



Consolato Generale d'Italia  
Ufficio Commerciale  
ISTANBUL

## IL SETTORE ENERGETICO TURCO

Redazione ad opera di (sett/dic. 2010):

dott. Carlo COLONNELLA - Relazioni Internazionali

Responsabile:

LEONARDO SCARDIGNO

Coordinatore Finanziario e Commerciale

Consolato Generale d'Italia ad Istanbul

Indice

## 1.1 Introduzione

*1.1 Il settore energetico turco: quadro generale ed opportunità per gli investitori*

## 2. Il Ministero dell'energia: struttura e competenze

## 3. Il Settore dell'Elettricità

*3.1 Situazione generale*

*3.2 Mercato turco: alcuni dati*

*3.3 Quadro legislativo e struttura*

*3.4 Le Privatizzazioni nell'elettricità*

*3.4.1 Obiettivi del processo di privatizzazione*

*3.4.2 Elementi base del processo di privatizzazione*

*3.4.3 Ultimi sviluppi nel processo di privatizzazione*

*3.5 Il sistema delle tariffe*

*3.6 Considerazioni sugli investimenti*

*3.7 Sicurezza delle forniture*

*3.8 Accordi nell'Europa centro-orientale*

## 4. Efficienza energetica

## 5. Il petrolio ed il gas

*5.1 Quadro generale*

*5.2 Il settore del gas*

*5.3 Il petrolio in Turchia: alcuni dati*

## 6. Oleodotti e gasdotti

*6.1 La geopolitica dell'energia e la pipeline diplomacy di Ankara*

*6.2 Gli Oleodotti*

*6.3 I gasdotti esistenti e i progetti*

*6.4 Le attività dell'Eni in Turchia*

## 7. Le energie rinnovabili e le fonti energetiche alternative

*7.1 Quadro generale: il potenziale della Turchia nel settore delle energie rinnovabili*

*7.1.1 Il geotermico*

*7.1.2 Il solare*

*7.1.3 L'eolico*

*7.1.4 L'idroelettrico*

*7.2 La politica del governo nel promuovere l'uso dell'energia rinnovabile*

*7.2.1 Le linee guida del Ministro per il futuro*

*7.2.2 Incentivi previsti dalla Legge n.5346 sulle rinnovabili*

*7.3 Il nucleare in Turchia: recenti prospettive*

Allegati: Grafici e Tabelle

## 1. INTRODUZIONE

Secondo l'International Energy Outlook 2010, il consumo mondiale di energia crescerà del 49% da oggi al 2035, se le scelte politiche, le leggi e le regolamentazioni internazionali rimarranno invariate; la domanda crescerà particolarmente nei paesi non-OSCE (+84% rispetto a un più contenuto 14% dei paesi OSCE). La crescita economica dei paesi emergenti comporta difatti un importante aumento sia della domanda di energia mondiale sia della concorrenza per assicurarsi le risorse necessarie. Da questo quadro usciranno rinforzati quegli stati che controllano le risorse, sono in possesso di tecnologie avanzate e dispongono di un paniere energetico variegato.

Con un'economia dalla crescita galoppante (+11% PIL, nel primo semestre del 2010 e +6.8% previsto per la fine del 2010), la Turchia è diventata uno dei mercati emergenti e più promettenti per il settore dell'energia. La Turchia si posiziona al secondo posto per la crescita del consumo energetico dopo la Cina. Secondo le cifre ufficiali il consumo di energia primaria turca salirà dai 92 milioni di tonnellate di petrolio equivalente (toe) del 2006 (108 milioni toe nel 2008), ai 222 milioni di toe nel 2020. Davanti a questi dati impressionanti sul consumo turco di energia, va detto che, parallelamente alla crescita della domanda mondiale di energia, il tasso di dipendenza energetica turca è salito dal 51%, nel 1990, al 72 % nel 2008 e, secondo le stime, la domanda energetica turca crescerà del 5,9% all'anno fino al 2025. Le risorse che la Turchia ha a disposizione non sono sufficienti a coprire l'aumento del fabbisogno nazionale, che segue il forte sviluppo dell'economia turca in generale.

L'alto tasso di dipendenza energetica della Turchia riflette gli insostenibili costi per l'importazione energetica (50 miliardi di dollari nel 2008) che hanno finito per peggiorare il saldo di conto corrente della Turchia. Insieme al deficit di conto corrente, l'escalation nell'importazione di energia ha contribuito anche ad accrescere l'insicurezza energetica della Turchia nonché i rischi geopolitici ad essa connessi.

