media dei Paesi dell'area OCSE, negli ultimi anni il consumo di petrolio registra livelli elevati (pari al 40% della TPES nel 2008) mentre il livello del consumo di carbone è basso (9,7% della TPES nel 2008).

Il fabbisogno nazionale lordo italiano di energia elettrica viene coperto per il 72,8% attraverso centrali termoelettriche che bruciano principalmente combustibili fossili in gran parte importati dall'estero (di questi piccole percentuali - inferiori al 2% - fanno riferimento a biomassa, rifiuti industriali o civili e combustibile nazionale). Un altro 16,1% viene ottenuto da fonti rinnovabili (idroelettrica, geotermica, eolica e fotovoltaica) per un totale di energia elettrica di produzione nazionale lorda di circa 319.129 GWh annui (2008). La rimanente parte necessaria per coprire il fabbisogno nazionale è importata dall'estero nella percentuale dell'11,2%.

Per quanto riguarda la potenza installata (ovvero la potenza massima erogabile dalle centrali), l'Italia è tecnicamente autosufficiente; le centrali esistenti a tutto il 2008 sono infatti in grado di erogare una potenza massima lorda di oltre 98 GW contro una richiesta massima storica di circa 57 GW nei periodi più caldi estivi. Secondo i dati 2008 tale potenza massima teorica non è quindi stata sfruttata interamente e la potenza media disponibile alla punta stimata è stata di 63,5 GW. Nonostante le suddette situazioni contingenti e/o stagionali, vi è dunque una sovrabbondanza di impianti di produzione, già cresciuti del 28,8% fra il 2002 ed il 2008: Terna prevede che il carico massimo in caso di "estate torrida" nel 2019 sarà pari 72 GW in uno scenario definito "di sviluppo", cioè nelle condizioni di maggior consumo e minor risparmio ed efficienza energetica.

Le vendite finali di energia elettrica nel 2008, sono ammontate a circa 299 TWh, mentre i consumi complessivi (inclusi gli autoconsumi) sono ammontati a 319 TWh.

Di seguito si rappresenta la suddivisione dei clienti nel mercato finale della vendita nel 2008.

Tabella 1: Suddivisione dei clienti nel mercato finale della vendita (2008)

	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)^(A)
Mercato di maggior tutela	89.288	32.445
Mercato di salvaguardia	12.820	192
Mercato libero ^(B)	181.370	2.945
Mercato Totale	283.478	35.583

^(A)I punti di prelievo sono calcolati con il criterio pro die. ^(B)I dati del mercato libero. In base ai dati definitivi pubblicati da Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 299 TWh, di cui 208,3 TWh si riferiscono alle vendite sul mercato libero (incluso il servizio di salvaguardia).

2.2.1. Assetto del mercato

L'apertura del mercato, sia sul fronte dell'offerta che della domanda - a valle del processo di recepimento delle direttive comunitarie relative al mercato interno dell'energia elettrica - vede oggi un accesso regolato sul fronte della produzione che dà possibilità a tutti i clienti, anche i domestici, di fare la scelta del proprio fornitore. Per i clienti in regime di "maggior tutela", ovvero i consumatori domestici e le piccole imprese, connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, che non hanno scelto il fornitore entrando nel mercato libero, un ruolo centrale è giocato dall'Acquirente Unico - società costituita nel 2001 - all'inizio per favorire l'ingresso di nuovi produttori nel sistema elettrico e oggi garante della fornitura per la maggior tutela a condizioni di economicità ed efficienza.

Altro soggetto che ha accompagnato il processo di apertura del mercato è l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, autorità indipendente istituita con la legge 481 del 14 novembre 1995 con lo scopo di disciplinare e vigilare i settori dell'elettricità e del gas naturale. Tra i vari poteri che le sono conferiti, la determinazione delle tariffe al dettaglio, degli *standard* di qualità dei servizi e delle condizioni tecniche ed economiche che stabiliscono l'accesso e l'interconnessione alle reti energetiche.

Altra autorità che lavora per garantire una concorrenza effettiva sul mercato è l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) che per il settore energetico disamina i reclami per gli abusi di posizione dominante e controlla le possibili operazioni di fusione e acquisizione. L'Autorità può anche fornire raccomandazioni al Governo e al Parlamento a proposito dell'impatto di possibili ristrutturazioni del mercato sulla concorrenza.

Sul fronte del trasporto, la trasmissione è esercitata da Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A., società per azioni quotata in Borsa, responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. L'azionista di maggioranza relativa di Terna è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario, Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultano detenere, ciascuna, il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 60% è ripartito tra investitori istituzionali e *retail*.

Per quanto riguarda la distribuzione, questa è esercitata su concessione del Ministero dello sviluppo economico. Le società di distribuzione, al 31 dicembre 2009, sono risultate complessivamente 131 gestendo oltre 1.200.000 chilometri di rete di cui due terzi in bassa tensione e poco meno di un terzo in media tensione

In Italia, come in Europa, anche l'attività di vendita è aperta al mercato ed è condotta da persone fisiche o giuridiche che acquistano e vendono energia elettrica senza esercitare attività di produzione e distribuzione all'interno dell'Unione Europea. L'energia venduta proviene sia dalla generazione nazionale, sia dall'importazione.

2.2.2. Strumenti a garanzia dei nuovi entranti

2.2.2.1. La connessione alla rete elettrica

Il d.lgs. 79/1999, istituisce l'obbligo in capo alle imprese distributrici di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta senza compromettere la continuità del servizio.

La regolazione vigente (delibera AEEG ARG/elt 99/08-Testo Integrato per le Connessioni Attive - TICA) definisce le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione.

Per quanto riguarda le reti di bassa e media tensione nel TICA sono specificati gli oneri delle opere di connessione in funzione della distanza dal punto di connessione alla rete, della potenza di connessione e del tipo di collegamento. Questi oneri si applicano solo agli impianti da fonti energetiche rinnovabili (FER) e da cogenerazione ad alto rendimento (CAR). Gli impianti tradizionali fanno riferimento alle condizioni pubblicate da ogni gestore e dovranno corrispondere per le opere il valor massimo tra gli oneri del TICA e quelli del gestore. Per le opere di connessione alla rete di alta e altissima tensione il TICA non definisce gli oneri specifici bensì prescrive l'applicazione di una diminuzione dei corrispettivi dovuti per gli impianti FER e CAR. Le modalità e le condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio sono definite da ogni singolo gestore di rete e sono rese pubbliche. Le MCC definiscono le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, le modalità e i tempi di risposta, le modalità di pagamento dei corrispettivi di connessione e i criteri per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo. Nel caso di TERNA, le MCC sono riportate nel Codice di trasmissione e di dispacciamento.

La regolazione disciplina anche la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete, relative nello specifico alla connessione di impianti da FER.

I valori massimi previsti per la potenza di connessione riferiti alla tensione di rete sono i seguenti:

Tabella 2: Valori massimi previsti per la potenza di connessione riferiti alla tensione di rete

Tensione di rete	Potenza impianto
BT (<1kV)	<100 kVA
MT (<35kV)	<6 MVA

Il gestore di rete locale gestirà la procedura di connessione nei confronti del produttore fino a un valore di potenza di connessione pari a 10 MVA. Per potenze superiori il produttore dovrà riferirsi al gestore della rete nazionale, TERNA.

Ogni gestore di rete è tenuto a trasmettere all'AEEG e a pubblicare sul proprio sito internet le condizioni tecniche per la connessione in bassa tensione.

2.2.2.2. Le regole del dispacciamento

Il “Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” disciplina i rapporti tra Terna e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell’energia elettrica. Il Codice di rete contiene altresì le regole di funzionamento del Comitato di Consultazione degli utenti, un organo tecnico istituito ai sensi del D.P.C.M. 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice di Rete e agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall’applicazione delle regole stesse.

Le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico sono stabilite negli articoli 3 e 5 del D.Lgs. 79/1999. Le disposizioni concernenti l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa, come da articoli 3 e 5 del D.Lgs. 79/1999, sono regolamentate dalla delibera ARG/elt 111/06. Tale delibera regola l'esecuzione fisica dei contratti di acquisto e vendita di energia elettrica conclusi nel sistema delle offerte e disciplina le condizioni per l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse per il dispacciamento, nonché le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, come stabilito dalla legge e regolato dalla delibera ARG/elt 111/06.

Dal 2010 agli impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica viene riconosciuto da Terna un corrispettivo a copertura della mancata produzione derivante dall’attuazione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.

Al fine di rendere più trasparente l’operato di Terna in relazione alla gestione degli ordini di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili, alle manutenzioni sulle reti, alle diverse indisponibilità, nonché ai criteri adottati da Terna per individuare gli impianti da sottoporre a modulazione della produzione, l’Autorità ha incaricato un soggetto terzo, ovvero il GSE, per la determinazione della mancata produzione dell’elettricità prodotta da impianti eolici oggetto di modulazione. Per il calcolo dell’energia elettrica producibile da un’unità di produzione eolica il GSE utilizza propri modelli previsionali che si basano su dati reali di ventosità.

La delibera ARG/elt 5/10 definisce le condizioni per il dispacciamento dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e in particolare stabilisce:

le modalità per la remunerazione della mancata produzione eolica derivante dall’attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna (che viene remunerata a Prezzo zonale orario e tiene conto dell’affidabilità del produttore al rispetto degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna);

i servizi di rete che le unità di produzione eolica devono fornire al fine di consentire a Terna di adottare criteri di sicurezza preventiva;

un meccanismo incentivante (premio) affinché i produttori migliorino la programmazione delle immissioni di energia elettrica da unità di produzione rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

che le previsioni di immissione delle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili siano effettuate dal GSE avvalendosi delle modalità e delle procedure di cui alla deliberazione ARG/elt 4/10, ovvero attraverso l'acquisizione in tempo reale, via satellite, con frequenza al più oraria, dei dati di potenza, energia e fonte primaria, (ad esempio la portata, la direzione e la velocità del vento per le unità di produzione eolica), oltre all'installazione, presso il GSE, di sistemi di controllo e monitoraggio della produzione delle medesime unità e dello stato dei luoghi.

Il mercato per il Servizio di dispacciamento, sviluppato secondo il D.M. 29/04/2009 e delibera AEEG n. 111/06, è gestito da Terna come descritto dal Codice di Rete.

L'insieme di norme che disciplinano il MSD hanno la finalità di consentire a Terna di approvvigionarsi, attraverso meccanismi di mercato, delle risorse necessarie a:

- a. risolvere le congestioni della rete rilevante;
- b. predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione;
- c. garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia, sia "a programma", sia "in tempo reale".

L' MSD è articolato in più segmenti (MSD ex-ante e Mercato di Bilanciamento) tali da:

- offrire ai partecipanti al mercato un segnale trasparente del valore economico delle risorse necessarie per il sistema elettrico, differenziandolo in base alle diverse prestazioni che ciascuna risorsa rende al sistema;
- permettere attraverso un'opportuna definizione delle tipologie di risorse, dei meccanismi di mercato e del formato delle offerte di acquisto e di vendita ai partecipanti al mercato, di formulare offerte che riflettano la struttura dei relativi costi;
- consentire l'identificazione dei costi di approvvigionamento imputabili alle varie tipologie di risorse, dando separata evidenza alle offerte accettate ai fini dell'approvvigionamento delle medesime.

Il mercato prevede l'approvvigionamento di servizi da parte di Terna ciascuno destinato ad una specifica funzione (risoluzione delle congestioni, riserva secondaria, riserva terziaria e bilanciamento): il mercato per la risoluzione delle congestioni (a programma); il mercato per la riserva secondaria; il mercato della riserva terziaria; il mercato di bilanciamento in tempo reale.

Il Decreto Ministeriale del 29 aprile 2009, nel riformare il mercato elettrico italiano, ha stabilito anche che da gennaio 2011 ci sarà una completa integrazione, sul piano funzionale, del mercato infragiornaliero con il MSD. Il mercato infragiornaliero sarà articolato in 4 sessioni a partire da gennaio 2011: MI1 e MI2 nel giorno di dispacciamento "g-1" in cui sono negoziati prodotti orari riferiti al giorno successivo, e MI3 e MI4 nel giorno di dispacciamento "g" in cui vengono negoziati periodi orari sino al completamento del giorno di flusso "g". Tutte le sessioni operano in asta implicita.

Con l'introduzione di quattro sessioni di mercato infragiornaliero è rivista la fase di programmazione del mercato dei servizi di dispacciamento, con la suddivisione in tre sottofasce per rendere integrati i due mercati.

Infine, le disposizioni aventi a oggetto le modalità e i criteri per lo svolgimento da parte di TERNA, di GME e di GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità sono stabilite dalla delibera ARG/elt 115/08.

2.2.2.3. Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento

A valle del processo di liberalizzazione del settore elettrico avviato in Italia nel 1999 è stato istituito un sistema organizzato per l'acquisto e la vendita dell'energia elettrica all'ingrosso, ovvero il Mercato Elettrico, comunemente conosciuto come "borsa elettrica", sul quale è possibile comprare e vendere partite di energia elettrica per il giorno successivo (mercato *spot*).

Il Mercato Elettrico, attivo dal 31 marzo 2004, è gestito dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME)², che agisce in qualità di controparte centrale nelle contrattazioni registrate in borsa.

La borsa elettrica non è obbligatoria, infatti l'elettricità può essere contrattata anche bilateralmente, ovvero sulla base di liberi accordi tra gli operatori. Nell'ambito di tali contratti prezzi e quantità vengono determinati liberamente dalle parti contraenti. Tali contratti sono negoziati e registrati sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) gestita dal GME. Essa è la piattaforma attraverso la quale gli operatori, che hanno concluso contratti al di fuori del sistema delle offerte sui mercati spot, registrano le obbligazioni commerciali e dichiarano i relativi programmi di immissione e prelievo di energia elettrica che si impegnano ad eseguire nell'ambito di detti contratti. Il GME gestisce la PCE, mentre Terna è responsabile della registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei programmi di immissione e di prelievo di energia e svolge tale servizio anche avvalendosi del portale informatico del GME. Il GME pertanto ha realizzato e gestisce la PCE, svolgendo tale ruolo in nome proprio e per conto di Terna, stesso secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché concorrenza tra gli operatori.

Il mercato elettrico è riassumibile nella figura sottostante.

² Il Gestore dei mercati energetici (GME) è la società per azioni alla quale è affidata la gestione economica elettrico dei mercati energetici (energia elettrica e gas) secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra gli operatori di mercato. In particolare il GME gestisce: mercati a pronti (Mercato del giorno prima dell'energia, Mercato Infragiornaliero, Mercato per i Servizi del Dispacciamento, come prestatore di servizio per Terna), il Mercato a Termine dell'energia, la piattaforma CDE (consegna fisica dei contratti finanziari conclusi su IDEX) e la piattaforma PCE (Piattaforma dei Conti Energia).

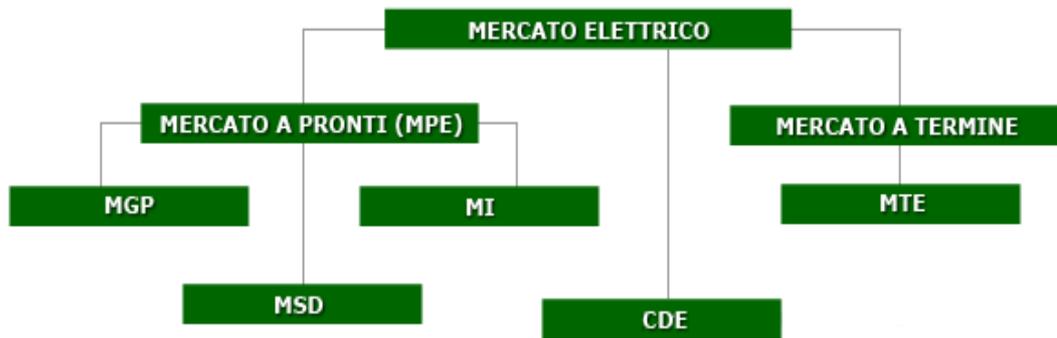


Figura 1: Il mercato elettrico italiano

2.2.2.4. Mercato elettrico

1. Mercato elettrico a pronti (MPE) composto da:

- a. mercato del giorno prima (MGP) dove i produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo. Il GME è controparte centrale delle transazioni concluse sul MGP;
- b. mercato infragiornaliero (MI) dove i produttori, i grossisti ed i clienti finali possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il GME è controparte centrale delle transazioni concluse sul MI; un mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), sul quale Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione ed al controllo del sistema elettrico. Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Terna è controparte centrale delle transazioni concluse sul MSD.

2. Mercato elettrico a termine (MTE e IDEX)

MTE e IDEX sono i due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa Italiana e istituiti nel novembre 2008.

- Mercato elettrico a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE)

In tale mercato, gli operatori possono vendere/acquistare forniture future di energia elettrica. L'MTE consente di negoziare prodotti *baseload* e *peakload* con durata mensile, trimestrale e annuale, con obbligo di consegna su base mensile sulla piattaforma PCE, e non contestualmente alla negoziazione. Il GME è controparte centrale delle transazioni concluse sul MTE.

- IDEX gestito da Borsa Italiana

L>IDEX consente di negoziare contratti finanziari *futures* aventi come sottostante il PUN. In fase di avvio è stato stabilito che i contratti possano avere soltanto profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. L'avvio delle contrattazioni su questo mercato potrebbe consentire agli operatori di disporre un utile segnale di prezzo su un

orizzonte temporale più esteso. Su tali piattaforme possono negoziare prodotti derivati anche operatori non del settore elettrico quali intermediari finanziari, banche, SIM, etc.

2.2.2.5. Le tariffe di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Il servizio di trasmissione dell'energia elettrica è il servizio articolato nelle attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. Il servizio di distribuzione è il servizio articolato nelle attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione. Terna è il soggetto responsabile del servizio di trasmissione, le imprese distributrici competenti nella zona di interesse cui è connesso l'impianto sono i soggetti responsabili del servizio di distribuzione.

Le disposizioni relative al servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A della deliberazione n. 348/07, recante Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (Testo Integrato Trasporto - TIT); tali disposizioni sono in vigore dal primo gennaio 2008.

I titolari di unità di produzione sono tenuti a concludere con Terna il contratto per il servizio di trasmissione in relazione all'energia elettrica prodotta e immessa in rete. La conclusione di tale contratto deve avvenire in forma scritta ed è condizione necessaria, insieme alla conclusione del contratto di dispacciamento, per immettere energia elettrica nella rete. Il contratto per il servizio di trasmissione deve essere concluso dallo stesso soggetto che stipula il contratto per il servizio di dispacciamento. I titolari di unità di produzione sono inoltre tenuti a concludere, con l'impresa distributtrice locale, il contratto di trasporto per eventuali prelievi di energia elettrica (ivi inclusa l'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari).

In Italia, a partire dal 1° gennaio 2010, non è previsto alcun corrispettivo per il servizio di trasmissione e di distribuzione per l'energia immessa dagli impianti di produzione nella rete nazionale. Diverso è il caso della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa, servizio articolato nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta delle misure, registrazione e validazione delle misure dell'energia elettrica. Nell'ambito di tale servizio, per le attività di competenza del gestore di rete, il titolare dell'impianto versa un corrispettivo applicato sulla potenza e sull'energia immessa.

- Corrispettivo CTR

Nel caso di impianti connessi in media tensione o bassa tensione ai produttori viene riconosciuta dalle imprese distributrici la componente CTR. Tale componente è un corrispettivo utilizzato per la regolazione economica dell'erogazione del servizio di trasmissione alle imprese distributrici, applicata all'energia elettrica immessa in rete. La componente CTR tiene conto convenzionalmente dei minori costi di trasporto associati all'immissione di energia elettrica direttamente su reti MT e BT, rispetto a quelli associati all'energia elettrica immessa in alta tensione, quest'ultima, infatti, per raggiungere i clienti finali deve scontare in più anche i costi di trasmissione, quantificati, appunto, dalla componente CTR. Tale componente, per l'anno 2010, è pari a 0,388 c€/kWh per ogni kWh

immesso aumentato di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, pari a 4,2% per la media tensione e a 9,9% per la bassa tensione.

- Regolazione del trasporto dell'energia elettrica prelevata e destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari

Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non si applicano le tariffe di trasmissione e di distribuzione, né gli oneri generali di sistema. Tali condizioni si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.

2.2.3. Rete di trasmissione e *Congestion management*

Le interconnessioni pubbliche sono linee elettriche facenti parte della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e remunerate attraverso tariffe definite e pubblicate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Secondo il regime di gestione delle linee pubbliche definito dal Regolamento CE n. 1228/03, la capacità di interconnessione disponibile non può essere riservata per un operatore bensì deve essere offerta pubblicamente secondo regole prestabilite e non discriminatorie (regime *Third Party Access* o TPA). Secondo quanto stabilito con Decisione 2006/770/CE, in caso di congestione strutturale, i TSO applicano norme idonee, precedentemente definite e concordate, per la gestione di tale situazione. La condizione di congestione si verifica qualora una interconnessione che collega reti di trasmissione nazionali non può soddisfare tutti i flussi fisici derivanti dal commercio internazionale richiesto da soggetti partecipanti al mercato, per insufficienza di capacità degli interconnector e/o dei sistemi nazionali di trasmissione interessati.