In un mercato globale così competitivo il costo dell'energia è un fattore importante per la competitività di un paese davanti alle sfide dell'economia mondiale. L'alto prezzo pagato

dalla Turchia in termini di importazioni di risorse energetiche é uno dei maggiori ostacoli per l'espansione dell'economia turca, la sua competitivita' e la sua durata (stabilita').

L'altro problema deriva dall'attuale composizione del paniere energetico turco, troppo sbilanciato sui combustibili fossili, escludendo per ora fonti alternative come il nucleare e le energie rinnovabili. La Turchia difatti dipende troppo dalle importazioni di petrolio e di gas, rispettivamente 93% e 97%, e usa il 55% del gas importato per generare elettricitá a costi molto elevati. Per tutti gli anni settanta-ottanta la Turchia non ha elaborato una strategia precisa per la sua 'energy security' e non ha cercato di diminuire la dipendenza dal gas naturale; davanti alla crescente domanda mondiale ha approfittato della disponibilita' del gas naturale russo e non si e' proposta di intraprendere una costosa ma pur necessaria politica di investimenti nelle energie rinnovabili e nelle fonti alternative di energia. Percio' oggi Ankara vuole introdurre il nucleare e le fonti rinnovabili nel proprio paniere, non tanto diminuendo la quota di gas naturale quanto usando quest'ultima per cucina, riscaldamento e trasporti, aumentando al contempo la produzione di energia elettrica da fonti alternative.

La politica energetica nazionale, secondo illustri esponenti dell'attuale governo turco, ha una visione integrata e si concentra principalmente sulle seguenti direttive strategiche:

- \_aumentare l'efficienza energetica;
- \_ridurre i rischi ambientali e quelli legati all'inquinamento;
- \_diversificare le risorse energetiche;
- \_incoraggiare la liberalizzazione dei mercati;
- \_assicurare e promuovere un uso crescente di risorse gia' presenti sul territorio turco;
- \_promuovere e stimolare sempre di piu' il ricorso a tecnologie a basso impatto ambientale preferendole ove possibile a quelle con rischio piu' elevato per l'ambiente umano e naturale.

Dalla fine del 2007, infatti, e per tutto il periodo 2009-2010, l'enfasi e' stata posta sulle misure pratiche e legislative atte a migliorare l'efficienza energetica e garantire un approvvigionamento delle risorse sicuro, affidabile, sostenibile dal punto di vista ambientale nonche' economicamente conveniente. A questo scopo la vasta ristrutturazione e

liberalizzazione nel settore energetico, operata a partire dal 2001, hanno consentito la crescita di un mercato energetico turco più stabile e trasparente. La partecipazione del settore privato negli investimenti nel settore dell'energia elettrica, a partire dal 2002, ha portato ad un aumento della capacità aggiunta pari a circa 15000 MW nel solo periodo 2003-2007.

Per quanto riguarda il quadro legislativo generale sull'uso delle energie rinnovabili, si ricorda che esso è stato completato nel 2005 garantendo già un impatto più che positivo sul settore.

### 1.1 Il settore dell'energia in Turchia:

Quadro generale ed opportunità per gli investitori (spunti tratti dal sito Invest in Turkey – Agenzia governativa per la promozione degli Investimenti)

Oltre ad aver registrato una notevole crescita economica negli ultimi otto anni, la Turchia è diventata uno dei mercati energetici in più rapida crescita nel mondo e sta velocemente acquisendo una struttura competitiva. Stando alle previsioni della società di fornitura dell'energia elettrica turca, la richiesta di energia elettrica in Turchia aumenterà ad un tasso annuale del 6 % tra il 2009 e il 2023. L'incremento della richiesta di energia elettrica è uno dei fattori più significativi, oltre alla liberalizzazione del mercato e al potenziale ruolo di terminale energetico che la Turchia potrebbe rivestire nella propria regione di appartenenza. Questi tre fattori rivestono un ruolo importante nello sviluppo delle opportunità di investimento in Turchia. L'aumento della richiesta ha inoltre dato origine a investimenti a lungo termine da parte del settore privato. Dopo la liberalizzazione del mercato energetico, il settore dell'energia è cresciuto rapidamente in Turchia. In linea con l'implementazione delle normative e l'incremento della richiesta, il mercato dell'energia elettrica ha esteso la propria capacità di attrarre investimenti.

Il governo turco invita gli investitori a realizzare progetti legati al settore energetico nel Paese tramite l'erogazione di nuovi incentivi sull'energia rinnovabile. In tal modo, la ' feed-in tariff' del governo contribuirà ad accelerare i progetti di investimento negli anni a venire.

Il mercato turco dell'energia presenta un'ampia gamma di attività, dall'esplorazione di greggio alla distribuzione ed esportazione di prodotti petroliferi e petrolchimici, dalla generazione di energia elettrica basata sulle risorse tradizionali alla produzione di macchinari e attrezzature.

L'importo totale degli investimenti necessari per soddisfare la domanda di energia in Turchia, fino al 2023, si dovrebbe aggirare intorno ai 130 miliardi di dollari.

Per la sua posizione strategica, tra l'Asia e l'Europa, la Turchia ricopre un ruolo di importante terminale energetico.

La Turchia possiede un numero notevole di fiumi e laghi (con circa 36.000 MW di potenziale energetico), che offrono opportunità ideali per le aziende energetiche di piccole e grandi dimensioni.

Per quanto riguarda il potenziale dell'energia geotermale, la Turchia occupa il 7° posto nel mondo e il 3° in Europa. Una volta terminati tutti gli investimenti pianificati nel settore dell'energia geotermale, l'importo totale del valore aggiunto per l'economia sarà di 16 miliardi di dollari l'anno.

Grazie al potenziale elevato dell'agricoltura e alla capacità installata del biodiesel e del bioetanolo, la Turchia può diventare il centro di rifornimento di biocarburanti dell'Europa.

Stando a una ricerca condotta recentemente dalla Direzione Generale degli Affari Energetici, la richiesta di energia elettrica in Turchia aumenterà da 196.000 GW a 363.000 GW nel 2017, mentre la capacità installata totale raddoppierà fino a 96.000 MW fino al 2023 per soddisfare la domanda.

Per creare un mercato comune dell'energia con l'UE, la Turchia sta progettando di connettere il proprio sistema energetico alla rete UCTE (Unione per il Coordinamento e la Trasmissione di Energia). Il governo fornisce incentivi feed-in tariff per gli investimenti nel

settore dell'energia rinnovabile. Nonostante solo il 15 % del potenziale sia stato utilizzato finora, la Turchia occupa il 1° posto al mondo per tasso di crescita più elevato degli impianti eolici.

### **Punti di forza del mercato turco**

- \_ Quadro normativo relativo al settore energetico ben organizzato e strutturato;
- \_ EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) con funzione di autorità indipendente per la regolamentazione del mercato;
- \_ Elevato potenziale di crescita del settore energetico turco se confrontato con quello degli altri paesi europei;
- \_ Vantaggi derivanti dal ruolo di centro energetico tra l'Europa e il Medio Oriente svolto dalla Turchia;

#### **➤ Elettricità**

- \_ Aumento della quota del settore privato a seguito della privatizzazione di Enti/Società statali relativi alla produzione di energia;
- \_ Probabili fusioni orizzontali e verticali nell'ambito della distribuzione di elettricità, gas naturale e acqua, al fine di favorire la sinergia tra gli enti erogatori della regione;

#### **➤ Gas Naturale**

- \_ Incremento del potenziale di crescita grazie agli elevati livelli di domanda di gas;
- \_ Posizione geografica e infrastrutture favorevoli alla fornitura di gas;
- \_ Potenziale ruolo di corridoio e possibilità di sviluppo di ponti commerciali;

### **Punti deboli**

#### **➤ Elettricità**

- \_ Carbone come unica fonte energetica ampiamente disponibile a livello nazionale, con pericolo di dipendenza sempre maggiore dalle importazioni;

### ➤ Gas Naturale

- \_Necessità di stoccaggio del gas per ragioni legate alla sicurezza del sistema;
- \_Dipendenza dalle importazioni per la fornitura di gas naturale

## Opportunità

### ➤ Elettricità

- \_Privatizzazione delle aziende di distribuzione regionali, in fase di conclusione, e possibilità di un mercato di commercianti indipendenti
- \_Previsto sviluppo di una notevole sinergia tra le aziende di distribuzione di elettricità, gas naturale e acqua