Le regole di risoluzione delle congestioni possono prevedere l'allocazione congiunta oppure separata della capacità di interconnessione disponibile da parte dei TSO delle aree di controllo confinanti. Tale allocazione rappresenta uno strumento per la risoluzione delle congestioni attraverso meccanismi di mercato. In conformità con la normativa vigente e con le iniziative a livello europeo (*European Regional Initiatives*), Terna e i TSO operanti sulla frontiera italiana hanno definito delle regole di allocazione congiunta della capacità di interconnessione.

- Regole di allocazione della capacità di interconnessione sulle frontiere italiane

L'allocazione della capacità di interconnessione disponibile (*Available Transmission Capacity* – ATC) relativa alle frontiere italiane avviene secondo una procedura congiunta per la quale Terna e i TSO dei paesi operanti sulla frontiera italiana:

- definiscono congiuntamente i valori della capacità di trasporto (*Net Transfer Capacity* – NTC);
- assegnano tale capacità secondo regole condivise (*Access Rules* o *Capacity Allocation Auction Rules*);
- ripartiscono equamente tra loro le rendite da congestione (il cui utilizzo è regolato dal Regolamento CE n. 1228/03).

Secondo le regole per il 2010, il processo di allocazione avviene attraverso l'assegnazione congiunta della capacità tramite il meccanismo di aste esplicite di diritti fisici di trasporto (*Physical Transmission Rights* – PTRs). Le aste esplicite prevedono l'assegnazione dei PTRs separatamente ed in anticipo rispetto al loro utilizzo, quest'ultimo confermato al momento della nomina della capacità assegnata.

I TSO responsabili dell'allocazione della capacità di interconnessione (*Auction Operator*) sono:

- in importazione in Italia:
 - o Terna sulla frontiera con la Francia (a partire dal 1° aprile 2010);
 - o SWISSGRID sulla frontiera con la Svizzera;
 - o APG sulla frontiera con l'Austria;
 - o ELES sulla frontiera con la Slovenia;
 - o HTSO sulla frontiera con la Grecia.
- in esportazione per tutte le frontiere:
 - o Terna.

Il TSO, limitatamente alla frontiera e alla direzione di flusso per la quale è *Auction Operator*, mette all'asta l'ATC sotto forma di PTRs di diverse tipologie (es. annuale/mensile/giornaliero oppure *peak/offpeak*) e comunque con dimensione minima pari ad 1 MW.

Le aste si svolgono come segue:

- ciascun partecipante all'asta presenta offerte di in termini di quantità (MW) e prezzo (€/MW);
- l'*Auction Operator* ordina le offerte per prezzo in ordine decrescente e :
 - o se la quantità totale richiesta è inferiore o uguale all'ATC, determina il prezzo dei PTRs pari a zero (*Clearing price* = 0);
 - o se la quantità totale richiesta è maggiore dell'ATC, il *Clearing price* (CP) è posto pari al prezzo marginale offerto;
- ciascun partecipante che ha offerto un prezzo maggiore del *Clearing price* riceve la quantità richiesta. La quantità residua viene allocata ai soggetti che hanno offerto il prezzo marginale;
- tutti i soggetti assegnatari di PTRs sono tenuti a pagare il CP.

Le *Auction rules* regolano anche i termini e le condizioni del mercato secondario sul quale i soggetti assegnatari possono:

- rivendere i PTRs annuali nella successiva asta mensile, ricevendo il CP;
- trasferire i PTRs annuali e mensili ad altri soggetti, con notifica al TSO.

In entrambi i casi, i soggetti in origine aggiudicatari sono tenuti a pagare il CP dell'asta in cui avevano ottenuto la capacità. I PTRs giornalieri non possono essere rivenduti o trasferiti.

2.2.3.1. Linee *merchant*

- **Quadro normativo e regolatorio**

Il Regolamento CE n. 1228/03 prevede la possibilità di esentare le nuove linee di interconnessione dall'obbligo di accesso dei terzi (c.d. *merchant lines*) qualora si verificano alcune condizioni relative alla sostenibilità dei costi e dei rischi e alla remunerazione del capitale (che non può avvenire attraverso l'uso delle tariffe di trasmissione o distribuzione delle reti con accesso ai terzi collegati con tale interconnessione).

In Italia il riferimento normativo, oltre al citato regolamento, è il Decreto MAP 21 ottobre 2005. In conformità a tale Decreto, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) concede l'esenzione dal diritto di accesso di terzi nel rispetto di specifiche condizioni:

- la costruzione della linea non incide sulla stabilità e sulla sicurezza del sistema elettrico nazionale, incentiva la concorrenza e aumenta le capacità commerciali di import/export;
- il soggetto richiedente non è titolare di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica;
- il rischio dell'investimento è tale da comprometterne la realizzazione se non viene concessa l'esenzione.

In aggiunta, per le sole linee *merchant* in corrente alternata, è richiesto che:

- il soggetto titolare del permesso si impegni a richiedere l'inclusione della linea di interconnessione nella RTN fin dalla data di entrata in esercizio e a stipulare con il Gestore di rete una convenzione per l'attività di esercizio e di manutenzione;
- sia comprovato che i costi e rischi degli investimenti per la realizzazione della linea sono particolarmente elevati se paragonati ai costi e ai rischi di norma sostenuti mediante una linea di interconnessione in corrente alternata.

Per il periodo fino al 31 dicembre 2010, il Decreto fissa anche i seguenti limiti:

- la capacità totale massima di trasporto che può essere concessa in esenzione è pari a 4000 MW per le linee in corrente continua e 4000 MW in termini di capacità di trasporto netta per le linee di interconnessione in corrente alternata;
- la capacità massima di trasporto che può essere concessa in esenzione per singola linea di interconnessione è pari a 1000 MW.

- **Esenzione: procedura e gestione della capacità**

Secondo le procedure definite dal Decreto, la società proponente presenta la propria richiesta di esenzione al MSE il quale a sua volta chiede un parere ad AEEG e Terna. Ai fini dell'iter di esenzione, il MSE:

- avvia una consultazione con l'Autorità estera del paese confinante, in caso di collegamento con un Paese Membro dell'Unione Europea;
- lavora alla definizione di un accordo intergovernativo sulle modalità di accesso e utilizzazione della linea di interconnessione, in caso di collegamento con un paese non membro dell'UE.

A valle della conclusione positiva dell'istruttoria, il MSE concede l'esenzione:

- per un periodo non superiore ai 16 anni dalla data di entrata in esercizio della nuova linea, nel caso di esenzione totale (100% della nuova capacità);
- per un periodo non superiore ai 20 anni, nel caso di esenzione parziale.

La gestione della capacità riservata presuppone il recupero dell'intero investimento attraverso i corrispettivi pagati dagli utilizzatori della capacità in esenzione, per cui non è ammesso l'accesso ad alcuna forma di remunerazione tariffaria.

In caso di esenzione parziale, la capacità non in esenzione è gestita dal TSO in maniera congiunta alla capacità di trasmissione delle interconnessioni sulla medesima frontiera.

2.2.3.2. Gestione di *import/export*

- **Accesso alla rete e abilitazione al mercato**

Ogni soggetto interessato ad importare/esportare energia da/verso l'Italia per mezzo delle linee di interconnessione con i paesi confinanti deve sottoscrivere con Terna un contratto di dispacciamento in immissione/prelievo ed essere:

- un titolare di PTRs, o
- la controparte in Italia di un titolare di PTRs assegnati tramite aste congiunte di Terna e dei TSO confinanti, o
- un utente del dispacciamento delegato da un titolare di PTRs per la nomina della capacità a Terna ,
- l'assegnatario o la controparte di riserva di capacità ai sensi della delibera AEEG ARG/elt 194/09, o
- il titolare, la controparte o il beneficiario di PTR relativi a capacità esentata di una *merchant line*.

Tali condizioni permettono ai soggetti idonei di nominare la capacità di interconnessione a Terna, nel rispetto delle modalità e delle condizioni definite da Terna .

A valle della verifica positiva dei requisiti di accesso, Terna definisce una unità di produzione/consumo virtuale (UPV/UCV) nella zona virtuale di mercato relativa all'interconnessione interessata. In particolare, Terna definisce diverse tipologie di UPV/UCV

per i PTRs annuali, mensili, giornalieri, relativi a merchant lines, ovvero per capacità riservate. In aggiunta, l'operatore interessato deve fare richiesta al GME ai fini della registrazione per l'accesso al Mercato dell'Energia e alla Piattaforma Conti Energia.

- **Nomina e *firmness* della capacità di interconnessione**

Gli assegnatari di diritti fisici di trasporto sono tenuti a nominare, nel giorno antecedente il giorno di flusso dell'energia (giorno D-1), i PTRs che intendono utilizzare nel giorno D secondo tempistiche definite. Nel caso in cui i PTRs annuali e mensili non vengano nominati, l'Auction Operator procede a riassegnare le corrispondenti quantità nell'asta giornaliera, secondo le Auction Rules. In tal caso il Clearing price dell'asta giornaliera viene restituito al titolare dei PTRs non nominati (principio "*Use it or sell it*"). Tale principio trova applicazione anche per i soggetti titolari di capacità riservata o relativa a merchant lines.

I PTRs annuali e mensili allocati secondo le Auction rules sono garantiti ad eccezione dei casi in cui sia necessario ridurli per forza maggiore o per ragioni di sicurezza. A valle della pubblicazione dell'ATC giornaliera, i PTRs giornalieri sono garantiti ad eccezione dei casi di forza maggiore.

In caso di riduzioni per ragioni di sicurezza:

- se la decisione è presa prima del termine per la nomina dei PTRs annuali e mensili (ore 7 del D-1), tali diritti vengono ridotti pro rata e al titolare di tali diritti viene rimborsato il 100% del Clearing price;
- se la decisione è presa dopo il termine ultimo per la nomina dei PTRs annuali e mensili, il TSO non può effettuare riduzioni bensì può solo ridurre la capacità da allocare nell'asta giornaliera o eventualmente svolgere attività di ridispacciamento. In caso di riduzioni per forza maggiore non è previsto alcun rimborso.

- **Riserva di capacità di trasporto**

Con riferimento alla capacità di interconnessione dell'Italia con i paesi confinanti, trovano applicazione degli accordi che prevedono una riserva di capacità di trasporto di energia elettrica a favore della Repubblica di San Marino e allo Stato Città del Vaticano. In ottemperanza a tali accordi e a quanto disposto dal Decreto MSE 18 dicembre 2009, l'Autorità prevede che la ripartizione dei proventi da congestione sia tale da garantire l'equivalenza economica rispetto all'assegnazione di riserva di capacità di trasporto.

In aggiunta, il Decreto MSE 18 dicembre 2009 dispone la validità della riserva di transito per l'energia elettrica sottesa ai contratti di lungo termine nelle forme e per la quota garantita dalle Autorità italiane sulla frontiera Svizzera.

- **Prospettive per i prossimi anni**

Su iniziativa di ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), gruppo che raccoglie le Autorità di regolazione dell'Unione Europea, sono state create le *European Regional Initiatives* (ERI) con l'obiettivo di favorire il processo di armonizzazione del settore energetico europeo previsto dalla normativa comunitaria. Le ERI sono particolarmente attive per sostenere la creazione di mercati energetici regionali, quale primo passo verso la creazione di un mercato unico dell'Unione Europea.

In particolare, all'interno di ciascuna iniziativa regionale è stato avviato il processo di armonizzazione delle metodologie di calcolo della capacità di interconnessione e delle modalità di allocazione della stessa.

Seguendo un approccio di implementazione graduale, a partire dal 1° aprile 2010, Terna è diventato il soggetto responsabile dell'attività di allocazione della capacità di interconnessione Italia – Francia per conto di RTE, sia in export, come già fatto nel 2009, sia in import. Nel medio termine, i TSO operanti sulla frontiera italiana puntano a raggiungere una maggiore integrazione con le altre regioni attraverso la delega ad un *Single Auction Office*, anche già esistente, dell'attività di allocazione della capacità di interconnessione.

In aggiunta, i TSO europei sostengono la necessità di implementare ai fini dell'allocazione dei PTRs giornalieri il metodo di asta implicita, generalmente riconosciuto come più efficiente rispetto a quello di asta esplicita. Conseguentemente, per effetto di un allineamento dei mercati organizzati di energia dei paesi confinanti, si renderebbe possibile determinare simultaneamente sia i prezzi di equilibrio sui mercati del giorno prima che i flussi transfrontalieri, data la capacità di trasmissione disponibile.

2.3. Il mercato elettrico tunisino ed eventuali interventi regolatori che rendano agevole l'accesso ai nuovi operatori

2.3.1. Note generali sul mercato elettrico tunisino

Il mercato elettrico tunisino sta registrando un rapida crescita, infatti la richiesta totale di energia primaria è incrementata velocemente negli ultimi anni principalmente come conseguenza dello sviluppo socio-economico del Paese, del miglioramento delle condizioni di vita e dell'aumento della popolazione. Gli ultimi dati disponibili al 2008 vedono una produzione netta di 13.7 TWh con una potenza installata pari a 3.315 MW, un consumo totale annuo pari a 11.8 TWh/anno e un consumo pro capite di 1.137 kWh/anno³.

Tabella 3: Capacità totale installata in Tunisia ripartita per fonti(MW) – 2008

Type	Capacity	
	MW	%
Fossil Fuels	3.233	97,5
Steam turbines	1.090	32,9
Gas turbines	1.308	39,5
Combyned Cycle	835	25,2
Hydropower	63	1,9
Other RES	19	0,5
Total Capacity	3.315	100

La *Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz* (STEG) detiene circa 85% della capacità produttiva e gestisce la rete di trasmissione nazionale, ampliata in modo costante negli ultimi anni, tanto da coprire ad oggi il 99.6 % della popolazione. Per far fronte alla crescente domanda elettrica, al 2011 è previsto un aumento di capacità totale installata, raggiungendo 4400 MW totali.⁴

Per quanto riguarda l'uso delle fonti rinnovabili, il *target* nazionale pubblicato nel 2009, auspica il raggiungimento al 2010 del 10% (4% escludendo la biomassa) per l'utilizzo di energia rinnovabile come energia primaria. Il principale sviluppo della capacità produttiva da FER riguarda l'eolico, che dovrebbe raggiungere al 2011 una capacità installata di 180 MW, inoltre il Governo tunisino conta di incrementare la capacità installata da PV, che risulta essere di 300.000 m².

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili si concentra soprattutto sull'aumento dei parchi eolici, a tal proposito è importante citare la messa in servizio della centrale eolica di Sidi Daoud, costruita con il sostegno finanziario del Fondo globale per l'ambiente (GEF) e il programma delle Nazioni Unite per lo Sviluppo (UNDP) e l'accordo che STEG ha firmato con Gamesa (un contratto di 360 milioni di dinari per la costruzione di tre nuovi parchi eolici).

³ MEDRING Update: Volume I- Overview of Power Systems, April 2010, page 36.

⁴GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, November 2009, page 288.

Il governo tunisino prevede di raggiungere 100 nuovi centri abitati del sud est del Paese nei prossimi 5 anni. Inoltre, la rete di trasmissione tunisina è connessa alla rete di trasmissione europea tramite la rete algerina e quella del Marocco. Per avere un'idea dell'estensione della rete di trasmissione tunisina e degli interventi effettuati negli ultimi anni, è utile visionare la tabella seguente (tab. 4), nella quale vengono confrontati i dati del 2008 con quelli del 2005⁵. Benché a partire dal 2008 siano stati avviati progetti di ristrutturazione e di potenziamento della rete di trasporto, essa risulterebbe ancora non perfettamente adeguata ad accogliere l'energia prodotta da fonti non programmabili (per questo tema specifico si rimanda all'approfondimento condotto dal CESI Ricerca).

Tabella 4: Estensione rete di trasmissione in Tunisia – confronto 2005 / 2008

	90 kV	150 kV	225 kV
2005	1071 km	1728 km	2532 km
2008	1108 km	1812 km	2741 km

Oltre ai dati strutturali su citati, in vista di un futuro investimento nella regione è opportuno accennare che:

- la Tunisia fa parte del progetto trans-Maghreb, per collegare la rete elettrica di tutti i Paesi del Maghreb alla Spagna e agli altri paesi europei;
- il *rating* per il debito della Tunisia secondo *Standard & Poor* è attualmente pari a *A-/Stable/A-2 (for long-term/short-term local currency)* and *BBB/Stable/A-3 (for long-term/short-term foreign currency)*;
- nella classifica 2010 della World Bank “*Ease of Doing Business*”⁶, la Tunisia è salita al 69-esimo posto, rispetto al 73-esimo del 2009 e all’81-esimo del 2008. Altri paesi dell’area MENA (Middle East and North Africa) che hanno cercato di privatizzare il settore della produzione di energia elettrica sono l’Arabia Saudita (13), gli Emirati Arabi Uniti (33), il Kenia (95), l’Egitto (106), la Nigeria (125) e il Marocco(128).

2.3.2. La struttura del mercato elettrico

La Tunisia ha iniziato un processo di apertura del mercato elettrico nel 1996, incoraggiando lo sviluppo di progetti di investimento privati nel settore della produzione. Tuttavia, la *Société Tunisienne de l’Electricité et du Gaz (STEG)*, creata nel 1962⁷, detiene ancora il monopolio della trasmissione, del trasporto, della distribuzione e della vendita dell’energia (all’ingrosso e *retail*). Inoltre è l’unico soggetto che può importare ed esportare energia elettrica.

⁵GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, November 2009.

⁶ <http://www.doingbusiness.org/economyrankings/?regionid=4>

⁷ Dècret-loi n°62-8 daté du 03 avril 1962.

Solo il settore della produzione si presenta in un regime di “quasi-monopolio”, nel quale STEG detiene ancora oltre l’85% della produzione totale installata⁸, mentre il restante 15% (4.400 MW) è da imputare a:

1. Produttori indipendenti (IPPs - *Independent Power Producers*);
2. Autoproduttori (da combustibili o da fonti rinnovabili);
3. Concessioni rilasciate nell’ambito del codice degli idrocarburi⁹.

Dal 1996¹⁰ il 25% di capacità produttiva è assegnata, tramite concessioni, a produttori indipendenti (IPPs - *Independent Power Producers*). Secondo quanto previsto dalle concessioni, essi devono necessariamente utilizzare il gas naturale come fonte primaria¹¹ - il cui uso è incentivato dal Governo tunisino - e cedere l’elettricità prodotta a STEG tramite contratti pluriennali di vendita. Il contratto di concessione è disciplinato nell’ambito della disciplina generale delle concessioni, specificamente regolate dal Decreto n°1125 del 1996 che ne stabilisce le caratteristiche, gli accordi tra le parti, le condizioni tecniche delle centrali, i diritti del concedente, etc.

La scelta del concessionario, effettuata dagli organi statali interessati (CSPI, CIPIE, il Ministro dell’Industria e della Tecnologia, il Ministro del Tesoro, etc) si svolge attraverso un’asta pubblica aperta o attraverso un’asta ristretta¹².

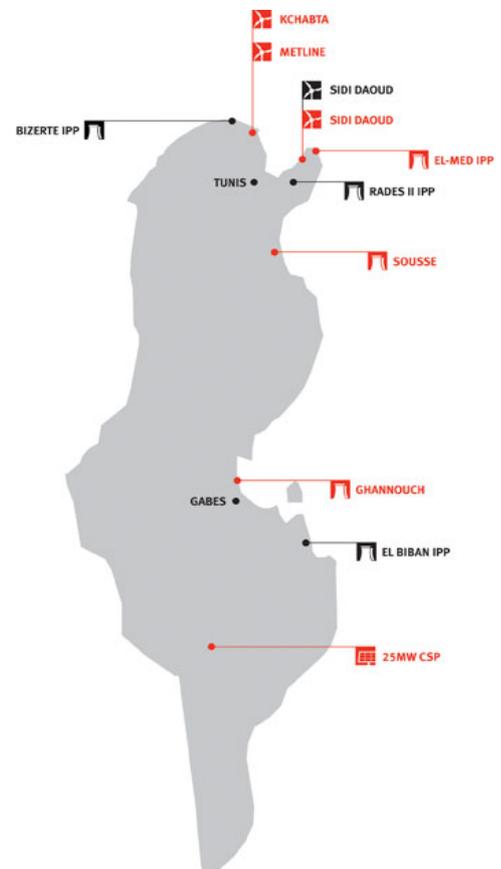
In particolare, il contratto di concessione regola:

- la concessione;
- l’occupazione del sito;
- le condizioni di acquisto del gas da STEG;
- le condizioni di vendita dell’elettricità a STEG.

Sebbene STEG non sia formalmente coinvolta nel processo di scelta del concessionario, essa riveste il ruolo più importante, poiché:

- determina i bisogni di sviluppo della produzione nazionale e l’eventualità di costruire nuove centrali;
- autorizza le condizioni tecniche del progetto;
- determina le condizioni di connessione alla rete della centrale.

Attualmente gli *Independent Power Producers* (IPPs) sono



⁸GTZ, *Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies*, November 2009, page 289.

⁹Law No. 99-93 dated August 17th, 1999 as amended subsequently.

¹⁰Décret n° 96-1125 en date 20 juin 1996

¹¹ Décret n° 2002-1318 en date du 3 juin 2002, fixant les modalités et conditions d’octroi de concessions à la production d’électricité à partir de gaz provenant de concessions d’exploitation des hydrocarbures.