### ➤ Gas Naturale

- \_Gare d'appalto per le altre città; raggiungimento degli standard relativi al gas entro la fine del 2011
- \_Privatizzazione delle aziende di distribuzione di gas naturale municipalizzate
- \_Ristrutturazione di BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Tasıma A. Ş.), la compagnia di Stato che si occupa di gas naturale, e passaggio a una struttura di mercato concorrenziale
- \_Crescente interesse da parte degli investitori esteri nei confronti del mercato della distribuzione di gas naturale

## Rischi

### ➤ Gas Naturale

- \_Nessun nuovo contratto annunciato/previsto nel breve periodo
- \_Carenza di elettricità rispetto alla domanda

## 2. IL MINISTERO DELL'ENERGIA E LA SUA STRUTTURA

### 2.1 Il Dicastero dell'Energia in Turchia

Il Ministero turco dell'Energia e delle Risorse Naturali (ETKB) è stato istituito su approvazione della Presidenza della Repubblica il 25 dicembre 1963 sulle basi dell'autorità acquisita secondo la legge n.4951. La Legge riguardante l'organizzazione del Ministero è stata fornita il 13 febbraio 1983 con il Decreto Legge n. 186, poi tramutato nella Legge definitiva n.3154, promulgata il 1 marzo 1985. Gli emendamenti alla Legge 3154 hanno: istituito il Dipartimento per il Coordinamento con l'Unione Europea; sono state costituite delle Direzioni Generali e sono stati istituiti il Dipartimento per le relazioni esterne e la Direzione Generale per gli Affari Minerari. Il 27 giugno 2001 è stato istituito anche il Dipartimento Transito oleodotti/gasdotti. Infine con la Legge n.5436, entrata in vigore nel 2005, sono stati creati in seno a tutti i corpi del Ministero delle particolari Unità di sviluppo strategico e, in maniera analoga, il Consiglio di pianificazione, sviluppo e ricerca è stato sostituito dal Dipartimento Sviluppo Strategico.

Il Ministero è stato istituito con il fine di definire ed identificare obiettivi e politiche connesse all'energia e alle risorse naturali per garantire e assicurare la difesa del paese, la sua sicurezza, il benessere economico e il rafforzamento dell'economia nazionale. Inoltre il Ministero deve assicurare che le risorse energetiche, naturali e minerarie vengano ricercate, sviluppate, generate e consumate in un modo il più possibile compatibile con detti obiettivi e con le politiche di sviluppo del Paese.. Secondo l'ultimo piano strategico elaborato dal Ministero turco dell'energia, la visione è quella di rendere la Turchia il paese leader nella regione per quanto riguarda l'energia e le risorse naturali. La missione ideale è quella di rivalutare e sfruttare le risorse energetiche e naturali in modo efficace, efficiente e opportuno, rispettando l'ambiente e perseguendo l'obiettivo di ridurre la dipendenza dall'estero delle importazioni dell'energia e cercando di raggiungere il massimo beneficio per la prosperità nazionale.

Al Ministero compete di:

\_determinare i bisogni di breve e lungo termine del paese per quanto riguarda l'energia e le risorse naturali, favorire l'individuazione delle politiche richieste e attuare un planning adeguato ad esse;

\_esaminare il potenziale delle risorse naturali ed energetiche nell'interesse della nazione alla luce dei bisogni tecnici e degli sviluppi economici e favorire la determinazione dei principi politici generali riguardanti l'operativita', il miglioramento, la valutazione, il controllo e la protezione di questi bisogni e delle priorit  economiche connesse all'energia. Il Ministero deve quindi predisporre gli adeguati programmi ed elaborare adeguati piani e progetti;

\_garantire i diritti per l'esplorazione, il ritrovamento dei servizi e delle strutture, l'operativita' e l'utilizzo delle risorse naturali e dell'energia, dove richiesto; condurre il trasferimento, la successione e la cancellazione delle transazioni secondo tali diritti, nonch  stabilire i diritti di ipoteca, quelli di espropriazione e altre restrizioni redigendo un resoconto di tali attivita';

\_in conformita' con i bisogni pubblici, la sicurezza, e i benefici per la collettivita', sovrintendere alla conduzione di studi congiunti e coordinati per quanto riguarda l'individuazione delle politiche generali riguardanti i servizi sull'energia e le risorse naturali e quelli relativi alla ricerca e promozione di fonti di produzione energetica, il suo trasferimento, la distribuzione, i servizi e i relativi controlli.