¹²RCREEE, *Appui techniques/prestations de services pour l’évaluation de l’impact économiques, environnementale de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelable et l’efficacité énergétique*, may 2010.

due:

- la Carthage Power Company nata da un progetto congiunto tra la PSEG Global¹³ e la Marubeni Corporation¹⁴. L'impianto di generazione è un ciclo combinato da 471 MW localizzato a Radès entrato in esercizio nel 2002. Sfrutta prevalentemente gas naturale importato dall'Algeria e ottenuto da coltivazioni di gas tunisine ("Miskar concession"), cede energia a STEG tramite un contratto ventennale, le cui condizioni non sono rese pubbliche¹⁵;
- la Società d'Electricità d'El Bibane, proprietaria di una centrale a gas da 30 MW a El-Bibane, in esercizio dal 2004, che utilizza gas naturale e vende l'elettricità a STEG attraverso un contratto di lungo termine, le cui condizioni non sono rese pubbliche.

Come accennato in precedenza, oltre ai produttori indipendenti, nella normativa tunisina, sono previsti anche gli autoproduttori da combustibili (1999) e da fonti rinnovabili, principalmente rappresentati dai grandi gruppi industriali, cosiddetti "grandi energivori" (IGCElec.- Large Energy Consuming Industries¹⁶), che sono:

- Cimenterie d'Oum Klil;
- Cimenterie de Bizerte;
- Cimenterie de Jbel Ouest;
- Ciments Blancs (SOTACIB);
- Cimenterie de Gabes;
- El Fouldh.

Le IGCElec. possono ottenere una concessione per la produzione di energia elettrica finalizzata all'autoconsumo, ma le condizioni riguardanti l'acquisto delle materie prime e la vendita a STEG delle eventuali eccedenze non sono rese pubbliche.

Inoltre, nel 2009 il governo tunisino ha modificato l'assetto regolatorio¹⁷ a favore della produzione da energia rinnovabile e dell'efficienza energetica, per permettere ai grandi consumatori industriali di autoprodurre energia da FER e di vendere l'energia in eccesso alla società STEG, ma fino ad un massimo del 30% della produzione annua¹⁸, tale soglia può essere superata da quegli impianti che producono energia elettrica da biomasse e che non superino i 15 MW, tale limitazione è dovuta a una carenza della rete di trasmissione nell'accogliere energia da fonti non programmabili.

All'interno dell'assetto regolatorio è fatto specifico riferimento all'obbligo, da parte di STEG, di trasportare l'energia elettrica autoprodotta fino al punto di consumo più vicino all'impianto e dell'obbligo di acquisto dell'energia prodotta in eccesso. Il prezzo di acquisto dell'energia

¹³ La PSEG ha venduto la sua quota di partecipazione nel maggio del 2004 alla BTU Power Company.

¹⁴GTZ, *Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies*, November 2009, page 289

¹⁵2009 ABQ Zawya Ltd.

¹⁶GTZ, *Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies*, November 2009.

¹⁷*Loi n°2009-7 du 9 février 2009, modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004, relative à la maîtrise de l'énergie.*

¹⁸*Décret n°2009-2773 du 28 Septembre 2009, fixant les conditions de transport de l'électricité, à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à STEG.*

in eccesso è pari a un prezzo medio annuo di 48 €/MWh, più un contributo fisso di 2,6 €/MWh per la trasmissione¹⁹.

Una terza eccezione è rappresentata dalle concessioni rilasciate nell'ambito del codice degli idrocarburi (1962). In quest'ambito i titolari di siti di coltivazione di gas, per un ammontare limitato totale di 40 MW, possono:

- utilizzare il gas per i propri fabbisogni e cedere le eccedenze a STEG;
- utilizzare il gas non commerciale per la produzione di energia da vendere a STEG.

Si prevede che il futuro incremento della domanda di energia possa essere coperta da investimenti privati ma limitatamente al settore della generazione, mentre STEG continuerà a mantenere il controllo della trasmissione e della distribuzione. Gli investimenti, di STEG o altri attori privati, si concentreranno nella sostituzione della attuale produzione a gas quasi del tutto basata su turbogas con cicli combinati.

Per ciò che concerne la connessione alla rete, da quanto risulta dallo studio condotto dal GSE, fino ad oggi le disposizioni attraverso le quali questa è regolata sono stabilite nel decreto n°64-9 del 17 gennaio 1964 riguardante l'istituzione del *cahier des charges*. Sebbene il GSE non sia riuscito a prendere piena visione del decreto, in vari documenti viene fatto specifico riferimento al *cahier des charges* con chiara menzione al fatto che in questo vengono esplicitate le condizioni tecniche di connessione e di distribuzione dell'energia elettrica sulla rete elettrica nazionale.

2.3.3. Le energie rinnovabili in Tunisia: quadro istituzionale e giuridico

Data la sempre maggiore importanza acquistata dalla materia dell'energia e in particolare delle energie rinnovabili, la Tunisia, si è dotata di un quadro istituzionale per la messa in opera della propria politica energetica e la promozione delle energie rinnovabili. È in questa sfera di riferimento che si inserisce la creazione dell'Agenzia Nazionale delle Energie Rinnovabili (ANER), istituita nel 2004²⁰.

La missione attribuita all'ANER è la messa in opera delle politiche energetiche statali nel settore dell'efficienza energetica, della promozione delle energie rinnovabili e del risparmio energetico.

In questo quadro, l'ANME è incaricata di:

- gestire le azioni di audit energetico obbligatorie e periodiche nel settore dell'industria, del trasporto e dei servizi;

¹⁹Market Status: Tunisia - Strategy to encourage more private investment Jan Dodd, Windpower Monthly Magazine, 01 March 2010, 00:00am.

²⁰Décret n° 2004-1025 datée du 26 avril 2004, fixant les attributions de l'Agence Nationale des Energie Renouvelables (ANER)

- valutare i progetti relativi ai grandi consumatori di energia assoggettati a consultazione obbligatoria;
- di proporre incentivi, sussidi e le procedure atte a sviluppare il settore delle energie rinnovabili;
- concedere gli attestati per le attrezzature, i materiali e i prodotti che concorrono all'utilizzo razionale dell'energia o relativi alle energie rinnovabili, per poter beneficiare dei vantaggi previsti dalla legislazione e regolamentazione in vigore²¹;
- d'incentivare la ricerca tecnologica nel settore energetico;
- di sviluppare progetti dimostrativi nel settore energetico e di implementarne lo sviluppo;
- di promuovere, in collaborazione con gli organismi preposti, la formazione nel settore dell'energia;
- di preparare e di eseguire i programmi nazionali di sensibilizzazione e di educazione relativi al settore energetico;
- di contribuire ai programmi di ricerca scientifica nel settore dell'energia;
- di analizzare, valutare e programmare i progetti relativi alla materia dell'energia e di effettuare gli studi sull'attenuazione delle emissioni dei gas effetto serra legati al consumo di energia e, più in generale, tutti gli studi che rientrano nel quadro delle proprie attribuzioni;
- di elaborare un inventario delle emissioni di gas a effetto serra dovuti al consumo di energia e di analizzarne gli indicatori.

A livello legislativo, il settore delle rinnovabili è regolato dai seguenti decreti:

- Decreto applicativo n° 87-50 de 13 Gennaio 1987, riguardante l'istituzione di autidi energetici obbligatori e periodici;
- Decreto applicativo n° 87-51 del 13 Gennaio 1987, riguardante l'istituzione dell'obbligo di consultazione anticipata dell' Agence de Maitrise de l'Énergie per i progetti riguardanti i grandi consumatori di energia;
- Legge n° 90-62 del 24 Luglio 1990 relativa alla gestione della materia dell'energia;

²¹ Decreto applicativo n° 94-1191 del 30 Maggio 1994, inerente le condizioni di beneficio e i vantaggi fiscali previsti agli articoli 37, 41, 42 e 49 del codice d'incentivo agli investimenti concessi a favore delle attrezzature destinate al risparmio energetico, alla ricerca, alla produzione e la commercializzazione delle energie rinnovabili, alla ricerca geotermica, delle attrezzature necessarie alla lotta contro l'inquinamento o alla raccolta, alla trasformazione e al trattamento dei rifiuti, delle attrezzature necessarie alla formazione professionale e alla ricerca e sviluppo.

- Decreto applicativo n° 94-537 del 10 Marzo 1994, riguardante l'ammontare e le condizioni di rilascio dei premi specifici inerenti agli investimenti nel settore della gestione dell'energia;
- Decreto applicativo n° 94-1191 del 30 Maggio 1994, inerente le condizioni di beneficio e i vantaggi fiscali previsti agli articoli 37, 41, 42 e 49 del codice d'incentivo agli investimenti concessi a favore delle attrezzature destinate al risparmio energetico, alla ricerca, alla produzione e la commercializzazione delle energie rinnovabili, alla ricerca geotermica, delle attrezzature necessarie alla lotta contro l'inquinamento o alla raccolta, alla trasformazione e al trattamento dei rifiuti, delle attrezzature necessarie alla formazione professionale e alla ricerca e sviluppo;
- Decreto n° 2004-1025 del 26 Aprile 2004, riguardante i compiti dell'Agence Nationale des Energies Renouvelables (ANER)
- Legge n° 2004-72 del 2 Agosto 2004 relativa alla materia dell'energia;
- Decreto n° 2009-2773 del 28 Settembre 2009, riguardante le condizioni di trasporto dell'elettricità prodotta a partire dalle fonti rinnovabili e della vendita della quota eccedente alla STEG.

In termini di obblighi, il quadro legislativo prevede che la messa in opera di tutti i progetti riguardanti un grande consumo di energia deve essere obbligatoriamente sottomessa all'approvazione dell'ANER. Il parere dell'ANER deve contenere una valutazione dell'efficienza energetica del progetto e, eventualmente, le modifiche proposte per migliorare l'efficienza energetica. Le installazioni a forte intensità energetica sono sottoposti ad audit energetici periodici obbligatori.

Per ciò che concerne gli incentivi, un certo numero di vantaggi è dato alla promozione riguardante la materia dell'energia, quali:

- supporto alla messa in opera di audit energetici;
- aiuti finanziari per sviluppare progetti dimostrativi;
- aiuti finanziari per dei progetti di investimento nel settore dell'energia e dell'utilizzo efficiente delle energie rinnovabili;
- supporto agli investimenti nel settore dell'efficienza energetica e dello sviluppo della ricerca in tale ambito, per la produzione e commercializzazione delle energie rinnovabili e la geotermia, attraverso vantaggi fiscali e doganieri.

2.4. Rilevazione sulle esigenze del mercato elettrico tunisino

L'architettura del sistema elettrico tunisino non è ad oggi comparabile con il sistema elettrico italiano, sia dal punto di vista del livello di concorrenza nei vari settori della filiera, sia dal punto di vista della configurazione della rete di trasmissione e dei servizi di dispacciamento.

Del resto il sistema elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avvenuto in Europa. Ad oggi in Tunisia sussistono le condizioni per avviare un processo per l'accesso al mercato internazionale, permettendo l'esportazione dell'energia elettrica prodotta in Tunisia, soprattutto riguardo le fonti rinnovabili destinate all'esportazione.

Nel settore delle fonti rinnovabili, la creazione di un assetto regolamentare compatibile con quello europeo potrebbe creare un terreno fertile per una maggiore cooperazione con gli Stati membri e in particolare con l'Italia, la cui vicinanza ne rende favorevoli gli scambi.

Pertanto, al fine di garantire una sufficiente compatibilità tra il sistema elettrico tunisino e il sistema elettrico italiano, si evidenzia l'opportunità, di avviare un'apertura normativa che crei le basi di una graduale liberalizzazione del settore energetico.

Nell'ottica che il progetto ELMED possa essere un banco di prova per la Tunisia per poter sperimentare un'apertura del mercato, si può così riassumere il processo proposto al governo tunisino:

- A livello regolatorio:
 - aprendo il mercato per i produttori all'esportazione, proponendo una nuova normativa che preveda espressamente la possibilità di produrre energia elettrica in Tunisia da fonti rinnovabili, e destinarla all'esportazione, che resta, a tutt'oggi, un monopolio di STEG;
 - definendo i criteri di accesso al mercato internazionale: liberalizzazione totale della produzione destinata all'esportazione o assoggettamento a una autorizzazione rilasciata dal Ministero dell'Industria, dell'Energia e delle Piccole e Medie Imprese, dopo parere favorevole di STEG riguardante la compatibilità tecnica della rete di trasporto tunisina, con l'adozione di un criterio esplicito di rilascio delle autorizzazioni, quale ad esempio l'ordine cronologico di sottoscrizione della domanda per le quantità globali proporzionali alla capacità di trasporto disponibile sulla rete tunisina;
 - stabilendo, per quanto riguarda l'interconnessione, regole per l'accesso alla capacità di trasporto e l'eventuale gestione delle congestioni; tali regole devono essere condivise con le competenti istituzioni italiane (Ministero dello Sviluppo Economico). Occorre inoltre prevedere un sistema congiunto di assegnazione della capacità di interconnessione, a condizioni amministrativamente determinate sia per il trasporto (tariffa di transito) che per la risoluzione delle congestioni (aste), limitatamente alla quota ad accesso pubblico per i primi 20 anni e, successivamente, per l'intera capacità di trasporto disponibile;
 - attribuendo la capacità di trasporto secondo criteri stabiliti tramite accordo in materia di accesso alla capacità di trasporto disponibile a livello

dell'interconnessione, alla società mista TERNA-STEG, che realizza l'interconnessione (grazie alla sua indipendenza rispetto agli operatori commerciali), sotto la supervisione dell'Autorità italiana per l'energia elettrica e il gas –AEEG e le autorità tunisine competenti;

- stabilendo che la partecipazione di STEG alle attività di produzione per l'esportazione sia sottomessa a delle regole trasparenti e non discriminatorie per l'accesso al mercato europeo.

3. Analisi dell’impatto della normativa ambientale internazionale e nazionale adottata in Tunisia sulla realizzazione di nuove centrali di produzione elettrica

Il presente capitolo ha l’obiettivo di analizzare la normativa ambientale vigente in Tunisia rilevante ai fini della realizzazione di nuove centrali di produzione elettrica.

Da un punto di vista metodologico, lo studio si è concentrato sulla normativa ambientale internazionale adottata in Tunisia - in particolare la Convenzione Quadro ONU sui Cambiamenti Climatici – e la normativa ambientale definita a livello nazionale, analizzandone le ricadute sulla scelta delle fonti energetiche primarie, in termini di:

- vincoli al mix energetico di nuovi impianti determinati dalla normativa vigente ed eventuale esclusione pregiudiziale di alcune tipologie di fonti dal mix energetico tunisino;
- incentivi diretti o indiretti a specifiche tipologie di fonti, quali le fonti rinnovabili.

3.1. Normativa internazionale rilevante a fini energetici

La Tunisia è impegnata sia nella protezione ambientale che sul fronte dello sviluppo sostenibile, per tale ragione l’approccio adottato si basa sull’integrazione dei due concetti.

In quest’ottica, la Tunisia ha ratificato le principali convenzioni internazionali di matrice ambientale, di seguito elencate, diverse delle quali rilevanti in materia energetica, in particolare quelle legate alla prevenzione dell’inquinamento causato da idrocarburi e nucleare:

- *Protocole de 1992 modifiant la convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile sur les dommages dues à la pollution par les hydrocarbures, adopté à Londres le 27 novembre 1992 (adhésion par la loi n° 96-97 du 18 novembre 1996) ;*
- *Convention de Vienne sur la notification rapide d’un accident nucléaire (ratifiée par la loi n° 88-67 du 16 juin 1988 - JORT n° 43 du 24 juin 1988, p.935) ;*
- *Convention de Vienne sur l’assistance en cas d’accident nucléaire ou de situation d’urgence radiologique (ratifiée par la loi n° 88-68 du 16 juin 1988 - JORT n° 43 du 24 juin 1988, p.936) ;*
- *Convention relative à la coopération arabe pour l’utilisation de l’énergie atomique à des fins pacifiques adoptée en 1965 amendée en 1984 (ratifiée par la loi n° 88-74 du 02 juillet 1988- JORT n° 43 du 24 juin 1988, p.935) ;*
- *Convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile sur les dommages dues à la pollution par les hydrocarbures, adoptée à Bruxelles le 29 novembre 1969 (adhésion par la loi n° 76-13 du 21 janvier 1976) ;*
- *Convention internationale portant création d’un fonds internationale d’indemnisation pour les Dommages dues à la pollution par les hydrocarbures adoptée à Bruxelles le 18/12/1971 (adhésion par la loi n° 76/16 du 21/01/76).*

Oltre alle Convenzioni internazionali su citate, ai fini del seguente studio, è di particolare rilievo sottolineare che la Tunisia è tra i paesi firmatari della Convenzione ONU sui cambiamenti climatici.

3.1.1. Convenzione ONU sui Cambiamenti Climatici

La Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici è un trattato ambientale internazionale, originato dalla Conferenza sull'Ambiente e sullo Sviluppo delle Nazioni Unite, tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992.

La Convenzione è il primo strumento normativo internazionale dedicato alla lotta globale ai cambiamenti climatici, il cui obiettivo fondante è di stabilizzare le concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera a un livello tale che escluda qualsiasi pericolosa interferenza delle attività umane sul sistema climatico.

Inoltre promuove interventi a livello nazionale e internazionale per il raggiungimento di questo obiettivo, ma non prevede impegni vincolanti per la riduzione delle emissioni di gas-serra, ma solo un impegno di massima per i Paesi industrializzati (Annex I) che riconoscono la loro “responsabilità comune ma differenziata”.

I paesi industrializzati (paesi *Annex I* della Convenzione²²) sono vincolati a ritornare ai livelli di emissione del 1990. Inoltre, sono tenuti a riportare regolarmente a livello internazionale sia un inventario periodico delle proprie emissioni, sia le misure intraprese a livello domestico per la riduzione alla fonte o l'assorbimento delle proprie emissioni (azioni di mitigazione).

Per quanto riguarda i Paesi in via di sviluppo (paesi non Annex I) sono responsabilizzati rispetto al raggiungimento dell'obiettivo globale comune, ma non hanno alcun obiettivo quantificato e i loro obblighi di azione e informazione sono condizionati all'erogazione del necessario supporto finanziario da parte dei paesi donatori. Infatti, tra i principi sanciti dalla Convenzione, è stabilito che la lotta ai cambiamenti climatici non debba essere condotta a spese della sicurezza alimentare e del diritto allo sviluppo.

La Tunisia ha firmato e ratificato la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (entrata in vigore nel maggio 1994). Essendo un paese in via di sviluppo non è inclusa tra i paesi *Annex I*, ma nonostante ciò è impegnata nello:

- sviluppare azioni per mitigare i cambiamenti climatici attraverso politiche in campo energetico, agricolo e forestale, gestione dei rifiuti;
- presentare periodicamente un inventario nazionale delle emissioni compilato in base alle linee guida stabilite a livello internazionale e una comunicazione contenente informazioni relative all'adozione e implementazione di misure.

²²Con l'espressione Paesi Annex I ci si riferisce ai Paesi industrializzati come identificati dalla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (1992) ed elencati nell'Annex I della Convenzione stessa. L'elenco include: Australia, Austria, Bielorussia*, Belgio, Bulgaria*, Canada, Croazia*, Repubblica Ceca*, Danimarca, Comunità Economica Europea, Estonia*, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria*, Islanda, Irlanda, Italia, Giappone, Lettonia*, Liechtenstein, Lituania*, Lussemburgo, Monaco, Olanda, Nuova Zelanda, Norvegia, Polonia*, Portogallo, Romania*, Federazione Russa *, Slovacchia*, Slovenia *, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ucraina *, Regno Unito, USA (* indica i paesi che nel 1992, all'epoca della ratifica della convenzione, erano in transizione verso un'economia di mercato).

Tali impegni sono condizionati al supporto finanziario e trasferimento tecnologico da parte dei paesi industrializzati.

Dopo la ratifica della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici la Tunisia ha incoraggiato gli sforzi tesi alla messa in opera dei principi della convenzione, implementando le seguenti azioni:

- la preparazione dell'inventario nazionale delle emissioni di gas effetto serra per gli anni 1994 e 1997, per tutti i settori interessati e per l'anno 2000 per il settore dell'energia;
- valutazione del potenziale di attenuazione delle emissioni di gas effetto serra per i seguenti settori: energia, agricoltura, foreste, cambio di destinazione dei terreni e rifiuti;
- la realizzazione di studi di mitigazione e adattamento agli effetti nefasti dei cambiamenti climatici, in particolare, gli effetti dell'innalzamento del livello del mare sull'economia nazionale.

Al 2010, la Tunisia ha presentato una sola Comunicazione nazionale (2001) che riporta un primo inventario delle emissioni tunisine, e un riepilogo delle misure e iniziative implementate a livello nazionale unilaterale in linea con gli obiettivi di lotta ai cambiamenti climatici.

3.1.2. Stato di ratifica e impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto

Nel 1997, la Conferenza delle Parti della Convenzione sul clima è arrivata al consenso su un Protocollo alla Convenzione che non solo ne rafforza gli obiettivi, ma che costituisce per la prima volta a livello internazionale un sistema di controllo e sanzioni, definendo alcuni strumenti di politica ambientale per raggiungere tali obiettivi.

Il Protocollo di Kyoto infatti, istituisce un cosiddetto meccanismo di *cap&trade* con le seguenti caratteristiche:

- obiettivi quantificati legalmente vincolanti ai paesi industrializzati per il periodo 2008-2012;
- un sistema di *compliance* definito e governato a livello internazionale che prevede, oltre agli obblighi di informazione definiti dalla Convenzione, un meccanismo di controllo sul *reporting* attuato attraverso verifiche di *expert review team* nominati a livello multilaterale (in particolare rivolto a monitorare la solidità degli inventari nazionali delle emissioni);
- sanzioni per i paesi che non rispettano gli obblighi di informazione o che eccedono i propri tetti di emissione senza aver fatto ricorso ad adeguati strumenti di compensazione;
- diritti di emissione commerciabili, quote assegnate a ciascun paese in proporzione ai propri obiettivi di emissione quantitativi, che consentono ai paesi con emissioni al di sopra dei propri target di compensarle acquistando i diritti di paesi virtuosi che ne hanno in eccesso.

Il Protocollo di Kyoto istituisce questo sistema, vincolante per i paesi industrializzati (*Annex I*), in modo da creare un meccanismo globale che assegni un prezzo alle emissioni di gas a effetto serra e che consenta di internalizzare i costi “climatici” nelle decisioni di investimento in settori chiave per la lotta al riscaldamento globale. Questo con l’obiettivo di innescare progressivamente una “rivoluzione” nel sistema produttivo e, in particolare, nel settore energetico mondiale basata su criteri dettati dal mercato.

Per consentire ai paesi in via di sviluppo (*non Annex I*) di partecipare a questa rivoluzione, il Protocollo di Kyoto dà la possibilità ai paesi in via di sviluppo di diventare “produttori” di diritti di emissione (meccanismi *offsetting*), innescando cicli economici sostenibili, basati sulla capacità di attrazione di investimenti pianificati e sviluppati a condizioni di mercato, con un approccio diverso dai consueti meccanismi di cooperazione allo sviluppo.

Infatti, i PVS, non essendo vincolati da tetti nazionali di emissione, possono su base volontaria, autorizzare lo sviluppo di progetti di riduzione delle emissioni sul proprio territorio, e quindi attrarre capitali e tecnologia, utilizzando come incentivo il rilascio di diritti di emissione in proporzione al quantitativo di emissioni evitate dai progetti sviluppati.

Il Protocollo, per i paesi in via di sviluppo, non stabilisce sostanziali aggiunte agli obblighi già previsti dalla Convenzione per i paesi in via di sviluppo, seppure declini in modo più puntuale le azioni che tali paesi devono impegnarsi a realizzare nei limiti delle proprie capacità e del supporto internazionale ricevuto:

- formulare, ove possibile, programmi nazionali e regionali *cost-effective* per migliorare i fattori di emissione locali e migliorare la qualità dei dati disponibili sulle proprie emissioni a livello settoriale, in base a quanto previsto dalle linee guida internazionali;
- formulare programmi e darne pubblica notifica per stimolare azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

La Tunisia ha aderito al Protocollo di Kyoto nel 2003²³ sebbene l'entrata in vigore dello stesso sia avvenuta all'inizio del 2005.

Aderendo al Protocollo, la Tunisia si è assunta la responsabilità ad agire per mitigare e favorire l'adattamento ai cambiamenti climatici sulla base di azioni volontarie definite dalla legislazione nazionale. L'eventuale mancata attuazione, pertanto, non comporta sanzioni applicate a livello internazionale. Ad ogni modo l'effettiva messa in pratica di eventuali misure resta condizionata, economicamente, al supporto da parte di paesi industrializzati

L'opportunità aggiuntiva che il Protocollo offre alla Tunisia, in quanto paese in via di sviluppo, è quella di sfruttare un meccanismo di incentivo remunerato a livello internazionale, da risorse finanziarie pubbliche e private non nazionali, per favorire lo sviluppo di azioni di mitigazione dei cambiamenti climatici.

In applicazione del Protocollo di Kyoto, sono state sviluppate varie attività riguardanti la creazione delle condizioni favorevoli per lo sviluppo di progetti CDM e la riduzione dei gas effetto serra. Per questa ragione, a partire dal 2005 è stata elaborata una strategia nazionale tesa ad accelerare lo sviluppo di progetti CDM e il posizionamento del paese sul mercato internazionale.

La messa in opera di questa strategia è sostenuta da differenti programmi e progetti che cercano di rinforzare le capacità nazionali e lo sviluppo rapido dei progetti CDM in tutti i settori interessati, e in particolare nel settore delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica, nella gestione dei rifiuti, nei trasporti, nei processi industriali, il rimboschimento e l'afforestazione.

I riferimenti giuridici che consentono di metter in pratica tale strategia sono i seguenti:

- Decreto n° 2008-4114 del 30 Dicembre 2008, che fissa le condizioni e le modalità riguardanti la vendita delle riduzioni di emissioni certificate dei gas effetto serra prodotti dai progetti CDM;
- Decreto n° 2007-230 del 05 Maggio 2007 riguardante la ratifica di un accordo di cooperazione tra il Governo della Repubblica Tunisina e il Governo della Repubblica Francese per la promozione di progetti realizzati nel quadro dei meccanismi CDM; creati dal Protocollo di Kyoto.

3.1.3. Impegni derivanti dall'adesione all'Accordo di Copenaghen

L'Accordo di Copenaghen è il frutto di due anni di negoziato durante i quali, sulla base del mandato della Conferenza di Bali (dicembre 2007), la comunità internazionale ha cercato di

²³ Loi n° 2002-55 du 19 Juin 2002.

darsi un nuovo ordine per il post-2012, data prevista per il termine del primo periodo di obbligo del Protocollo di Kyoto. L'obiettivo del negoziato era pervenire ad una visione condivisa per azioni di cooperazione di lungo termine finalizzate al raggiungimento degli obiettivi della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici.

Nella prospettiva dei paesi industrializzati, si sarebbe dovuti pervenire ad un risultato legalmente vincolante che superasse l'impostazione del Protocollo di Kyoto, adeguando l'architettura internazionale per la lotta ai cambiamenti climatici alle mutate condizioni socio-economiche mondiali e alla conseguente diversa distribuzione. Il Protocollo attualmente prevede obblighi di risultato per i soli paesi di "vecchia industrializzazione", senza alcun vincolo invece per i paesi emergenti le cui emissioni negli ultimi 20 anni hanno acquistato sempre maggiore peso relativo nel totale delle emissioni globali.

L'Accordo di Copenaghen è frutto di un compromesso tra le aspirazioni dei paesi industrializzati vincolati dal Protocollo di Kyoto (in particolare UE, Canada, Australia, Nuova Zelanda, Norvegia, Giappone, Russia, Svizzera), tese anche a vincolare gli USA²⁴ alle proprie responsabilità di maggiore emettitore del mondo e la resistenza dei paesi emergenti.

Al contrario del Protocollo di Kyoto, che prevedeva un approccio *top-down* di assegnazione di specifiche responsabilità quantificate (target di riduzione) in base ad un obiettivo collettivo stabilito a livello internazionale e in base alle indicazioni della scienza, l'Accordo di Copenaghen ha un approccio *bottom-up* ove ciascun paese industrializzato o in via di sviluppo volontariamente sceglie di indicare i propri obiettivi. Una volta inseriti nell'accordo, gli obiettivi divengono vincolanti per il paese che li ha sottoscritti e sono, in base a criteri sanciti dall'accordo, soggetti a monitoraggio.

L'Accordo di Copenaghen ha il pregio di avere superato la netta separazione tra paesi industrializzati e paesi in via di sviluppo, con l'eccezione dei Paesi più poveri che continuano ad essere esentati da obblighi. D'altro canto però è uno strumento debole, privo di regole definite per il monitoraggio e la verifica del raggiungimento degli obiettivi.

Nonostante lo sforzo profuso da oltre 130 capi di stato disposti ad accettare il compromesso, tale Accordo si concretizza solo in una dichiarazione politica, non legalmente vincolante e costituisce solo un passaggio intermedio tra il regime derivante dal protocollo di Kyoto e un eventuale nuovo assetto che ad esso debba seguire.

Pur con queste caratteristiche transitorie, la Tunisia ha volontariamente scelto di aderire all'Accordo. Nella "nota verbale" con la quale ha notificato la propria adesione, la Tunisia si è impegnata ad attuare politiche e azioni a livello nazionale finalizzate alla lotta ai cambiamenti climatici a condizione di ricevere il necessario supporto tecnologico e finanziario da parte dei paesi industrializzati.

Per quanto riguarda le misure in campo energetico, la Tunisia ha annunciato principalmente azioni tese a stimolare un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili e di fonti alternative di energia a basso contenuto di carbonio. Non sono state però indicate misure specifiche per il *phasing out* e la limitazione delle emissioni del sistema energetico tunisino.

Comunque, come nel caso della Convenzione e del Protocollo di Kyoto, gli impegni presi a livello internazionale rimandano all'adozione di soluzioni normative nazionali.

²⁴ Gli USA non hanno ratificato il Protocollo di Kyoto e quindi non sono legalmente vincolati a raggiungere alcun obiettivo al 2012 né sono sottoposti al sistema di controllo e *compliance* del Protocollo.

3.2. Normativa ambientale climatica con impatto sui processi autorizzativi per la realizzazione di impianti di produzione elettrica

Nella prima comunicazione nazionale redatta dalla Tunisia e notificata al Segretariato della Conferenza delle Parti della UNFCCC²⁵, sono incluse diverse misure che il paese ha scelto di applicare in termini di mitigazione delle emissioni di gas a effetto serra.

Tra le misure risultano anche meccanismi di incentivo alla sostituzione di fonti energetiche e tecnologie ad alta intensità di carbonio, a favore di altre fonti (in particolare il gas naturale e le fonti rinnovabili) più compatibili con una politica di sviluppo *climate resilient*.

A fronte di un confronto con le fonti normative tunisine dal 1992 ad oggi²⁶, non si registrano però né misure specifiche sul modello *command&control* per l'esclusione dell'utilizzo di particolare fonti dal mix energetico tunisino, né l'utilizzo di meccanismi di mercato, quali *carbon tax* piuttosto che meccanismi di *cap&trade* domestici finalizzati al controllo delle emissioni, che definiscano un prezzo della CO2 in Tunisia.

²⁵ National Communication of Tunisia to the UNFCCC, October 2001, <http://unfccc.int>

²⁶ leggi e decreti pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale Tunisina dal 1992 in avanti <http://www.iort.gov.tn/>

3.3. Clean Development Mechanism e possibilità di applicazione su nuovi impianti di generazione elettrica

In assenza di una normativa nazionale vincolante per il controllo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dalla generazione elettrica, progetti sviluppati in questo ambito, in linea di principio e fatte salve le specifiche caratteristiche degli stessi, sono potenzialmente eleggibili per essere qualificate come *Clean Development Mechanism*.

Il Meccanismo di sviluppo pulito (CDM) è previsto all'art. 12 del Protocollo di Kyoto e stabilisce che i Paesi *Annex I* possono investire in progetti di riduzione delle emissioni in Paesi *non-Annex I* che abbiano ratificato il Protocollo di Kyoto e utilizzare le riduzioni di emissioni generate da tali progetti ai fini del raggiungimento dei propri obiettivi nazionali. Per ogni tonnellata di CO₂ evitata grazie alla realizzazione di progetti CDM, le autorità internazionali competenti (UNFCCC) rilasciano crediti denominati "riduzioni certificate delle emissioni" (*Certified Emissions Reductions - CER*), ciascuno corrispondente a 1 tonnellata di CO₂ equivalente..

Il CDM è un meccanismo che riconosce allo sviluppatore di un progetto il diritto a ricevere dei crediti di emissione in proporzione alle emissioni evitate con il progetto stesso. L'incentivo è quindi costituito dal rilascio dei crediti CER.

Si tratta di incentivo remunerato a livello internazionale, da risorse finanziarie pubbliche o private non derivanti dal paese ospitante (o comunque certamente non da risorse pubbliche del paese ospitante), per favorire lo sviluppo di azioni di mitigazione dei cambiamenti climatici.

È assimilabile ad un incentivo in conto esercizio in quanto:

- il diritto all'incentivo è condizionato ad una pre-registrazione del progetto tesa a qualificarlo come eligibile al meccanismo;
- il diritto all'incentivo viene perfezionato nel momento in cui il progetto è operativo e consegue benefici ambientali misurabili;
- l'erogazione dell'incentivo non prevede l'esborso di un contributo finanziario diretto da parte del paese che ospita il progetto CDM. La remunerazione deriva dalla vendita dei CER sul mercato internazionale del carbonio creato dal Protocollo di Kyoto.

Il soggetto riconosciuto come erogatore dei CER è il paese che ospita il progetto CDM, nonostante tecnicamente l'erogazione avvenga attraverso una procedura amministrativa gestita a livello internazionale. Le autorità nazionali del paese di regola concedono l'utilizzo di un diritto di emissione nazionale, attraverso il nulla osta alla realizzazione del progetto e alla sua qualifica come CDM.

Il trasferimento dei diritti di emissione evitate grazie al progetto CDM al paese che acquista le emissioni evitate (CER) è regolato dal diritto tunisino dal Decreto n°2008-4114 del 30 Dicembre 2008, nel quale vengono fissate le condizioni e le modalità riguardanti la vendita delle riduzioni di emissioni certificate dei gas effetto serra prodotti dai progetti CDM.

Secondo tale Decreto si riconosce alle autorità del paese un diritto di proprietà sui CER generabili da un progetto, e i contratti di vendita dei CER devono essere conclusi tramite una gara d'appalto internazionale. Un comitato nazionale facente capo all'Autorità nazionale

designata per la gestione del CDM in Tunisia partecipa direttamente alla negoziazione per la vendita dei CER derivanti da progetti, la negoziazione con i partecipanti alla gara d'appalto è possibile, ma a seconda delle caratteristiche del progetto e delle condizioni e modalità praticate su scala internazionale.

Al fine di mettere in pratica questi contratti per la vendita dei CER sono state create varie commissioni settoriali presso il Ministero dell'Ambiente e dello Sviluppo Sostenibile, queste sono:

- una commissione per la vendita delle riduzioni certificate delle emissioni generate da progetti rilevanti per il Ministero dell'Ambiente e dello Sviluppo Sostenibile;
- una commissione per la vendita delle riduzioni certificate delle emissioni generate da progetti rilevanti per il Ministero dell'Interno e dello Sviluppo Locale;
- una commissione per la vendita delle riduzioni certificate delle emissioni generate da progetti rilevanti per il Ministero dell'Industria, dell'Energia e delle PMI;
- una commissione per la vendita delle riduzioni certificate delle emissioni generate da progetti rilevanti per il Ministero dell'Agricoltura e delle Risorse Idrauliche;
- una commissione per la vendita delle riduzioni certificate delle emissioni generate da progetti rilevanti per il Ministero dei Trasporti.

Per quanto riguarda il trattamento dei CER da un punto di vista fiscale, la Tunisia non si è dotata di un quadro normativo di riferimento specifico è perciò presumibile che i CER siano soggetti alla normativa fiscale generale.

Tabella 5: Approfondimento - la domanda di CER

APPROFONDIMENTO: LA DOMANDA DI CER

Pur essendo il CDM nato come meccanismo di cooperazione tra governi e i CER come strumento di compliance per i paesi rispetto agli obblighi nazionali derivanti dal Protocollo di Kyoto, i CER sono uno strumento attualmente utilizzato, scambiato e valorizzato economicamente per lo più da soggetti industriali privati. Questo stato di cose è venuto a crearsi principalmente in virtù della scelta europea di delegare parte della responsabilità della riduzione delle proprie emissioni direttamente ai soggetti industriali privati che ne costituiscono la fonte attraverso l'istituzione di un meccanismo europeo di scambio di diritti di emissione sul modello di quello istituito da Kyoto. Il meccanismo europeo è dotato di propri diritti di emissione ma è aperto all'utilizzo di CER, che sono quindi equiparati ai fini della compliance delle aziende alle quote generate dal sistema stesso (EUA).

Stando ai dati di Banca Mondiale²⁷, sono i soggetti industriali europei vincolati dalla Direttiva ETS a dominare il mercato. Negli ultimi 3 anni essi hanno rappresentato l'80-90% del mercato internazionale del carbonio e della domanda di CER. Facendo sempre riferimento agli analisi della Banca Mondiale le transazioni dei CER primari²⁸, si sono ridotte di circa il 59% da 6,511 milioni \$ nel 2008 al 2,676 milioni nel 2009. tali contratti sono stati conclusi nel 2009 con prezzi tra 8 - 10 euro. Tali dati sono legati alla crisi economica mondiale ma, soprattutto all'incertezza rispetto ad un accordo internazionale vincolante per il post 2012 e alle variabili legate al sistema EU ETS nel post-2012 L'UE infatti, pur avendo confermato all'interno del pacchetto "clima-energia" la possibilità di utilizzo di CER nel sistema ETS post 2012, pone comunque delle restrizioni qualitative e quantitative dei tipi di CER utilizzabili. Quindi, intorno ai progetti CDM rimangono ancora delle incertezze legate alla domanda dei CER e rischi relativi ai prezzi nel periodo post 2012.

²⁷ "State and Trend of the Carbon Market 2010", Banca Mondiale.

²⁸ I CER primari sono quelli venduti direttamente da chi originariamente li genera e un acquirente.

3.3.1. Elementi fondanti del meccanismo CDM

Possono essere considerati CDM i progetti avviati a partire dal 2000 in settori quali: produzione, distribuzione/trasmissione e consumo di energia elettrica, efficienza energetica, processi industriali, gestione dei rifiuti, trasporti, attività minerarie.

La generazione dei crediti avviene a partire dall'anno di entrata in esercizio dei progetti, fatta salva la registrazione come CDM e la presentazione delle necessarie certificazioni a riscontro dei benefici ambientali derivanti. È possibile chiedere il riconoscimento dell'incentivo per un periodo di 7 anni rinnovabile 2 volte a fronte di un ricalcolo dei benefici ambientali previsti o per un unico periodo di 10 anni.

Un progetto è riconoscibile come CDM se rispetta il criterio di addizionalità, ovvero se è dimostrabile che i benefici che procura non sarebbero stati possibili in assenza di esso.

L'incentivo derivante dal CDM, che consiste nell'ottenimento di CER valorizzabili sul mercato internazionale, viene effettivamente ottenuto a valle dell'entrata in esercizio di un progetto e solo in proporzione al beneficio ambientale effettivamente prodotto e pertanto verificabile. La differenza fra la quantità di gas serra emessa realmente e quella che sarebbe stata emessa senza la realizzazione del progetto (scenario di riferimento o *baseline*), è considerata emissione evitata e viene riconosciuta e accreditata allo sviluppatore del progetto sotto forma di CER (*Certified Emission Reductions* nel caso di progetti CDM in PVS).

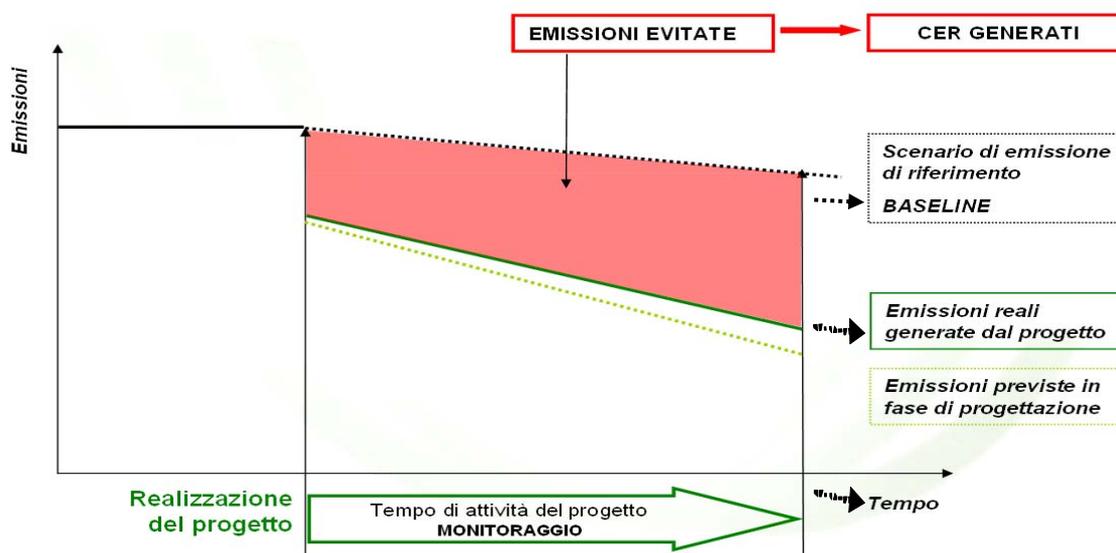


Figura 2: Schematizzazione del calcolo delle emissioni risparmiate da un progetto CDM rispetto alla *baseline* del paese.