\_determinare e valutare tutte le politiche connesse alla produzione, trasferimento, distribuzione e prezzi al consumo delle risorse energetiche del sottosuolo cos  come di quelle in superficie e i prodotti da esse derivanti;

\_esaminare i programmi operativi e di investimento delle istituzioni legate o collegate al Ministero e procedere alla loro approvazione e monitorare le operazioni da esse condotte secondo i programmi annuali e la loro valutazione;

\_esaminare in tutti gli aspetti e supervisionare, anche attraverso apposite ricerche, le operazioni e le transazioni delle istituzioni dipendenti o legate al Ministero, fornendo le direttive e il supporto necessario per le loro attivita';

\_raccolgere le informazioni richieste per portare avanti i compiti assegnati alla legislazione, la loro valutazione e l'individuazione e lo sviluppo di politiche di lungo periodo e procedere alla preparazione di studi mirati.

Il Ministero ha quindi una struttura altamente centralizzata e sovrintende a tutte le attività legate al settore dell'energia, delle risorse naturali e minerarie. Fa capo al Ministro, Taner Yıldız, coadiuvato da un Sottosegretario di Stato, dai Vice sottosegretari e dai Consiglieri del Ministro. Al di sotto vi sono le Direzioni Generali, i vari dipartimenti e corpi ministeriali autonomi tra cui la Strategy Development Unit. Dal Ministero dipendono anche altre istituzioni collegate dotate di notevole potere tra cui anche le Compagnie petrolifere di stato: Botaş e TPAO, la TEIAS, l'EMRA, la TEMSAN, l'EPDK.

Il Ministero quindi non ha solo un grande potere di indirizzo e controllo ma gestisce direttamente tutte le attività legate all'energia e alle risorse naturali: produzione, estrazione, commercio, distribuzione anche delle reti elettriche, del gas e dei combustibili nonché delle riserve petrolifere, gassifere e termali.

La forte centralizzazione riflette bene la non ancora compiuta liberalizzazione e privatizzazione di gran parte del settore energetico. (=> Grafico 1 Appendice)

### 2.1.1 L'Emra

L'EMRA (Electricity Market Regulatory Authority) è stata istituita dalla Legge n. 4628; ha assunto la specifica denominazione di Energy Market Regulatory Authority secondo le previsioni della Legge n.4646 sul Mercato del Gas Naturale. Con l'entrata in vigore delle Leggi n.5015 e 5307 sul Mercato del Petrolio e del Gas petrolio liquefatto, l'Autorità ha così assunto anche il compito di regolare e supervisionare i mercati del petrolio e del LPG. I membri dell'Energy Market Regulatory Board sono entrati in funzione il 19 novembre del 2001.

L'obiettivo delle suddette leggi è quello di stabilire un mercato dell'energia trasparente, stabile ed economicamente conveniente che funziona sulla base delle previsioni del diritto

privato e in un contesto competitivo al fine di assicurare la regolamentazione indipendente e la supervisione del mercato per fornire sufficiente elettricità, gas naturale, petrolio e LPG di buona qualità ai consumatori, a un costo il più possibile basso in maniera affidabile e nel rispetto dell'ambiente.