3.3.2. Procedura e rischi per l'erogazione dei CER

Fase progettuale

1. Idea progettuale. Il proponente deve verificare se l'idea di progetto rispetta i requisiti fondamentali richiesti dalla procedura internazionale e nazionale del paese ospitante. Un *Project Idea Note* (PIN) può essere sottoposto alle autorità nazionali coinvolte per ottenere un nulla osta di massima allo sviluppo del progetto (c.d. *Letter of Endorsement*).
2. Documento di progetto. Il proponente deve compilare un *Project Design Document* (PDD) che include: descrizione dettagliata dello scenario di emissione (*baseline*) precedente la realizzazione del progetto, dimostrazione dell'addizionalità, piano di monitoraggio, commenti dei soggetti locali interessati, analisi degli impatti e dei benefici ambientali che il progetto potrà generare.
3. Lettere di approvazione paesi coinvolti. Un progetto CDM deve ricevere l'approvazione dei paesi coinvolti, quello che ospita il progetto e il paese di appartenenza dell'investitore attraverso ("*Letter of Approval*". rilasciata dalle *Designated National Authorities*).
4. Validazione. Il soggetto proponente sottopone il PDD ad un *Designated Operational Entity* (DOE1). Il DOE1 rende consultabile il PDD e riceve i commenti dei soggetti interessati per 30 giorni, stabilisce eventuali modifiche del progetto e infine rende pubblico il proprio giudizio.
5. Registrazione. In caso di valutazione positiva, il DOE1 richiede al Comitato Esecutivo CDM (*CDM Executive Board* - EB) la registrazione del progetto. L'EB valuta il PDD e decide se registrare o rifiutare il progetto.
6. Vendita anticipata dei crediti. La vendita dei crediti non è una fase procedurale obbligatoria, ma una prassi comune degli sviluppatori per garantirsi anticipatamente il ritorno economico dato dalla generazione dei crediti. La vendita avviene attraverso contratto noti come *Emission Reduction Purchase Agreement* (ERPA).

Fase realizzativa

7. Realizzazione e monitoraggio. Il proponente realizza il progetto e implementa il monitoraggio descritto nel PDD; un rapporto di monitoraggio sulle emissioni effettivamente realizzate viene presentato ad un ente accreditato (DOE2), diverso da quello prescelto per la validazione.
8. Verifica e Certificazione. Il DOE2 analizza il rapporto di monitoraggio, verifica che il calcolo della riduzione di emissioni sia stato eseguito correttamente, e conferma la quantificazione delle emissioni evitate. Il DOE2 trasmette una relazione di verifica ai partecipanti al progetto, ai Paesi coinvolti e al Comitato Esecutivo, e certifica per iscritto che le riduzioni di emissioni sono legittime.
9. Rilascio dei CER. La relazione di certificazione costituisce una richiesta al Comitato Esecutivo per il rilascio dei crediti di emissione (CER). Il Comitato Esecutivo provvede a rilasciare i CER a favore del proponente del progetto.

Come tutte le iniziative di mercato, anche i progetti CDM sono soggetti ad una certa rischiosità, in particolare si tratta del:

- A. rischio di validazione: il DOE1 incaricato di validare il progetto presentato dall'impresa potrebbe non trovarlo conforme ai criteri CDM - in particolare al criterio di addizionalità - o valutare negativamente le assunzioni formulate per il disegno della *baseline* e confutare così le previsioni fatte in termini di riduzioni delle emissioni attese. In questa fase un passaggio critico è la consultazione pubblica che può comportare la necessità di negoziare con soggetti locali e apportare modifiche, anche significative, al progetto stesso. Questa fase può comportare una dilazione dei tempi e all'aumento dei costi. Nel caso più negativo la DOE1 potrebbe non validare il progetto e bloccare lo sviluppo della procedura;
- B. rischio autorizzativo: è legato alla difficoltà di ottenere le autorizzazioni locali per la realizzazione del progetto in quanto non tutti i paesi, sia *Annex I* che *Non Annex I*, hanno dato vita a procedure efficienti e trasparenti per l'autorizzazione di progetti CDM;
- C. rischio di registrazione: le autorità internazionali potrebbero, nonostante le valutazioni della DOE, non ritenere il progetto compatibile con i requisiti CDM;
- D. rischio di generazione dei crediti: è correlato all'impossibilità di determinare *ex ante* la quantità di quote che saranno effettivamente generate. Tale incertezza è dovuta da un lato alla difficoltà di determinare lo scenario di emissione (c.d. *baseline*) sul medio-lungo termine, dall'altro alle differenze che il monitoraggio può riscontrare tra le emissioni effettive del progetto e le previsioni formulate in fase di progettazione. Entrambe le problematiche possono richiedere aggiustamenti, anche significativi, in fase progettuale, delle previsioni di "riduzione delle emissioni" con un impatto diretto sul numero dei crediti generati;
- E. rischio di rilascio dei crediti: è il ritardo di rilascio dei crediti che risente dei problemi di interconnessione tra i registri nazionali all'*International Transaction Log* attraverso i quali i crediti vengono fisicamente consegnati ai soggetti che ne sono titolari;
- F. rischio del prezzo dei crediti di carbonio CERs : si tratta del prezzo dei "crediti" generati da CDM nell'arco del quinquennio 2008-2012, che potrebbe subire forti oscillazioni;
- G. rischio post-2012: si tratta della incertezza relativa alla mancanza di una scelta chiara a livello internazionale su eventuali ulteriori misure da applicare successivamente al 2012.

3.3.3. Requisiti per l'autorizzazione di progetti CDM in Tunisia

La Tunisia si è dotata di una Autorità Nazionale Competente (*Designated National Authority* – DNA) per il Protocollo di Kyoto che gestisce anche l'attuazione del CDM. La DNA ha

definito una procedura nazionale di approvazione dei progetti CDM che si riporta nella figura 1²⁹.

Si fa presente che un passo in avanti nella promozione dei progetti CDM, in Tunisia, è stata la creazione della *task force*³⁰ per i CDM presso il Ministero dell'Industria, dell'Energia e delle Piccole Medie Imprese. Questa unità assiste tutti i progetti CDM, in particolare quelli del settore elettrico; identifica i progetti (*project scouting*) e prepara i PIN da proporre alla DNA; mobilita la ricerca delle risorse finanziarie e contribuisce attraverso l'assistenza tecnica alla preparazione dei PDD; assiste i proponenti dei progetti a identificare la *Designated Operational Entity* (DOE) e a vendere i CER che ne derivano dal progetto.

E' importante ricordare, altresì, che la Tunisia ha elaborato un *portfolio* nazionale di progetti³¹ che potrebbero svilupparsi come CDM. Il *portfolio* comprende 139 progetti dai quali potrebbero derivare 39 milioni tCO₂^{eq} al 2012. L'80% dei progetti appartiene al settore dell'energia (efficienza energetica, fonti rinnovabili, *fuel switch - substituting oil with gas*), ai processi industriali (chimica e l'industria del cemento) e alla gestione dei rifiuti solidi.

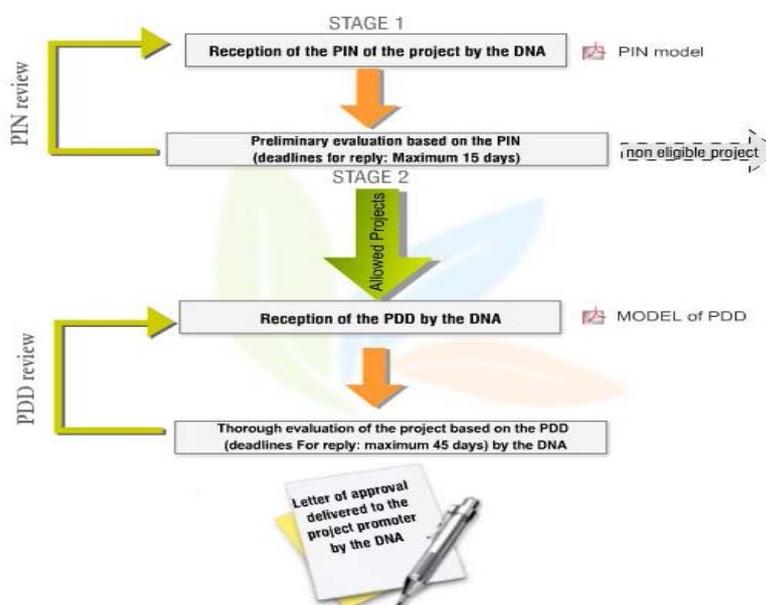


Figura 3: Procedura tunisina per l'approvazione di un CDM

Per quanto riguarda la procedura nazionale, la stessa prevede che il *project developer* presenti un PIN alla DNA in modo da ottenere una valutazione preliminare di nulla osta sul progetto. La DNA ha 15 giorni di tempo per esprimersi. Successivamente, il *project developer* presenta il *Project Design Document* sulla base del quale la DNA esprime, entro 45 giorni la sua decisione finale e rilascia in caso positivo la *Letter of Approval*.

I progetti presentati vengono valutati dalla DNA tunisina in base ad un set di criteri tesi a valutare la compatibilità del progetto con le priorità di sviluppo sostenibile del paese. Tali

²⁹ www.cdmtunisia.tn

³⁰ <http://www.anme.nat.tn/index.asp?pId=149>

³¹ Kfw Carbon Fund; DEG - *Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH (advice/project finance)*; pubblicato a Giugno 2009

criteri sono di ordine economico, sociale, ambientale e strategico. Dalle informazioni in possesso del GSE non emerge con chiarezza come venga effettuata la valutazione concreta dei progetti.

Nel sito della DNA si può conseguire la lista dei progetti CDM presentati fino ad oggi e la loro fase di sviluppo.

Nonostante il contesto idoneo allo sviluppo dei CDM in Tunisia rimane, tuttavia, il fatto che dal 2006 ad oggi sono stati registrati soltanto due progetti come CDM: *Djebel Chekir Landfill Gas Recovery and Flaring Project* e *Landfill Gas Recovery and Flaring for 9 bundled landfills* in Tunisia . I crediti di entrambi i progetti sono stati comprati in parte dall'Italia attraverso l'*Italian Carbon Fund*, fondo italiano per il carbonio presso la Banca Mondiale. Si stima che dai progetti deriveranno rispettivamente circa 370 e 318 ktonCO₂^e/annuo fino al 2012.

Tabella 6: Elenco criteri per valutare la compatibilità del progetto con le priorità di sviluppo sostenibile del paese

Criteri Economici: 28%			%
Economic investment	Effectiveness: return time on	More than 15 years = 0 Less than 2 years = 10	22%
Economic profitability of the option (EPO)	Effectiveness: Economic	REP less than 5% = 0 REP more than 40% = 10	24%
Improvement of the balance of payments: net profit in currency related to the energy saving		Less than 100.000 US\$ on the period = 0 More than 500 million \$ US over the period = 10	30%
Attraction of the direct foreign investments, excellent reduction of the State grants		nil = 0 Excellent = 10	24%
Criteri Sociali: 22%			%
Creation of local jobs (number and quality)		No contribution = 0 Very strong contribution = 10	33%
Reinforcement of the national capacities		Weak contribution = 0 Very strong contribution = 10	18%
Improvement of the quality of life of the populations		No impact = 0 very important = 10	28%
Consultation/adherence of the local communities		No consultation/strong opposition of the local communities = 0 Intense consultations/strong adherence of the local communities = 10	21%
Criteri Ambientali: 29%			%
Avoided emissions of Greenhouse Gases (GHG)		Reduction of less than 5.000 tons CO ₂ equivalent (tCO ₂ e) over all the period of credit and less than 5% of the base line within the limits of the project = 0 Reduction of more than 5.000 tCO ₂ e over all the period of credit or half compared to the baseline within the limits of the project = 10	31%
Contribution to the reduction of the air pollution		No change or increase = 0 Reduction of 100% compared to the baseline within the limits of the project = 10	23%
Contribution to reduction of the water and ground pollution		No change or increase = 0 Reduction of 100% compared to the baseline within the limits of the project = 10	23%
Contribution to the sustainable use of the natural resources		No change or any acceleration of the extraction = 0 Reduction of 100% compared to the baseline within the limits of the project = 10	23%
Criteri Strategici: 29%			%
Contribution to the reduction of the risks of energy dependency.		No impact = 0 very important impact = 10	45%
Contribution to technological positioning		No impact = 0 very important impact = 10	26%
Contribution to the development of international partnership		No impact = 0 very important impact = 10	29%

3.3.4. Compatibilità del CDM con altri meccanismi di incentivazione

In linea di principio, il CDM è compatibile con qualunque altro tipo di incentivo a meno che non ci siano restrizioni specifiche derivanti dalla normativa nazionale dei paesi coinvolti e purché si rispetti il principio di addizionalità, ovvero la possibilità di dimostrare che, pur beneficiando il progetto di altri incentivi diversi dal CDM, esso non sarebbe finanziariamente sostenibile senza il contributo del CDM.

3.3.5. CDM nel settore elettrico in Tunisia

Il presente paragrafo analizza nello specifico le possibilità di riconoscimento di CDM a fronte di nuovi impianti di produzione elettrica in Tunisia tenendo conto di due possibili scenari:

1. il caso di impianto la cui produzione è destinata esclusivamente al consumo nazionale;
2. il caso di impianto la cui produzione è dedicata parzialmente o totalmente ad essere esportata.

1. Il caso di un impianto destinato alla produzione per il consumo nazionale, a prescindere dalla fonte energetica, è prefigurabile come progetto CDM se, applicando una delle metodologie CDM³², è dimostrabile che il progetto riduce le emissioni nel rispetto del principio di addizionalità.

Tra le possibili metodologie di calcolo delle emissioni si segnalano le seguenti:

Per le FONTI FOSSILI

- *Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology;*
- *Consolidated methodology for coal bed methane, coal mine methane and ventilation air methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction through flaring or flameless oxidation;*
- *Recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared or vented;*
- *Natural gas-based package cogeneration;*
- *Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas;*
- *Methodology for new grid connected power plants using permeate gas previously flared and/or vented;*
- *Installation of cogeneration system supplying electricity and chilled water to new and existing consumers;*
- *Construction of a new natural gas power plant supplying electricity to the grid or a single consumer.*

³² La lista delle metodologie approvate a livello internazionale è consultabile al sito: www.unfccc.int.

Per i GAS INDUSTRIALI A FINI ENERGETICI

- *Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects.*

Per le FONTI RINNOVABILI

- *Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations;*
- *Co-firing of biomass residues for electricity generation in grid connected power plants - Version 1;*
- *Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues;*
- *Analysis of the least-cost fuel option for seasonally-operating biomass cogeneration plants;*
- *Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues in power-only plants;*
- *Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources.*

Questa lista, che non vuole essere esaustiva, può essere integrata con l'elaborazione di metodologie dedicate a specifici scenari nazionali o tecnologici. In questa sede non sono state considerate le metodologie per piccoli impianti, in quanto non rilevanti nell'esame di grandi poli di produzione.

Essendo il CDM un meccanismo “*project based*”, l'ammissibilità di un progetto potrà essere confermata solo una volta definite le caratteristiche specifiche di ciascun progetto. È ragionevole comunque pensare che un progetto nel settore delle rinnovabili sviluppato in Tunisia, pur beneficiando di incentivi locali, possa essere eligibile come CDM utilizzando per esempio la metodologia ACM0002 “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*”. Questa metodologia è applicabile ai nuovi impianti e stabilisce il metodo per la definizione della *baseline* e per il monitoraggio delle emissioni del progetto.

2. Nel caso di produzione destinata ad essere esportata totalmente o in parte in Italia, vanno affrontati essenzialmente due fronti: quello internazionale “di Kyoto” e lo scenario europeo/italiano.

Per quanto riguarda il primo aspetto, sicuramente determinante ai fini del riconoscimento della centrale di produzione come CDM, è la verifica dell'avvenuta riduzione dell'emissioni.

Conditio sine qua non per la qualifica di CDM è, infatti, che avvenga una contrazione delle emissioni in un paese che non sia già soggetto ai tetti fissati dal Protocollo di Kyoto. Alla luce di questa considerazione, la costruzione ex-novo di un impianto di produzione elettrica dedicato all'export verso l'Italia non sembra pertanto idoneo alla generazione di crediti di emissione in quanto al più potrebbe comportare una riduzione delle stesse di un paese obbligato.

Per quanto riguarda, invece, il contesto UE/Italia si fa presente che in linea di teorica se non sussistessero le restrizioni di cui al punto precedente, in presenza di una produzione rinnovabile questa potrebbe vedere la compatibilità di un meccanismo di *offsetting* tipo CDM:

a) sia con i progetti comuni come regolati dalla Direttiva 2009/28/CE poiché queste due tipologie di progetto viaggiano in parallelo e non sono di per sé incompatibili. Infatti i requisiti per lo sviluppo di un progetto comune con Paesi Terzi sono:

- il tracciamento del flusso di elettricità verso l'Unione Europea (l'Italia);
- il mancato beneficio, per la produzione originata dagli impianti situati all'estero di regimi di incentivazione, ad eccezione di contributi in conto capitale per la realizzazione dell'installazione.

b) sia con gli incentivi Italiani, in quanto il CDM non può essere assimilato ad uno dei sistemi di incentivazione escluso dalla cumulabilità degli incentivi nazionali.

3.4. Criteri oggettivi applicabili nella selezione del mix energetico di nuovi impianti a fronte del contenuto di emissioni dell'energia prodotta

Occorre innanzitutto precisare che, a parte alcuni meccanismi incentivanti di derivazione nazionale o internazionale, in Tunisia non esiste una normativa locale che preveda l'esclusione di specifiche fonti per la produzione di energia elettrica.

Il criterio di selezione delle offerte per la realizzazione un impianto di generazione elettrica nell'ambito di una gara internazionale potrebbe essere quello dell'efficienza economica. Per poter tenere conto, invece, del contenuto di carbonio dell'elettricità prodotta da un nuovo polo energetico sarebbe opportuno poter determinare, su basi oggettive, un prezzo di riferimento per le emissioni.

La normativa vigente in Tunisia non stabilisce alcun meccanismo - di mercato o derivante da un approccio command&control - tale da dare un prezzo di riferimento alla CO₂ sul mercato locale e, in assenza di un mercato internazionale del carbonio integrato, non è disponibile neppure un segnale di prezzo internazionale indicativo al quale fare riferimento.

Volendo comunque tenere conto delle emissioni come variabile di selezione per la realizzazione di nuovi impianti, si potrebbero stabilire dei criteri ad hoc che, in base ad un principio di equità, dovrebbero essere applicati a ciascun bando di gara. Sarebbe auspicabile che tali criteri siano oggettivi e non discriminatori in tal modo non disincentivare la partecipazione degli investitori.

In particolare si evidenzia che è possibile a tal fine fare riferimento agli standard internazionali elaborati in ambito ONU dall'International Panel on Climate Change ed approvati dagli organi sussidiari tecnici della Convenzione ONU sui cambiamenti climatici quali linee guida per la redazione degli inventari nazionali.

All'interno delle linee guida, sono indicati i parametri di emissione e le modalità di calcolo per quantificare le emissioni derivanti da diversi tipi di combustibili utilizzati per la produzione elettrica. Attualmente le linee guida in uso sono quelle approvate nel 1996, ma l'IPCC ne ha predisposte di nuove attualmente in corso di approvazione in ambito UNFCCC.

Tali linee guida sono già in uso in Tunisia per l'elaborazione del proprio inventario nazionale delle emissioni.

Una buona soluzione di compromesso è rappresentata più che dall'applicazione di un ranking in funzione del contenuto di CO₂ dalla valutazione fondata sul rispetto di soglie di ammissibilità che tengano conto dell'intensità carbonica dell'energia elettrica prodotta.

Il primo criterio, ovvero quello della comparazione tout court del contenuto di CO₂ del mix energetico, infatti, pur risultando una delle soluzioni più immediate presenta il limite di prescindere da altri elementi altrettanto significativi per una buona valutazione, quali ad esempio di carattere economico e strategico del progetto.

L'identificazione di una soglia di ammissibilità rappresenta, pertanto, una strada possibile e spesso applicata in ambito ambientale per favorire l'utilizzo di tecnologie a minore impatto (per esempio le rinnovabili).

Stabilire una soglia di accesso per la realizzazione di nuovi poli di produzione significa indicare un valore massimo di emissioni per MWh al di sopra del quale non è consentito la partecipazione al bando.

Per applicare razionalmente questo criterio va valutata quale possa essere la soglia equa da imporre: una soluzione possibile sarebbe quella di definire come soglia il fattore emissivo medio del settore elettrico oppure del paese.

soglia il fattore emissivo medio del settore elettrico oppure del paese.

4. Valutazione dei requisiti tecnici per l'ammissibilità al sistema incentivante italiano ed il rilascio della Garanzia di Origine all'energia elettrica importata in Italia

4.1. L'articolo 9 della direttiva 2009/28/CE

La direttiva europea 2009/28/CE relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - che introduce un obiettivo obbligatorio al 2020, per ciascuno stato membro, di consumo di energia rinnovabile sul consumo lordo di energia - prevede la possibilità per i paesi comunitari di poter raggiungere il proprio target anche attraverso l'applicazione di c.d. Meccanismi di Cooperazione. Tra questi, all'art. 9 della stessa direttiva, vengono menzionati i Progetti Comuni con Paesi Terzi che dovranno essere disciplinati da specifici accordi tra i Governi interessati.

In questa parte dello studio si analizzano quali siano le condizioni tecniche che potrebbero essere adottate dall'Italia al fine di riconoscere eventuali forme di incentivazione alla produzione di energia elettrica importata dalla Tunisia. Considerando che la scelta per la quale ci si orienta è per il riconoscimento dei certificati verdi - sebbene con le dovute differenze³³ rispetto al meccanismo riconosciuto ai produttori localizzati oggi in Italia - in tale sede sarà fatto cenno al funzionamento del sistema dei certificati verdi descrivendo al contempo l'impatto che il medesimo ha sull'energia convenzionale importata nel nostro paese.

Con riferimento specifico all'articolo 9, si ricorda che il medesimo prevede che la produzione realizzata in un Paese Terzo, per poter essere conteggiata nel target di uno Stato Membro debba essere "consumata nell'ambito della Comunità" e che pertanto la realizzazione dell'interconnessione tra Italia e Tunisia rappresenta una condizione necessaria affinché i due Paesi possano concludere Accordi di tal genere. Di seguito si delineano anche le possibili procedure che il GSE sarà chiamato ad eseguire al fine di verificare l'effettiva esportazione verso l'Italia della produzione realizzata in Tunisia.

Uno Stato Membro può usufruire dei progetti comuni solo se questi rispettano determinati requisiti, relativi al consumo dell'energia elettrica nella Comunità, condizione che viene considerata soddisfatta quando:

- una quantità di elettricità equivalente a quella imputata al progetto è stata definitivamente attribuita alla capacità di interconnessione assegnata da parte di tutti i gestori della rete di trasmissione nel paese d'origine e di eventuali paesi transitati;

³³ Il computo dell'energia elettrica prodotta in un Paese Terzo nel target di uno Stato Membro comporterà necessariamente un costo per quest'ultimo che, presumibilmente, potrebbe sostanzarsi nella definizione di strumenti di incentivazione individuati *ad-hoc*, anche e soprattutto nell'ottica di una maggiore efficienza, sotto il profilo dei costi, più volte ribadito nel testo della direttiva. Sulla base di considerazioni di questo tipo, ci si può facilmente aspettare che la definizione di un Progetto Comune tra Italia e Tunisia vedrà l'identificazione di strumenti di incentivazione analoghi a quelli previsti in Italia, la cui entità sarà il frutto di una specifica analisi Costi-Benefici (cfr. capitolo 4).

- una quantità di elettricità equivalente all'elettricità contabilizzata è stata definitivamente registrata nella tabella di programmazione da parte del gestore della rete di trasmissione responsabile nella parte comunitaria di un interconnettore;
- l'elettricità è prodotta in un impianto di nuova costruzione entrato in esercizio dopo il 25 giugno 2009 o da un impianto che è stato ristrutturato, accrescendone la capacità, dopo tale data nell'ambito di un progetto comune;
- la quantità di elettricità prodotta ed esportata non ha beneficiato di un regime di sostegno di un paese terzo diverso da un aiuto agli investimenti concesso per l'impianto.

Nel caso in cui la costruzione dell'interconnettore richieda tempi lunghi, gli Stati membri possono chiedere comunque alla Commissione di tener conto dell'elettricità da fonti energetiche rinnovabili prodotta e consumata in un paese terzo, a condizione che:

- *la costruzione dell'interconnettore deve essere iniziata entro il 31 dicembre 2016;*
- *non è possibile mettere in esercizio l'interconnettore entro il 31 dicembre 2020;*
- *è possibile mettere in esercizio l'interconnettore entro il 31 dicembre 2022;*
- *dopo l'entrata in esercizio, l'interconnettore sarà utilizzato per l'esportazione verso la Comunità;*
- *la richiesta si riferisce ad un progetto comune e che l'interconnettore verrà utilizzato dopo la sua entrata in esercizio e per una quantità di elettricità che non sia superiore alla quantità che sarà esportata verso la Comunità dopo l'entrata in esercizio dell'interconnettore.*

Resta in ogni caso inteso, però, che l'impianto di produzione oggetto del progetto comune, debba essere entrato in esercizio entro dicembre 2020.

Prima di analizzare possibili incentivi che potrebbero essere riconosciuti alla produzione rinnovabile realizzata in Tunisia (cfr. capitolo 4), il presente capitolo esamina i requisiti degli impianti di produzione che si ritiene debbano essere soddisfatti affinché la produzione esportata in Italia sia ammessa ad una forma di incentivo e/o al riconoscimento del titolo di Garanzia d'Origine (GO). In particolare, poiché in Italia l'ammissibilità agli incentivi ed il riconoscimento della GO sono subordinati all'ottenimento di una qualifica IAFR, di seguito si evidenziano gli aspetti principali della procedura di qualificazione che potrebbero essere mutuati dalla Tunisia, compatibilmente con la normativa ivi vigente.

Il presupposto per la definizione di una procedura di qualificazione IAFR anche in Tunisia dovrà, tuttavia, essere l'identificazione di un soggetto responsabile che sia indipendente dalle attività di mercato così come avviene in Italia, dove la promozione delle fonti energetiche rinnovabili avviene attraverso il Gestore dei Servizi Energetici Spa (GSE), organismo indipendente dalle attività di produzione, vendita, distribuzione e trasmissione di energia elettrica. Si ritiene, infatti, che questa condizione rappresenti una garanzia per gli operatori che tutte le procedure operative che vanno dalla qualificazione degli impianti alla conseguente erogazione degli incentivi previsti dal legislatore siano eseguite in maniera oggettiva e non discriminatoria.

La presenza di un soggetto monopolistico nel mercato tunisino, quale è STEG, rafforza ancor di più una considerazione di questo tipo.

4.2. Il meccanismo dei certificati verdi (CV) in Italia

I Certificati Verdi sono un meccanismo di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, introdotto in Italia dal 1999 con il D.Lgs. 79/1999 e successive modificazioni.

Nello specifico, i CV sono dei titoli rilasciati dal GSE, ad impianti che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile entrati in esercizio in data successiva al 1 aprile 1999 (a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento³⁴).

Il suddetto decreto ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti convenzionali, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili. Dunque i CV sono un meccanismo che combina "obblighi" posti a capo dei produttori da fonte fossile e "benefici" dati ai produttori da fonte rinnovabile.

La quota minima da immettere in rete, è pari ad una percentuale dell'energia elettrica prodotta o importata da fonti convenzionali l'anno precedente eccedente i 100 GWh. Per adempiere a tale obbligo, produttori ed importatori, possono immettere in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistare da altri produttori Certificati Verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

In particolare, per quanto riguarda gli importatori, l'adempimento all'obbligo attraverso l'immissione nella rete elettrica nazionale di una equivalente quota di energia prodotta da fonte rinnovabile, deve essere attestato dalla presentazione al GSE di un corrispondente numero di Garanzie di Origine rilasciate nel paese in cui l'impianto di produzione è localizzato. Ad oggi, nel caso di produzione ed importazione da paesi terzi, il riconoscimento di titoli attestanti la produzione rinnovabile da parte del GSE è subordinato alla sottoscrizione di specifici accordi tra i ministeri competenti, rispettivamente in Italia e nel paese terzo interessato.

In funzione dell'entità della quota d'obbligo annuale, si stabilisce un mercato dei Certificati Verdi che vede da una parte i produttori da fonti rinnovabili, che definiscono l'offerta dei CV, e dall'altra i soggetti obbligati che devono annualmente dimostrare di ottemperare al proprio obbligo esibendo l'appropriata quantità di CV, definendone la domanda. L'esito delle contrattazioni, che possono avvenire sia bilateralmente che su un mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici Spa (GME), definisce l'entità dell'incentivo. Il GME registra e pubblica on-line tutte le informazioni sugli scambi dei certificati (quantità e prezzi), sia che avvengano sul mercato che tramite contratti bilaterali.

³⁴ In tal caso l'attestazione riguarda solo l'incremento di produzione.

Gli esiti del mercato negli ultimi due anni, hanno visto la realizzazione dei prezzi evidenziati nella seguente tabella (tab. 7).

Tabella 7: Andamento dei prezzi dei CV del GSE (senza IVA), in seguito alla revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

Anno	Valore di riferimento	Prezzo medio cessione energia anno precedente	Prezzo di offerta CV del GSE
	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
2008	180	67,12	112,88
2009		91,34	88,66

I certificati hanno una bancabilità di 3 anni, allo scadere dei quali, qualora siano rimasti invenduti, possono essere ritirati dal GSE ad un prezzo c.d. “di ritiro” pari al prezzo medio relativo a tutte le contrattazioni registrate dal GME nell’anno precedente. In realtà è stato adottato il 28 luglio 2010 il disegno di legge di conversione del D.L. 78/10 che prevede una limitazione a tale possibilità, rendendo in tal modo meno certa la remunerazione dell’investimento.

Vale la pena sottolineare, inoltre, che la vendita dei certificati verdi non costituisce l’unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili, in quanto ad essa si va a sommare la valorizzazione dell’energia elettrica: tale forma di remunerazione permane, ovviamente, anche al termine del periodo di incentivazione.

Il regime di sostegno è stato e continua ad essere periodicamente sottoposto a revisione. Interessante, in particolare, l’intervento della L. 244/2007 che ha introdotto una differenziazione per tecnologia del numero di CV da rilasciare ai produttori attraverso l’identificazione di una tabella di coefficienti moltiplicativi in virtù dei quali, in funzione della fonte rinnovabile impiegata, varia il numero di CV che possono essere rilasciati; tale differenziazione è stata ulteriormente revisionata dalla L. 99/2009.

La L. 244/2007 ha previsto inoltre che i coefficienti moltiplicativi possano essere rivisti ogni tre anni con decreti ministeriali, assicurando la congruità della remunerazione, così come la quota d’obbligo per gli anni dal 2012 in poi.

Si fa presente che successive modifiche del sistema intervenute nel corso degli anni hanno in ogni caso salvaguardato i diritti precedentemente acquisiti; dunque, possibili rivisitazioni del meccanismo che possano impattare sulla definizione di eventuali Progetti Comuni, non potranno peggiorare le condizioni di diritti già acquisiti.

4.3. La Garanzia di Origine nell'ambito della fuel mix disclosure

In un'ottica di maggiore apertura del mercato e di trasparenza delle informazioni con la Direttiva UE 2003/54/CE, relativa al mercato interno dell'energia elettrica, viene introdotto l'obbligo, per i fornitori di energia elettrica, di dare informazioni ai clienti finali relative al contributo di ciascuna fonte al mix di combustibile ed al loro impatto ambientale (art. 3 par.6).

Tale dichiarazione deve essere applicata al complessivo mix utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta nell'anno precedente.

Per dare maggiore enfasi a tale obbligo, con la Direttiva 2009/72/CE, viene ribadita la necessità di rendere pubbliche tali informazioni in maniera "comprensibile e facilmente confrontabile a livello nazionale". La direttiva 2009/28/CE prevede, inoltre, che nel dare informazioni ai propri clienti finali in merito alla composizione del mix energetico, per la quota rinnovabile un fornitore di elettricità possa utilizzare le proprie Garanzie di Origine (GO). La GO è un titolo della taglia di 1 MWh, in formato elettronico, che può essere trasferito anche separatamente dalla commercializzazione fisica dell'energia certificata (cfr. art. 15, direttiva 28), il cui utilizzo deve avvenire entro 12 mesi dalla data di produzione e per il quale ne è previsto l'annullamento dopo l'utilizzo.

L'obbligo per i fornitori previsto all'art. 3.6 della direttiva 2003/54/CE è stato recepito nell'ordinamento italiano con la L.125 del 3 agosto 2007 che, però, ha demandato ad un successivo decreto ministeriale la definizione delle modalità operative, con le quali le imprese di vendita fornitrici di energia elettrica, devono definire e pubblicare tali dati, in modo che gli stessi siano facilmente confrontabili a livello nazionale. In tale contesto si inserisce il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico emanato in data 31 luglio 2009, pubblicato sulla G.U. del 25 agosto 2009, recante: "*Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione*".

Tale decreto assegna al GSE un ruolo fondamentale nella realizzazione della procedura di una "garanzia di origine" dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonte rinnovabile e di trasferibilità di tali titoli dai produttori ai fornitori secondo principi di trasparenza e tracciabilità, anticipando in qualche modo le disposizioni comunitarie in materia di "fuel mix disclosure".

4.4. Linee guida per la procedura di qualificazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile localizzati in Tunisia

Nel sistema italiano la qualifica di Impianto Alimentato da Fonti rinnovabili (IAFR) è un prerequisito fondamentale per avere accesso ai principali sistemi di incentivazione nazionali. Il soggetto responsabile della qualificazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile è il GSE.

Suddetta attività di qualifica è regolata attraverso una specifica procedura, approvata con apposito decreto ministeriale (D.M. 21/12/2007). Nel caso di esportazione verso l'Italia, la definizione di un'analogo procedura di riconoscimento degli impianti a fonte rinnovabile localizzati in Tunisia potrebbe essere finalizzata a:

- a) riconoscere, in presenza dei requisiti necessari, i Certificati Verdi secondo le modalità individuate nell'ambito di eventuali progetti comuni tra i Governi italiano e tunisino e/o;
- b) attribuire il titolo di Garanzia d'Origine da utilizzare nel processo di certificazione del mix energetico e per l'esenzione dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi.

Come già accennato in precedenza, diventa fondamentale l'individuazione in Tunisia di un soggetto indipendente che possa espletare le stesse funzioni di qualifica svolte in Italia dal GSE. Di fatto, è necessaria l'identificazione di un soggetto responsabile che sia indipendente dalle attività di mercato così come avviene in Italia, dove la promozione delle fonti energetiche rinnovabili avviene attraverso il Gestore dei Servizi Energetici Spa (GSE), organismo indipendente dalle attività di produzione, vendita, distribuzione e trasmissione di energia elettrica.

Il GSE ritiene che questa condizione rappresenti una garanzia per gli operatori, affinché tutte le procedure operative, che vanno dalla qualificazione degli impianti alla conseguente erogazione degli incentivi previsti dal legislatore, siano eseguite in maniera oggettiva e non discriminatoria. Al fine di poter identificare le linee guida per un analogo processo di qualificazione da attuarsi per gli impianti alimentati a fonte rinnovabile realizzati in Tunisia, nel paragrafo che segue viene illustrata la documentazione a oggi richiesta in Italia per il riconoscimento della qualifica IAFR.

A tal proposito è opportuno sottolineare che il GSE, oltre ad interfacciarsi con il soggetto competente tunisino, potrebbe riservarsi la facoltà di poter effettuare delle ispezioni *in loco* sulle unità di produzione per verificarne, durante il periodo di incentivazione, il mantenimento dei requisiti definiti in fase di qualifica.

4.5. Possibile modalità di richiesta della qualifica IAFR in Tunisia

Il produttore che intenda ottenere la qualificazione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, a progetto o in esercizio, dovrà inoltrare richiesta scritta all'Autorità Competente tunisina, completa di tutta la documentazione prevista.

In particolare, mutuando compatibilmente con la normativa vigente in Tunisia la documentazione richiesta in Italia al fine del riconoscimento della qualifica IAFR, all'Operatore dell'impianto tunisino potrebbe essere richiesto l'inoltro della Relazione Tecnica di Riconoscimento (RTR), che ha lo scopo di individuare la fonte rinnovabile e caratterizzare tecnicamente l'impianto. La RTR riporta, pertanto, la descrizione della tecnologia utilizzata, i dati della potenza installata (dei motori primi) e della massima potenza attiva erogabile (specifiche tecniche dei motori primi e degli alternatori), la produzione annua attesa dell'impianto, lorda e netta, la valutazione dell'energia elettrica imputabile alla sola fonte rinnovabile, in caso di centrali ibride, e l'energia imputabile all'eventuale pompaggio nel caso di impianti idroelettrici.

In particolare, il dato relativo alla produzione annua attesa è richiesto in Italia al fine di individuare in linea di massima quale sarà l'entità dell'incentivo che, tuttavia, sarà definito dalla produzione effettiva realizzata, in considerazione del fatto che l'erogazione dell'incentivo sarà prevista solo a consuntivo.

Alla RTR dovrebbero essere allegati:

- corografia;
- planimetria generale;
- schema funzionale (profilo idraulico se idroelettrico);
- schema elettrico unifilare (con indicazione dei contatori installati) elenco delle utenze dei servizi ausiliari, delle relative potenze impegnate e fattori di utilizzo;
- dettagli sul punto di connessione alla rete elettrica;
- scheda di caratterizzazione delle biomasse (per termoelettrici a biomassa solida, biocombustibili liquidi e biogas da fanghi di depurazione);
- dichiarazione documentata che la quota di energia elettrica attribuibile al combustibile fossile eventualmente utilizzato (a esempio nelle fasi di avviamento e fermata) sia non superiore al 5% dell'energia totale prodotta.

É auspicabile, inoltre, ulteriore documentazione da allegare alla richiesta di qualificazione in relazione alla tipologia di fonte di alimentazione dell'impianto:

Per la fonte EOLICA:

- studio anemologico;
- procedimento di esclusione dalla VIA;
- VIA (se necessaria) o parere di Compatibilità Ambientale;
- nulla osta dell'ente nazionale di aviazione civile;
- nulla osta dell'aeronautica militare;

- permesso di costruzione.

Per la fonte SOLARE:

- procedimento di esclusione dalla VIA (legato alla potenza dell'impianto);
- VIA (se necessaria) o parere di Compatibilità Ambientale (legato alla potenza dell'impianto);
- permesso di costruzione.

Per la fonte IDRICA:

- procedimento di esclusione dalla VIA;
- VIA (se necessaria) o parere di Compatibilità Ambientale;
- nulla osta dell'ente nazionale che si occupa del controllo dello sfruttamento delle acque pubbliche;
- concessione di derivazione acque a uso idroelettrico;
- permesso di costruzione.

Per la tipologia TERMOELETTRICA:

- procedimento di esclusione dalla VIA;
- VIA (se necessaria) o parere di Compatibilità Ambientale;
- permesso di costruzione;
- autorizzazione alle emissioni in atmosfera;
- autorizzazione allo scarico delle acque reflue di centrale;
- autorizzazione alla gestione integrata dei rifiuti di centrale (se necessaria).

Parimenti, laddove la legislazione vigente in Tunisia, specie in materia ambientale, prevedesse analoghe o simili documentazioni, sarebbe auspicabile che fossero richieste in tale fase procedurale:

- il progetto definitivo dell'impianto (lo stesso presentato alle pubbliche autorità per l'ottenimento delle autorizzazioni);
- la denuncia di apertura di officina elettrica all'ente competente: il regime fiscale vigente in Italia per la produzione di energia elettrica prevede la comunicazione di attivazione della produzione da parte del produttore all'Ufficio Tecnico delle Finanze. Qualora in Tunisia fosse previsto qualche regime fiscale sulla produzione e il consumo di energia elettrica, sarebbe auspicabile che analoga documentazione fosse sottoposta all'Autorità Competente in fase di richiesta di qualificazione dell'impianto di produzione.

Qualora, inoltre, la qualifica sia richiesta per un impianto a progetto, è necessario che il tempo intercorrente tra l'ottenimento della qualifica e l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto sia limitato. In Italia, in particolare, è previsto che, affinché la qualifica non cessi di validità, i lavori per la realizzazione dell'impianto devono avere inizio **entro diciotto mesi dall'ottenimento della stessa**. Al riguardo, il Produttore dovrà essere tenuto a darne

comunicazione formale all'Autorità Competente, fornendo relativa documentazione (es. apertura del cantiere, consegna lavori, eventuali comunicazioni all'autorità locale,...).

Una volta che l'impianto sarà entrato in esercizio, l'Operatore sarà tenuto ad inoltrare all'Autorità Competente la seguente documentazione e ogni altro titolo di cui non avesse disposto nella fase di progetto:

1. Dichiarazione di tutte le eventuali variazioni intervenute sul progetto presentato in fase di qualifica riguardanti i combustibili utilizzati, le caratteristiche tecnico-impiantistiche, il sistema elettrico;
2. Regolamento di esercizio con il gestore della rete e allegati relativi al primo parallelo dell'impianto e alla messa in tensione della cabina elettrica;
3. Verbale di verifica da parte dell'ente competente che comprende le letture ed il suggellamento dei contatori presenti sull'impianto (in Italia l'ente competente è l'Ufficio Tecnico di Finanza);
4. Dossier fotografico (che includa le foto delle targhe dei gruppi di produzione).

4.6. Riconoscimento della Qualifica IAFR

La verifica di tutta la suddetta documentazione da parte dell’Autorità Competente potrà, eventualmente, comportare la richiesta di successive integrazioni; solo a valle di esito positivo di tale fase di verifica, potrà essere rilasciata la “qualifica IAFR”. Nella successiva fase di richiesta di accesso ai sistemi di incentivazione individuati in Italia e/o di rilascio della Garanzia di Origine, l’Autorità Competente sarà chiamata a condividere la documentazione con il GSE che potrà riservarsi la facoltà di richiederne ulteriori integrazioni, qualora lo ritenga necessario.

Fatte salve cause di forza maggiore o indipendenti dalla volontà del produttore intervenute durante i lavori sull’impianto qualificato, dichiarate dall’Operatore all’Autorità Competente e da questo valutate tali, la qualifica cessa di validità qualora l’impianto non entri in esercizio entro tre anni dall’inizio lavori.

Il GSE ritiene che un apposito decreto ministeriale, in cui potranno essere individuati gli incentivi da erogare alla produzione rinnovabile tunisina destinata al mercato italiano, indichi in modo puntuale anche modalità e tempi relativi al perfezionamento dei diritti in capo agli operatori.