### 2.1.2 La Botaş

La Botaş, istituita nel 1974, possiede 6 linee di oleodotti: Ceyhan-Kırıkkale, Batman-Dortyol, Selmo-Batman, Baku-Tbilisi-Ceyhan e due tratte Kerkuk-Ceyhan. Per quanto riguarda un quadro generale sul gas naturale, secondo la Botaş, la Turchia ne ha importato, nel 2009, 33.6 BCM (billion cubic meter), per il 52,03% dalla Russia, per il 15,88% dall'Iran, per il 15% dall'Azerbaijan, per il 13,57% dall'Algeria (LNG – liquefied natural gas -) e per il 2,73% dalla Nigeria (LNG). La Botaş possiede le piattaforme di Kuzet Marmara (offshore) e Değirmenköy (onshore), con capacità totale di 2.2 BCM, e sta lavorando al "Tuz Gölü UGS Project", dal potenziale di 5 BCM. Per una panoramica dei progetti internazionali in materia di gasdotti, la Botaş sta collaborando nel progetto IGTI (si ricorda che dei 296 km iniziali di gasdotto, 211 km sono all'interno della Turchia e il cui volume di gas trasportato dovrebbe arrivare a 12 BCMA entro il 2016). La Botaş fa inoltre parte del progetto Nabucco che trasporterà da Sivas il gas proveniente dalla Georgia e dall'Iraq verso l'Austria, passando per Bulgaria, Romania e Ungheria così come stabilito dagli accordi del 2002 tra Botaş, Bulgargaz (Bulgaria), Transgaz (Romania), MOL (Ungheria) e OMV Gas (Austria). Il progetto ha raggiunto un budget di 8 miliardi di euro, dovrebbe avere inizio alla fine del 2015 e prevede il trasporto di un volume di gas pari a 31 bcm/anno. La Botaş sta conducendo gli studi sulle risorse di gas irachene in collaborazione con TPAO e TEKFEN. Sta inoltre occupandosi di un progetto di gasdotto trans-adriatico incentrato sull'Italia e studiando le condizioni di scambio con l'Egitto attraverso la Arab Gas Pipeline. La Botaş ricorda che la Turchia ha poi recentemente firmato un MoU (Memorandum of Understanding) con la Siria, che necessita di forniture di gas dalla Turchia. (Fonte Capanoğlu-Botaş

### 2.1.3 La Petform

La PETFORM é stata istituita nel 2000 allo scopo di coordinare le esigenze del settore privato con quello pubblico sulla legislazione turca in materia di energia, ed é formata attualmente da 42 compagnie energetiche. Il gas naturale in Turchia (scoperto per la prima volta nel 1970 a Kırklareli) é oggi prodotto per il 43% dal settore privato, per il 38% dal settore privato congiuntamente con la TPAO e per il 19% dalla TPAO. Il petrolio (prima perforazione: 1890, Iskenderun) é invece prodotto per il 69% dalla TPAO, per il 18% da compagnie private e per il 13% in partnership TPAO-settore privato. La PETFORM registra un calo negli investimenti a scopo esplorativo, dovuto alle ambiguita' della Legge sul Petrolio del 1954 (legge n.6326) -spesso interpretate in maniera sfavorevole per il settore privato-, all'incremento degli investimenti E&P (Exploration and Production) nella sola regione dell'Asia Centrale, e nel ritardo legislativo per cui la nuova Legge sul Petrolio (legge n.5574) attende di essere approvata in Parlamento dal 2007. A causa dei mancati investimenti E&P in Turchia, la dipendenza dalle importazioni di petrolio ha raggiunto il 93% e la dipendenza dalle importazioni di gas naturale il 98%. Un eventuale innalzamento di un dollaro a barile puo' aumentare quindi di ben 400 milioni di dollari il deficit delle partite correnti. La PETFORM suggerisce quindi di adottare una politica che stimoli gli investimenti E&P, di creare un apposito 'Petroleum Law Working Group' per venire a capo dei problemi legislativi e di rivedere in generale tutta la normativa che riguarda le esplorazioni petrolifere. (Fonte: "Turkish E&P Sector in Light of Global Energy Trends", Nusret Cömert, PETFORM)

## 3. SETTORE ELETTRICO

### 3.1 Situazione generale

La Turchia é ancora in gran parte indipendente dalle risorse energetiche provenienti dall'estero e la fornitura di elettricitá non é ancora sufficiente per incontrare l'attuale domanda.

E' quindi vitale per la Turchia, nel settore energetico, attrarre quanto piú possibile investimenti sia domestici che esteri per conseguire la sicurezza degli approvvigionamenti e stabilire un mercato competitivo e trasparente nel futuro. Per questo motivo negli ultimi anni sono stati fatti cambiamenti legislativi e strutturali fondamentali nel mercato turco dell'elettricitá, precedentemente monopolio assoluto dello Stato. Con le privatizzazioni nel settore della distribuzione e in quello della generazione di elettricitá la struttura di questo mercato é cambiata profondamente e sono sorti nuovi modelli di business (Deloitte).

Alla Turchia manca ancora un mercato sufficientemente attraente per gli investitori esteri. E' dovere del governo turco rendere attrattive le condizioni del mercato energetico e l'ambiente normativo per gli investitori.