4.6.1. Criteri di ammissibilità al riconoscimento degli incentivi italiani

L’ottenimento della qualifica IAFR è condizione necessaria per accedere ai sistemi di incentivazione che il Governo italiano riconoscerà alla produzione rinnovabile realizzata in Tunisia ed esportata verso l’Italia, ai sensi di accordi specifici siglati dai rispettivi governi.

Considerazioni relative a criteri di efficienza dei costi oltre che a requisiti di semplificazione delle procedure, delle attività di verifica e controllo che interessano il GSE portano all’esclusione di alcune tipologie di **fonti di energia rinnovabile** dall’eventuale riconoscimento degli incentivi italiani. In particolare, potranno essere considerate “eligibili” le fonti *eolica, solare, idraulica, del moto ondoso, e biomassa*. Per “biomassa”, in particolare, si intende solo la biomassa solida e i bioliquidi e il biogas prodotto all’interno di impianti di depurazione di acque reflue civili.

Più specificatamente, l’esclusione del biogas da discarica e da fermentazione anaerobica di liquami zootecnici e/o scarti dell’agricoltura deriva dalla difficoltà di acquisire la certezza, per il primo, della posizione autorizzativa delle discariche tunisine, per il secondo, dell’origine della matrice avviata al processo di digestione.

Per quanto riguarda l’esclusione dei rifiuti, si rappresenta che, in applicazione delle norme nazionali, che hanno dato attuazione alle direttive europee in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili, in Italia è esclusa dal regime incentivante la produzione di energia elettrica attribuibile alla frazione non biodegradabile, cioè non rinnovabile, dei rifiuti termovalorizzati. Vista la difficoltà nell’identificazione dei rifiuti avviati alla termovalorizzazione (il codice CER è, infatti, una codifica squisitamente europea), che renderebbe ancora più complessa la determinazione della frazione biodegradabile degli stessi, problematica tra l’altro non ancora

superata in Italia, non sarebbe possibile la corretta valutazione della quota di energia incentivabile per questa tipologia di impianti.

La fonte mareomotrice, che non ha sviluppi in Italia se non quello rappresentato da un impianto da 50 kW, è stata, invece, esclusa a causa delle evidenti difficoltà che si presenterebbero per l'attività di verifica in sito. Intendendo, inoltre, per impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili il sistema integrato di opere e macchinari finalizzati alla produzione di energia elettrica costituito da uno o più gruppi di generazione, le **tipologie e sub-tipologie di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili** che, una volta ottenuta la qualifica IAFR da parte dell'Autorità Competente, possono richiedere il riconoscimento degli incentivi previsti dal Governo italiano sono riportati nella seguente Tabella (tab. 8).

Tabella 8: Classificazione impianti alimentati da Fonti Rinnovabili

Tipologia Impianto	Sub-Tipologia Impianto	Fonte
Idroelettrico	• Acqua Fluente	A Serbatoio
		A Bacino Acquedotto Risorse idriche
Eolico	• On – Shore	Vento
	• Off – Shore	
Geotermoelettrico	-	Risorse geotermiche
Solare	• Fotovoltaico	Sole
	• Fototermoelettrico	
Termoelettrico	• A vapore	Biomasse
	• A combustione interna	
	• A ciclo combinato	Biogas
	• A gas	
	• Altro	
Co-combustione**	-	Fonte Convenzionale
Ibrido*	-	e
Altro	-	Fonte Rinnovabile
Marino	-	Maree
	-	Moto ondoso

* Gli impianti Ibridi sono impianti che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, inclusi gli impianti di co-combustione.

**Per co-combustione si intende la combustione contemporanea di combustibili non rinnovabili e di combustibili, solidi, liquidi o gassosi, ottenuti da fonti rinnovabili. La sub-tipologia di impianto è la stessa degli impianti termoelettrici.

In particolare per le biomasse vale la seguente classificazione:

- Biomasse combustibili (legno vergine, gusci di nocchie, lolla di riso, ecc.);
- Biocombustibili liquidi: bioetanolo e biometanolo, oli vegetali e biodiesel.

In virtù dell'applicabilità dell'art. 9 della direttiva UE 28, che individua la **data di entrata in esercizio** dell'impianto come ulteriore fattore discriminante ai fini del riconoscimento della produzione estera nel computo del target nazionale, oltre che in virtù di considerazioni di maggiore efficienza di costi e procedure, l'erogazione degli incentivi potrà essere concessa ai soli impianti "nuovi", cioè di nuova costruzione ed entrati in esercizio successivamente alla

data del 25.06.2009. Per maggiore chiarezza vengono di seguito riportati i criteri necessari al fine di rispettare i requisiti di sostenibilità.

4.6.2. Il rispetto dei criteri di sostenibilità per i bioliquidi, biocarburanti e biomassa

Nel presente paragrafo sono illustrati i criteri di sostenibilità che dovranno essere soddisfatti in presenza dell'utilizzo di biocombustibili, anche nel caso questi siano importati da paesi terzi rispetto all'Unione Europea, pertanto significativi per la scelta della tipologia di impianto che si voglia realizzare nell'ottica di esportare l'energia elettrica nel mercato europeo.

Il quadro normativo comunitario al momento prevede il rispetto di criteri di sostenibilità per biocarburanti e bioliquidi, mentre non sono ancora stati introdotti criteri analoghi per biomasse solide e gassose. Solo l'energia prodotta rispettando tali criteri di sostenibilità sarà conteggiata al numeratore per il calcolo della quota FER, ai fini del raggiungimento dell'obiettivo.

L'articolo 5 della direttiva 2009/28/CE specifica infatti che per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili "i biocarburanti e i bioliquidi che non soddisfano i criteri di sostenibilità definiti all'articolo 17, paragrafi da 2 a 6, non sono presi in considerazione".

All'articolo 17 è puntualizzato inoltre che "indipendentemente dal fatto che le materie prime siano state coltivate all'interno o all'esterno del territorio della Comunità, l'energia prodotta da biocarburanti e da bioliquidi è presa in considerazione ai fini di cui alle lettere a), b) e c) solo se rispetta i criteri di sostenibilità [...]:

- a) per misurare il rispetto dei requisiti della presente direttiva per quanto riguarda gli obiettivi nazionali;
- b) per misurare il rispetto degli obblighi in materia di energie rinnovabili;
- c) per determinare se il consumo di biocarburanti e di bioliquidi possa beneficiare di sostegno finanziario.

I criteri di sostenibilità sono raggruppabili come:

1. Emissioni di CO2 evitate;
2. Destinazione dei terreni;
3. Rispetto delle convenzioni internazionali (sostenibilità sociale).

Fanno eccezione i biocarburanti e i bioliquidi prodotti a partire da rifiuti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura, per i quali è richiesto solo il rispetto del criterio della riduzione delle emissioni (punto 1).

4.6.2.1. Emissioni di CO2 evitate

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nel ciclo di vita del combustibile grazie all'uso di biocarburanti e di bioliquidi deve essere pari almeno al 35%. A decorrere dall'1/1/2017 la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti e di bioliquidi deve essere pari almeno al 50%. Dall'1/1/2018 tale riduzione deve essere pari almeno al 60% per i biocarburanti e i bioliquidi prodotti negli impianti in cui la produzione è iniziata l'1/1/2017 o successivamente.

Nella direttiva è fornita una procedura per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica equivalente e la conseguente riduzione delle stesse per i bioliquidi.

Per quanto riguarda i paesi terzi, la direttiva recita: “Entro il 31 marzo 2010 la Commissione presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sulla fattibilità di elenchi di aree nei paesi terzi nelle quali le emissioni tipiche di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione di materie prime agricole si possono prevedere inferiori o uguali alle emissioni indicate alla rubrica «Coltivazione» dell'allegato V, parte D, possibilmente accompagnata da detti elenchi e da una descrizione del metodo e dei dati utilizzati per redigere gli elenchi; se del caso, la relazione è corredata di proposte pertinenti”. Non si hanno al momento notizie in merito alla pubblicazione di tale relazione.

La direttiva non è ancora stata recepita dall'Italia e non sono ancora state stabilite le metodologie con cui saranno accertate le quote di emissioni di CO2 equivalente in Italia.

Per quanto riguarda i bioliquidi, nella bozza di comunicazione della Commissione Europea attualmente in circolazione, è peraltro spiegato come e quando utilizzare i valori di default indicati nell'allegato V della direttiva per stabilire le emissioni di CO2 equivalenti, o come calcolare i valori reali se i valori di default non sono rappresentativi della realtà analizzata.

Alcuni valori di default sono stati anche pubblicati nella precedente comunicazione della Commissione COM(2010)11, riguardante le biomasse solide e gassose.

Per quanto riguarda le biomasse solide e gassose, per ora la Commissione Europea, con la comunicazione COM(2010)11, ha fornito agli Stati Membri solo “raccomandazioni”, suggerendo - qualora ritenuto opportuno - di adottare per le biomasse solide e gassose i medesimi criteri di sostenibilità delle biomasse liquide, e comunque sottolineando che i criteri di sostenibilità adottati non dovrebbero costituire una barriera per il commercio interno delle biomasse solide.

4.6.2.2. Destinazione dei terreni

L'articolo 17, nei commi 3, 4 e 5, individua un preciso elenco di esclusioni, indicando terreni da cui non devono provenire le biomasse originanti bioliquidi e biocarburanti.

Tali terreni da escludere per la coltivazione di biomassa sono:

- Terreni che presentano elevato gradi di biodiversità, ovvero:
 - foreste primarie;

- aree protette (p.e.: oasi);
- terreni erbosi ad elevata biodiversità;
- Terreni ad elevati stock di carbonio:
 - zone umide;
 - zone boschive continue;
- Torbiere.

L'articolo 17, comma 7, primo periodo prevede che “Per quanto riguarda sia i paesi terzi sia gli Stati membri che rappresentano una fonte importante di biocarburanti o di materie prime per i biocarburanti consumati nella Comunità, la Commissione presenta ogni due anni al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sulle misure nazionali adottate per garantire il rispetto dei criteri di sostenibilità [...], nonché la tutela del suolo, delle risorse idriche e dell'aria. La prima relazione è presentata nel 2012.”

Criteri identici a quelli previsti per bioliquidi e biocarburanti potrebbero essere stabiliti per le colture energetiche di biomasse solide. La COM(2010)11 asserisce che la biomassa di origine comunitaria è, grazie alle tutele ambientali, sufficientemente sostenibile da non dover essere controllata all'origine. Tale certezza non è confermata per i paesi terzi.

Sarà quindi necessario accertarsi, ad esempio, che il paese terzo non permetta il taglio indiscriminato delle sue riserve boschive, e al contempo osservare l'incidenza dei tagli illegali, affinché si possa stabilire se il paese fornisce sufficienti garanzie sulle biomasse che utilizza.

Dallo studio disposto dal GSE, ad oggi i parchi nazionali istituiti in Tunisia, per i quali è possibile ipotizzare una limitazione all'utilizzo del suolo sono:

- Bou-Hedma;
- Boukornine;
- Chambi;
- Djebel Sahara;
- El-Feidja;
- Ichkeul;
- Sidi Toui;
- Tabarka;
- Isole Zembra e Zembretta.

Molte sono le riserve naturali, marine, faunistiche o avifaunistiche, le zone umide di interesse nazionale, o i parchi ritenuti patrimoni dell'Umanità dall'UNESCO.

A dettare le regole è il Codice forestale (legge 88-20 del 13 Aprile 1988), che tra le altre cose si occupa della definizione delle diverse categorie d'area protetta.

4.6.2.3. Rispetto delle Convenzioni Internazionali

L'articolo 17, comma 7, della direttiva 28, prevede che la Commissione presenti, nel 2012 e poi ogni due anni, una relazione sull'impatto dell'aumento della domanda di biocarburanti sulla sostenibilità sociale nella Comunità e nei paesi terzi e sull'impatto della politica comunitaria in materia di biocarburanti sulla disponibilità di prodotti alimentari a prezzi accessibili, in particolare per le popolazioni dei paesi in via di sviluppo, e su altre questioni generali legate allo sviluppo. Le relazioni esaminano il rispetto dei diritti di destinazione dei terreni.

Inoltre le relazioni precisano, sia per gli Stati membri sia per i paesi terzi che rappresentano una fonte importante di materie prime per i biocarburanti consumati nella Comunità, se sono state ratificate e attuate le convenzioni dell'Organizzazione internazionale del lavoro (abolizione del lavoro forzato, libertà sindacale, uguaglianza uomo-donna, lavoro minorile, etc.) nonché il protocollo di Cartagena sulla biosicurezza e la convenzione sul commercio internazionale delle specie di flora e fauna selvatiche minacciate di estinzione (già entrambe promulgate dal governo tunisino).

La Commissione propone, se del caso, misure correttive, in particolare in presenza di elementi che dimostrino che la produzione dei biocarburanti ha ripercussioni considerevoli sul prezzo dei prodotti alimentari.

È prevedibile che misure correttive saranno previste anche per la biomassa solida, qualora si dimostri insostenibile da un punto di vista socio-economico.

4.6.2.4. Possibili requisiti per la produzione da biomasse in Tunisia

Una bozza di comunicazione della Commissione Europea attualmente in circolazione descrive come presentare alla stessa i propri schemi volontari per la certificazione della sostenibilità di bioliquidi e biocarburanti e i parametri che rendono gli stessi validi.

Tra i parametri più importanti, si citano la presenza di un certificatore di comprovata competenza, esterno ed indipendente dall'attività monitorata, la necessità di mantenere trasparente e disponibile ogni documento correlato all'attività per almeno 5 anni, e un sistema di catena di custodia che possa monitorare il bilancio di massa.

I sistemi volontari per i bioliquidi tuttavia non potranno essere esplicitamente riconosciuti dalla Commissione come fonte di dati per il criterio della destinazione dei terreni, fino a quando la Commissione non deciderà che tali schemi sono fonti dati accurate.

Al fine di rispettare il criterio di sostenibilità riguardante le emissioni di gas serra evitate, i produttori extracomunitari di energia elettrica da biomasse potrebbero dover produrre quegli stessi documenti o quelle stesse certificazioni che, sulla base del recepimento della direttiva in Italia, saranno tenuti a esibire anche i produttori italiani.

È possibile inoltre supporre di inserire i bioliquidi utilizzati in Tunisia all'interno del database AGEA (MIIPAAF) che verosimilmente sarà in Italia il soggetto responsabile del controllo della tracciabilità di bioliquidi, biocarburanti e biomasse utilizzati in Italia.

Con riferimento alla certificazione della provenienza della biomassa, che rimane ancora un tema incerto in Italia, sarà necessario stabilire quali documenti produrre per comprovare il rispetto del requisito sulla provenienza della biomassa da terreni non esclusi previsti dalla direttiva 2009/28/CE. Il GSE pensa che un metodo sufficientemente semplice, ma che dovrà essere sottoposto al vaglio della Commissione Europea, per comprovare il rispetto di tale requisito potrebbe essere quello della catena di custodia volontaria, ad oggi utilizzato per garantire la tracciabilità delle materie prime per la produzione del prodotto finito. Questo criterio potrebbe essere applicato anche alla biomassa destinata alla produzione elettrica, a garanzia di una gestione sostenibile del terreno.

Alla luce di quanto finora detto il GSE ritiene che sarebbe ragionevole pensare di richiedere agli operatori tunisini una dichiarazione giurata con la quale si attesta che la biomassa utilizzata per la produzione elettrica non proviene da terreni non ricompresi in aree escluse dalla Direttiva o aree a tutela ambientale, proveniente da tagli illegali, ecc. Queste dichiarazioni potrebbero essere incrociate con una “mappa” da richiedere al governo tunisino (e allegare all’accordo) delle aree ove, ai sensi della Direttiva non è possibile coltivare biomassa. Tale opzione dovrà essere comunque sottoposta al vaglio della Comunità Europea per poter considerare l’energia prodotta da tali fornitori una quota rinnovabile.

Si rende comunque necessaria una ricognizione a proposito della normativa ambientale tunisina: qualora fosse dimostrato, infatti, che vi è un sicuro controllo dei tagli illegali, dell’osservanza di principi ambientali o di sostenibilità e della tutela territoriale, si potrà garantire quella stessa tutela ambientale che sta alla base della sicurezza con cui la Commissione Europea tratta la biomassa legnosa di origine comunitaria.

In conclusione è opportuno ricordare che relativamente al rispetto dei criteri di sostenibilità l’analisi non può essere circoscritta al solo territorio della Tunisia, in quanto, in presenza di importazioni di biomassa, i medesimi concetti dovranno essere applicati al paese di provenienza della biomassa.

4.7. Il rilascio dei Certificati Verdi e/o della Garanzia di Origine alla produzione di energia elettrica rinnovabile realizzata in Tunisia

Con riferimento all'erogazione di incentivazione attraverso lo strumento dei Certificati Verdi e/o della Garanzia di Origine ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili qualificati IAFR in Tunisia, il GSE ritiene che la medesima sarà effettuata su base annuale con riferimento all'energia effettivamente prodotta, immessa in rete ed esportata verso l'Italia nell'anno precedente, debitamente tracciata.

A ciascuna domanda, da presentare in forma scritta, dovranno essere allegati la Qualifica IAFR e la documentazione attestante l'avvenuta importazione in Italia.

In particolare, l'effettiva importazione in Italia dovrà essere testimoniata da:

- a. la certificazione, rilasciata da parte del gestore di rete tunisino, attestante che per l'elettricità prodotta in Tunisia ed importata in Italia è stata attribuita una capacità di interconnessione corrispondente all'energia importata su base oraria;
- b. la certificazione rilasciata da TERNA S.p.A. attestante il volume di energia elettrica effettivamente importata per il consumo in Italia su base oraria;
- c. la dichiarazione giurata con la quale si attesta che l'energia elettrica per la quale si richiede l'erogazione degli incentivi previsti non ha beneficiato di un regime di sostegno diverso da un aiuto all'investimento eventualmente concesso per l'impianto;
- d. i dati di misura di produzione su base oraria/giornaliera.

Gli operatori che esportino energia elettrica da fonti rinnovabili al fine di vedersi riconosciuto il CV e/o la Garanzia di Origine saranno tenuti, inoltre, ad inviare al GSE:

- i certificati di taratura degli strumenti di misura dell'energia e di altre eventuali grandezze utili per il calcolo della quota imputabile alla fonte rinnovabile;
- laddove prevista, la dichiarazione di consumo resa all'ente competente, se è previsto un qualche regime fiscale sulla produzione e il consumo di energia elettrica.

Ad integrazione, in caso di impianto IDROELETTRICO il pagamento del canone per l'utilizzo delle acque pubbliche, se previsto, e per il TERMOELETTRICO:

- dichiarazione documentata che la quota di energia elettrica attribuibile al combustibile fossile eventualmente utilizzato (a esempio nelle fasi di avviamento e fermata) sia inferiore/uguale al 5% dell'energia totale prodotta;
- se ibrido, anche le quantità e i poteri calorifici inferiori sia dei combustibili rinnovabili sia dei combustibili fossili.

Per quanto riguarda il meccanismo di incentivazione, si chiarisce che il Certificato Verde, titolo elettronico della taglia di un MWh, depositato su appositi conti presso il sistema informatico del GSE, sarà rilasciato, a differenza di quanto accade per i produttori italiani, solo a consuntivo. I CV potranno essere ceduti a fronte di transazioni con altri operatori.

Per quanto riguarda l'attribuzione della Garanzia di Origine si fa presente che la stessa è cumulabile solo con il Certificato Verde a meno che l'impianto, sebbene qualificato IAFR, non risponda ai criteri sopra specificati, in particolare che sia entrato in esercizio prima del 25

giugno 2009 e sia alimentato da una delle fonti rinnovabili identificate dalla Direttiva 28, ma escluse dalla tabella 7. In particolare si ricorda che la norma comunitaria considera impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che utilizzano l'energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Il rispetto di tale requisito consente ai produttori, su base annuale con riferimento all'energia effettivamente prodotta, immessa in rete ed esportata verso l'Italia nell'anno precedente, di richiedere il rilascio della Garanzia d'Origine al GSE.

Il GSE renderà disponibile, per il medesimo produttore, un conto elettronico sul quale potranno essere depositati tali titoli, trasferibili alle imprese di vendita soggette all'obbligo di comunicazione del mix di combustibili relativo alla fornitura di energia elettrica per il tramite anche di intermediari quali trader e grossisti del mercato elettrico.

Ad oggi, in ogni caso, non esiste un vero e proprio mercato di titoli seppure l'obbligo di comunicazione posto in capo alle imprese di vendita potrebbe far configurare queste ultime come potenziali acquirenti qualora volessero rettificare la quota rinnovabile del proprio mix attribuito ai clienti. In ogni caso, il rilascio di titoli di Garanzia di Origine da parte del GSE a fronte di una produzione di energia elettrica rinnovabile realizzata in Tunisia potrà prevederne un potenziale trasferimento e successivo annullamento solo sul territorio nazionale ed ai fini dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei CV ovvero nell'ambito del processo di certificazione del mix energetico.

A tal proposito, il GSE sta predisponendo le piattaforme informatiche e i relativi manuali operativi cui avranno accesso, previa registrazione al portale del GSE e sottoscrizione al nuovo applicativo, produttori, imprese di vendita e trader.

La scelta di uno strumento elettronico a disposizione delle imprese di vendita per provare ai clienti finali che una certa quantità di energia elettrica è stata prodotta (e immessa in rete) da fonte rinnovabile risponde ad una specifica disposizione della direttiva 2009/28/CE. Sempre in *compliance* con la medesima direttiva, i titoli così rilasciati dovranno riportare almeno i seguenti attributi:

- a) la fonte energetica utilizzata per produrre l'energia e le date di inizio e di fine della produzione;
- b) se la garanzia di origine riguarda:
 - l'elettricità; ovvero
 - il riscaldamento e/o il raffreddamento (valido solo per impianti localizzati in Italia);
- c) a denominazione, l'ubicazione, il tipo e la capacità dell'impianto nel quale l'energia è stata prodotta;
- d) se e in quale misura l'impianto ha beneficiato di sostegni all'investimento, se e in quale misura l'unità energetica ha beneficiato in qualsiasi altro modo di un regime nazionale di sostegno e il tipo di regime di sostegno;
- e) la data di messa in servizio;
- f) la data e il paese di rilascio e il numero identificativo unico.

L'intero sistema di certificazione in Italia al momento è su base volontaria.

Ai fini del presente lavoro si segnala che per entrambe le procedure relative al rilascio dei CV e della GO sarà opportuna la definizione di ulteriori specifiche tecniche, concordate tra i soggetti competenti nei rispettivi Paesi, tra cui la formalizzazione delle comunicazioni tra il GSE e l’Autorità tunisina individuata, anche in relazione alla specificazione dei contenuti delle lettere di notifica richieste dalla Commissione Europea nell’ambito dell’articolo della Direttiva 28.

5. Analisi delle condizioni normative italiane per il riconoscimento di una forma di incentivazione nazionale all'energia elettrica importata dalla Tunisia

5.1. Condizioni vigenti per il riconoscimento di incentivi alla produzione da fonti rinnovabili importata in Italia

Il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità - ha stabilito all'articolo 20 comma 4 che il rilascio dei Certificati Verdi all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile ubicati in Paesi Terzi, che adottino strumenti di incentivazione analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano, è fatto sulla base di accordi stipulati tra il Ministero delle Attività Produttive e il Ministero dell'Ambiente della Repubblica Italiana ed i competenti Ministeri del paese estero.

Con l'introduzione del criterio di reciprocità dei sistemi di incentivazione la validità del suddetto accordo è venuta meno ed il 10 maggio 2006 è stato stipulato un Accordo tra il Ministero delle Attività Produttive ed il Ministero dell'Ambiente della Repubblica Italiana ed il Ministero dell'Economia, del Commercio e dell'Energia della Repubblica di Albania, per individuare le principali condizioni per il reciproco riconoscimento di Certificati Verdi alle produzioni di energia da fonte rinnovabile realizzate in uno dei due Paesi ed esportate nell'altro.

Sulla base di tale Accordo, l'ERE (regolatore albanese) e il GSE hanno concordato una procedura di riconoscimento che soddisfa il principio della reciprocità esposto nel Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Tuttavia, le disposizioni normative della Legge Finanziaria 2008 dello Stato italiano hanno modificato sostanzialmente il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi, tanto da comportare la risoluzione del suddetto Accordo, ai sensi dell'articolo 7 comma 2 del medesimo.

Attualmente, il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero Competente albanese stanno discutendo in merito alla possibilità di riconfermare un analogo accordo dopo un adeguamento del sistema di incentivazione vigente in Albania per allinearlo al nuovo meccanismo di incentivazione valido in Italia e tenendo conto che l'Italia sta definendo il contenuto del testo normativo che andrà a recepire la direttiva 28.

5.2. La strategia italiana e il Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili: il ricorso ai meccanismi di cooperazione

La nuova normativa europea, relativa alla promozione delle fonti rinnovabili, pone per gli Stati membri nuovi obiettivi al 2020: una percentuale (globale) del 20% di energia rinnovabile rispetto ai consumi di energia comunitari (ripartiti su base nazionale) e del 10% di biocombustibili nel settore dell'autotrazione. Il traguardo europeo del 20% - suddiviso in sotto-obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri - si è tradotto per l'Italia in una percentuale del 17%, a fronte di un valore consuntivo (al 2005) del 5,2%.

La direttiva 2009/28/CE, stabilisce che gli Stati notifichino alla Commissione un Piano di Azione Nazionale sulle energie rinnovabili, nel quale sono individuati gli obiettivi nazionali per la quota di energia rinnovabile nel settore dei trasporti, dell'elettricità, del riscaldamento/refrigerazione al 2020, comprendendo la quantità prevista di trasferimenti statistici e di progetti comuni. I paesi membri, inoltre, devono notificare alla Commissione un documento previsionale contenente una stima della produzione in eccesso di energia rinnovabile rispetto alla traiettoria indicativa; la stima del potenziale per progetti comuni fino al 2020 e una stima della domanda di energie rinnovabili da soddisfare con mezzi diversi dalla produzione nazionale. A tal proposito l'Italia stima che l'impegno in capo al settore elettrico dovrebbe tradursi in una copertura del fabbisogno con il 25% di produzione da impianti rinnovabili.

La direttiva inoltre prevede la possibilità di utilizzare ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali, anche la produzione realizzata in altri paesi membri, previa notifica alla Commissione, anche in assenza di un effettivo scambio di energia elettrica, a condizione di una compensazione statistica tra i due paesi. La Commissione, in questo caso, deve essere informata anche di quantità di energia e prezzo corrisposto dal paese acquirente. Di contro, il paese venditore, può effettuare la cessione a condizione che non sia pregiudicato il conseguimento degli obiettivi nazionali assegnati.

Altra soluzione che gli Stati possono adottare è quella dei progetti comuni tra stati membri e paesi Terzi (art. 9) che consiste nell'imputazione, ad un paese UE, di una quota di FER prodotta in paesi Terzi, ma solo se lo scambio statistico è accompagnato da un flusso di elettricità debitamente tracciato verso l'Unione Europea e la produzione sia originata da impianti che non hanno beneficiato nei paesi di origine di regimi di incentivazione, ad eccezione di contributi in conto capitale per la realizzazione dell'installazione. Può essere, però accordata l'attribuzione al paese membro della quota rinnovabile da paese non EU, in assenza di importazione fisica, se entro il 2016 sarà stata avviata la costruzione della necessaria linea di interconnessione che, in ogni caso, dovrà entrare in esercizio entro il 2022.

È in quest'ottica che l'Italia punta a sviluppare ulteriormente la cooperazione con Paesi UE ed extra UE per favorire lo sviluppo d'iniziative che possano dare un contributo anche in ordine all'assolvimento da parte dell'Italia dell'obbligo di uso delle fonti rinnovabili.

Come esplicitato nel Piano di Azione Nazionale consegnato dall'Italia a luglio 2010, per la posizione geografica del nostro Paese, gli accordi potranno riguardare prioritariamente l'area Balcanica, in proseguimento di quanto già avviato, e i paesi dell'Africa settentrionale più vicini al bacino del Mediterraneo.

Inoltre, l'estensione delle connessioni elettriche con tali Paesi attraverso l'Italia potrà favorire

altri Paesi europei e offrire condizioni per sfruttare i grandi potenziali energetici esistenti nella regione nordafricana, con vantaggi consistenti per i settori produttivi degli stati interessati alla cooperazione.

Una panoramica delle politiche e delle misure intraprese per progetti comuni con paesi Terzi, funzionali al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva, può essere brevemente riassunta nei punti sottostanti:

1. è in fase di aggiornamento l'accordo con l'Albania finalizzato a:
 - a) il mutuo riconoscimento della modalità di certificazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile;
 - b) stabilire la reciprocità dei relativi sistemi di incentivazione;
 - c) valutare la possibilità di riconoscere incentivi a elettricità da rinnovabili prodotta in Albania e importata in Italia.
2. è stato stipulato un accordo con il Montenegro finalizzato al sostegno alla realizzazione dell'interconnessione Italia – Montenegro e ai collegamenti tra la rete montenegrina e i paesi balcanici confinanti. Inoltre, sempre nell'area balcanica è stato concluso un accordo con la Serbia per la realizzazione di impianti a FER nel territorio della Serbia e delle aree confinanti. In ambedue i casi viene valutata la possibilità dell'estensione al riconoscimento di incentivi a elettricità da rinnovabili prodotta in Montenegro, Serbia e aree confinanti e importata in Italia;
3. è in vigore un accordo con la Svizzera per il reciproco riconoscimento della garanzia di origine;
4. è stata firmata dichiarazione congiunta con Tunisia per realizzazione interconnessione, nel cui ambito viene considerata una quota di capacità per rinnovabili da importare in Italia.

Per quanto riguarda i progetti comuni su citati, nella tabella seguente (tab. 9) sono riassunte le quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile che, nel citato documento previsionale, sono state stimate poter essere importate annualmente a seguito della realizzazione delle infrastrutture di interconnessione attualmente in progetto.

Tabella 9: Stima quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile importate annualmente a seguito della realizzazione delle infrastrutture di interconnessione

Paese Terzo	Inizio import	TWh da FER/anno	Mtep da FER/anno
Svizzera	*	4	0,344
Montenegro e paesi balcanici connessi alla rete montenegrina	2016	6	0,516
Albania	2016	3	0,258
Tunisia	2018	0,6	0,052

*L'Italia importa attualmente energia rinnovabile dalla Confederazione Elvetica anche se non oggetto di progetti comuni. La quota in tabella 8 si riferisce invece alla quantità di importazione massima stimata che potrebbe essere raggiunta a partire dal 2018.

Inoltre, nella figura seguente sono rappresentati i possibili principali interventi in ambito europeo che influenzeranno la capacità di interconnessione Italiana.



Figura 4: Principali interconnettori di possibile realizzazione

Gli interventi sono suddivisi nell'ambito di due gruppi: *Central South Regional Forum*, nel quale l'Italia svolge la funzione di coordinatore, e *South Est Regional Forum*, nella quale l'Italia è membro.

5.3. Lo stato del recepimento italiano della direttiva 2009/28/CE

La direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha introdotto importanti modifiche al quadro normativo vigente in materia, distinguendo tre aree: elettricità, calore e trasporto; abrogando le direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, e prevedendo nuovi meccanismi e nuovi obblighi per gli Stati membri.

Per quanto riguarda i termini di recepimento la direttiva non pare rientrare nella categoria delle fonti normative comunitarie *self executing*.

L'art. 27, infatti, prevede quale termine ultimo per il recepimento il 5 dicembre 2010 stabilendo che: <<1. Fatto salvo l'articolo 4, paragrafi 1, 2 e 3, gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 5 dicembre 2010. Quando gli Stati membri adottano tali disposizioni, queste contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di un siffatto riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Le modalità di tale riferimento sono decise dagli Stati membri. 2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni essenziali di diritto interno che essi adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva.>>

Termini diversi vengono invece previsti per gli obblighi contenuti nell'art. 4, parr. 1, 2 e 3, che fissano obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti, nonché i criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi.

Ogni Stato membro è tenuto ad assicurare che la quota di energia da fonti rinnovabili, sul consumo finale lordo al 2020, calcolata conformemente ai criteri dettati dalla direttiva, sia almeno pari al proprio obiettivo nazionale generale per quell'anno.

A loro volta, i singoli obiettivi nazionali devono essere stabiliti in coerenza con l'obiettivo della Comunità nel 2020, del raggiungimento di una quota, pari almeno al 20 % di energia da fonti rinnovabili, nel consumo finale lordo di energia.

Prima di esaminare più in dettaglio i contenuti della direttiva che interessano il presente lavoro è opportuno rappresentare che, in Italia la norma nazionale di recepimento potrebbe essere utilizzata anche al fine di razionalizzare l'insieme di provvedimenti, regolanti la materia, ad oggi in vigore.

In ragione infatti del venir meno, peraltro graduale, delle direttive sopramenzionate e dello stratificarsi nel tempo di ulteriori norme, contenute non solo nei decreti di recepimento ma anche nelle più recenti Leggi finanziarie o in altri più specifici provvedimenti, potrebbe cogliersi l'occasione per rivedere, in modo sistematico e organizzato, le diverse previsioni e i rinvii, da esse disposti, a norme divenute oggi anacronistiche o di difficile interpretazione dato l'incrociarsi e il sopravvenire di previsioni, in taluni casi con esse non del tutto coerenti.

In sintesi, pur auspicando, il recepimento di tutti i contenuti della direttiva, anche al fine di armonizzare il complesso di norme ad oggi vigenti, si indicano nel seguito le principali novità che necessitano, in ogni caso, di accoglimento nell'ordinamento italiano, limitando la valutazione agli elementi dell'articolato comunitario che ha impatto più immediato sulla realizzabilità dei progetti comuni.

In tale ottica si è provveduto alla ricognizione dell'articolato della direttiva con l'indicazione delle previsioni rispetto alle quali la normativa nazionale può ritenersi già in linea, con l'indicazione espressa del riferimento normativo, e delle previsioni che invece, dato il carattere di assoluta novità, dovrebbero essere recepite ex novo da specifiche disposizioni.

5.3.1. Meccanismi di flessibilità (art. 6-12)

La direttiva introduce le c.d. misure di flessibilità che si distinguono in: trasferimenti statistici, progetti comuni e regimi di sostegno comuni, finalizzati a consentire ad uno Stato di utilizzare parte del proprio consumo di energia rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi vincolanti di un altro Stato (anche non membro UE).

Al riguardo giova rammentare, anche al fine di un utile coordinamento con le varie forme di intesa ad oggi esistenti che al momento, seppure con obiettivi diversi, l'Italia ha concluso due accordi con Paesi "Terzi":

- spazio l'Accordo del 10 maggio 2006 stipulato con l'Albania, in base al quale, presupposto la sussistenza nei due Paesi di meccanismi analoghi di promozione ed incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili, gli Stati riconoscono certificati verdi e garanzie di origine alla produzione verde (effettivamente realizzata ed esportata) derivante da impianti qualificati in base a Procedure tecniche vicendevolmente approvate. Come noto l'Accordo è in fase di revisione stante le notevoli modifiche intervenute in materia di incentivazione nell'ordinamento italiano (in particolare si vedano le legge finanziarie 296/06 e 244/07).
- il Memorandum di intesa del 6 marzo 2007 concluso con la Confederazione elvetica con il quale gli Stati riconoscono, reciprocamente, le garanzie di origine, definiscono le modalità di esenzione dall'obbligo per l'energia rispettivamente prodotta in Svizzera ed esportata in Italia, e viceversa, a decorrere dall'anno 2006.

Si tratterà dunque di normare in dettaglio il ricorso alle nuove misure di sostegno introdotte dalla direttiva.

5.3.2. Garanzia di Origine (art.15)

Pur essendo il sistema inerente il rilascio di garanzie di origine, già ampiamente regolato, e nel sottolineare gli aspetti nuovi introdotti dalla direttiva (tra gli altri, l'estensione di tale meccanismo alla produzione di calore e freddo da fonti energetiche rinnovabili, il divieto espresso di *double counting*, le modalità di interazione con le misure di flessibilità, la scadenza annuale), si rammenta il valore economico attribuito a tale certificazione nel nostro Paese, nonché l'utilizzo che se ne è fatto ai fini del riconoscimento dell'esenzione dall'obbligo di cui all'art.11 del D.lgs. 79/99.

L'Italia, infatti, è l'unico Stato membro ad aver optato per tale utilizzo, cosa che ha comportato non poche ricadute sui livelli di importazioni di energia proveniente in Italia da

altri Paesi, anche non confinanti con necessità di “ricostruire” i transiti, e sui controlli da effettuare per verificare l’effettivo carattere di rinnovabilità di tale energia.

Si richiama inoltre l’attenzione sul decreto ministeriale del 31 luglio 2009 in tema di *disclosure*, al fine di constatarne le possibili implicazioni e sovrapposizioni in tale ambito.

5.4. La legge comunitaria per il 2009

Lo stato del recepimento della direttiva 2009/28/CE è in fase di chiusura, infatti il 12/05/2010 si è concluso l'iter della cosiddetta "legge comunitaria", approvata in Senato³⁵, nel quale vengono disciplinate le modalità di attuazione della normativa comunitaria nell'ordinamento italiano. Nella predisposizione del decreto legislativo di attuazione della direttiva 2009/28/CE il Governo, affidando al Ministero dello Sviluppo Economico il compito di indirizzo, è tenuto a seguire i criteri e i principi direttivi. Sostanzialmente e ai fini del seguente studio, è bene sottolineare che tra i principi esplicitati, il Governo italiano deve garantire:

- a) il conseguimento degli obiettivi posti in capo allo Stato mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione e il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti, anche attraverso la regolazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- b) nel definire il Piano di azione nazionale, da adottare entro il 30 giugno 2010, di avere riguardo all'esigenza di garantire uno sviluppo equilibrato dei vari settori che concorrono al raggiungimento degli obiettivi nazionali, in base a criteri che tengano conto del rapporto costi-benefici;
- c) favorire le iniziative di cooperazione per trasferimenti statistici e progetti comuni con Stati membri e Paesi terzi anche mediante il coinvolgimento delle regioni e di operatori privati, secondo criteri di efficienza e al fine del pieno raggiungimento degli obiettivi nazionali;
- d) adeguare e potenziare il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza e del risparmio energetico, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica;
- e) senza incrementi delle tariffe a carico degli utenti, una revisione degli incentivi per la produzione di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da bio-masse e biogas al fine di promuovere, compatibilmente con la disciplina dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato, la realizzazione e l'utilizzazione di impianti in asservimento alle attività agricole da parte di imprenditori che svolgono le medesime attività.

Come è possibile dedurre da questa breve estrapolazione dei principi guida per il recepimento, il Governo italiano pone grande attenzione ai meccanismi di cooperazione utili ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

Inoltre, nella legge comunitaria, è fatto chiaro riferimento al fatto che l'adeguamento e il potenziamento del sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili, debba avvenire senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica e che debba presumere l'assenza di incrementi delle tariffe a carico degli utenti e una revisione degli incentivi per la produzione di energia elettrica, prodotta da impianti alimentati da bio-masse e biogas.

Quanto detto sinora ha dirette ripercussioni nella valutazione della scelta dell'incentivo da imputare alla produzione da fonte rinnovabile tunisina. I meccanismi di incentivazione presi

³⁵LEGGE 4 giugno 2010, n. 96, Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2009.



in considerazione dal GSE per la produzione da FER in Tunisia sono i Certificati Verdi o la Tariffa Onnicomprensiva.

Bibliografia

- MEDRING *Update: Volume I- Overview of Power Systems of the Mediterranean Basin*, final draft, April 2010
- GTZ, *Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies*, November 2009
- RCREEE, *Appui techniques/prestazioni de services pour l'évaluation de l'impact économiques, environnementale de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelable et l'efficacité énergétique*, May 2010
- *Market Status: Tunisia - Strategy to encourage more private investment* Jan Dodd, Wind power Monthly Magazine, 01 March 2010
- *Le Plan Solaire Tunisien*, Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des PME, Décembre 2009
- Kfw Carbon Fund; DEG - *Deutsche Investitions - und Entwicklungsgesellschaft mbH (advice/project finance)*, Pubblicato a Giugno 2009
- GTZ, *Energy-policy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies 16 Country Analyses Eschborn*, Energy-policy Framework Papers, Section Energy and Transport, November 2009
- Banca Mondiale, *State and trends of the carbon market 2010*
- *U.S. Department of Energy Information Administration Form EIA-1605 (2007); Form Approved OMB No. 1905-0194 Expiration Date: 07/31/2010 "Foreign Electricity Emission Factors, 1999-2002"*
- *Document accompanying the Commission Decision determining a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage pursuant to the Directive 2003/87/EC. Impact assessment*, Brussels, 4 September 2009. Commission of the European Communities
- *National Communication of Tunisia to the UNFCCC*, October 2001
- *Renewable Energy in the Southern and Eastern Mediterranean Countries*, Current situation, Observatoire Méditerranéen de l'Energie June 2007
- IEFE, *I costi di produzione delle energia elettrica da fonti rinnovabili*, dicembre 2008
- Camera Tunisino-Italiana di Commercio ed Industria Business Atlas 2009

Sitografia

- Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.: www.gse.it
- Ministero dello Sviluppo Economico: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/>
- Terna –S.p.A.: <http://www.terna.it/>
- Gestore dei Mercati Energetici – GME .S.p.A.: <http://www.mercatoelettrico.org>
- Autorità per Energia elettrica e il Gas:<http://www.autorita.energia.it>
- UNFCCC per il CDM: <http://unfccc.int>
- CD4CDM, iniziativa UNDP a supporto del CDM in PVS: www.cd4cdm.org
- DNA Tunisina: <http://www.cdmtunisia.tn/en/index2.php>
- Ministero dell'industria, dell'Energia e delle Piccole Medie Imprese della Tunisia: <http://www.anme.nat.tn/index.asp?pId=149>
- Agenzia per la Promozione Industriale www.tunisieindustrie.nat.tn
- Centro di Promozione dell'Export della Tunisia :www.cepex.nat.tn
- Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare dell'Italia: <http://www.minambiente.it>
- Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz - STEG: <http://www.steg.com.tn/>
- ANME: <http://www.anme.nat.tn/index.asp?pId=118>
- Gazzetta Ufficiale Tunisina dal 1992 in avanti <http://www.iort.gov.tn/>
- <http://www.mincomes.it/>
- IDEX gestito da Borsa Italiana:www.idex.it
- www.undp.org
- Doing business: <http://www.doingbusiness.org/economyrankings/?regionid=4>