Secondo Deloitte, che lavora a stretto contatto con il Governo turco, il mercato dell'elettricitá é stato sottoposto a cambiamenti molto dinamici dovuti in parte ai seguenti fattori: il bisogno per gli investimenti spinto da una potenziale crescente domanda, che é stata frenata dalla crisi economica del 2008-2009, ma che é tornata a crescere nel corso del 2010; il quadro normativo che si sta sviluppando insieme alle nuove richieste ed esigenze di mercato; l'ambiente commerciale sempre piú avanzato e attento alle nuove regole per gestire il rischio e, infine, alle nuove strategie di gestione delle risorse umane.

### 3.2 Mercato turco dell'elettricitá: alcuni dati

Il mercato dell'elettricitá, cosí strettamente legato alla crescita economica e allo sviluppo umano, costituisce il 2.5 % dell'economia turca. Le previsioni sulla crescita della domanda di elettricitá in Turchia ci dicono che tra il 2009 e il 2018 essa sará tra il 6,3% e il 7% (tradotto in termini energetici tra i 336 e i 357 terawattora -TWh), mentre nel periodo 2005-2009, a causa anche della crisi economica che ha colpito quasi tutti i paesi del mondo, il

tasso annuale di crescita é stato di circa il 4,7%. Per incontrare tale domanda, l'investimento totale del settore privato nel mercato dell'elettricitá ha raggiunto nel 2009 i 3 miliardi di dollari e le stime per il 2010 si attestano intorno ai 4 miliardi. Il legame tra la crescita economica e l'aumento della domanda di elettricitá, cosí come il consumo procapite, é ben evidente: negli anni ottanta il PIL/c della Turchia si aggirava sui 2100 dollari/c mentre il consumo per capita era di soli 750 kWh. Negli anni novanta tali valori sono entrambi duplicati con il PIL pro capite che ha raggiunto una media di 6.350 dollari/c e la crescita di domanda elettrica che ha raggiunto i 2300 kWh nel decennio 2000-2010. (Deloitte-Ministero dell'energia)

Stando a una ricerca condotta recentemente dal Direttorato Generale degli Affari Energetici, la richiesta di energia elettrica in Turchia aumenterà da 196.000 GW a 363.000 GW nel 2017, mentre la capacità installata totale raddoppierà fino 96.000 MW fino al 2023 per soddisfare la domanda, mentre il PIL pro capite potrebbe raggiungere i 20000 dollari (EIU-Deloitte Analysis 2009).

Per quanto riguarda le fonti principali secondo capacità installata e distribuzione di elettricitá esse sono: termale, idroelettrica e in piccola quantità geotermica ed eolica.

(=> Grafici 2-3-4 App.)

### 3.3 Settore elettrico: quadro legislativo e struttura

Il Mercato turco dell'elettricitá ha subito negli anni cambiamenti strutturali significativi.

Nel campo della legislazione citiamo la Legge sul Mercato elettrico n.4628 del 2001 che ha aperto la via agli investimenti del settore privato nel mercato elettrico. Tre anni dopo l'entrata in vigore di questa Legge, il Consiglio Supremo per la pianificazione ha annunciato la riforma del settore elettrico e pubblicato lo Strategy Paper del 17 marzo 2004 con la decisione n.3/2004. Con lo Strategy Paper é stata stabilita la liberalizzazione del settore che é continuata per tutti questi anni e che continua ancora oggi. Infatti fino al 1984 il mercato elettrico turco era interamente controllato dalla compagnia statale TEK (Türkiye

Elektrik Kurumu). Nel periodo 1984-1993, sebbene il settore era ancora sotto il controllo della TEK, è stato possibile osservare un minimo coinvolgimento del settore privato tramite lo strumento dei BOT (build-operate-transfer), dei BOO (build-own-operate) e dei TOR (Transfer of operation Rights). Nel 1993 la TEK è stata divisa in due compagnie: la TEAŞ (compagnia per la generazione, la trasmissione e la vendita all'ingrosso dell'energia) e la TEDAS (compagnia di distribuzione). Con l'introduzione della Legge sull'elettricità nel 2001, il Mercato elettrico è stato completamente ristrutturato e la TEAŞ è stata a sua volta divisa in altre tre compagnie:

\_ Settore della produzione: EUAS ( State Electricity Generation Company);

\_ Produzione, Trasmissione e Distribuzione: TETAS (Turkish Electricity Wholesale Corporation);

\_ TEIAS (Turkish Electricity Transmission Corporation) e la TEDAS (Turkish Electricity Distribution Corporation). (vedi grafici appendice sulla struttura attuale del mercato elettrico)

La stessa Legge del 2001 ha anche stabilito la creazione dell'EMRA di cui si è già accennato precedentemente, che funge da Autorità regolatoria del mercato e che è responsabile di autorizzare e rilasciare licenze, determinare le tariffe e regolare la competitività del Mercato.

Quindi con la Legge del 2001 il precedente sistema di mercato monopolistico è stato in parte rimosso e ne è nato un nuovo sistema in cui le compagnie del settore privato sono entrate nelle attività di generazione, distribuzione e vendita di elettricità. La Teiaş detiene comunque ancora il monopolio delle attività per quanto riguarda la sicurezza delle linee di trasmissione. A seguito dell'uscita dello Strategy Paper del 2004 anche la Tedaş è stata inclusa nel processo di privatizzazione e tra il 2007 e il 2010 sono state portate avanti le privatizzazioni a livello regionale. Lo Strategy Paper ha determinato quali portfolios nel processo di generazione di elettricità dovevano essere avviati alla privatizzazione.

Il 18 maggio 2009 inoltre, il SUPREMO CONSIGLIO PER LA PIANIFICAZIONE ha approvato con la decisione n.11/2009 il “Electricity Sector and Supply Security Strategy Paper” indicando così i portfolios da finalizzare, la cui privatizzazione sarebbe dovuta iniziare presto.( => Grafici 5-6 App.)

(Fonte: Insight Turkey)

### 3.4 Le Privatizzazioni

#### 3.4.1 Obiettivi del processo di privatizzazione dell'elettricità

Con l'intensificarsi dei processi di urbanizzazione e di industrializzazione a partire dal 1980, la Turchia ha sentito la necessità di coinvolgere il settore privato nei vari progetti di sviluppo delle infrastrutture del settore dell'energia, in particolare di quello della produzione e distribuzione di energia elettrica. Nel 2001 infatti la Turchia emanava la Legge n. 4628 e, in contemporanea, quella per la costituzione dell'EMRA (Autorità Regolatrice del Mercato dell'Energia), con l'obiettivo di rendere possibile la formazione di un mercato competitivo, attraverso il sistema del meccanismo dei prezzi e, simultaneamente, di ridurre la presenza di entità statali sul mercato.

La nuova normativa ha reso possibile la liberalizzazione del settore energetico (petrolio, gas naturale ed elettricità), oltre a dotare il mercato di un quadro giuridico idoneo a regolare l'attività di monopolio della trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Nel 2004 seguendo le indicazioni di un apposito “Strategy Paper”, venne deciso di avviare il processo di privatizzazione di tre compagnie di distribuzione di elettricità: Baskent, Sedas e Ayedas.

Ad oggi tuttavia tale processo di privatizzazione non è ancora giunto a conclusione sebbene siano stati fatti molti passi avanti.

Il processo di privatizzazione nella distribuzione di energia elettrica punta a raggiungere l'efficienza del sistema nel lungo termine ed a creare una struttura di mercato efficace e tale

da permettere al consumatore finale di beneficiare di elettricità a basso costo (ovvero a prezzi contenuti) con un servizio di qualità e una fornitura sicura.

Nel processo di privatizzazione si cerca di evitare ogni tipo di operazione finalizzata al solo profitto, e si promuove l'azione che ha come scopo principale quello di creare una struttura competitiva del settore, di aumentare l'efficienza nei settori della produzione e distribuzione e di ridurre i costi per favorire il consumatore finale.

La Privatizzazione prevede delle facilitazioni (vendita di beni e azioni, trasferimenti di concessioni ecc.) con lo scopo di accrescere la capacità produttiva del Paese. Nel processo di avanzamento della Privatizzazione verranno presi in debita considerazione quei progetti che serviranno alla ristrutturazione degli impianti esistenti e di quelli che serviranno ad incrementare la capacità esistente installata. Le facilitazioni previste verranno concesse in relazione ai criteri fondamentali atti a prevenire situazioni monopolistiche e capaci di assicurare la competitività di mercato e verranno decise dalla OIB (Autorità di Amministrazione della Privatizzazione), sentito il parere dell'ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanligi – Ministero dell'Energia e Risorse Naturali). La società Deloitte Consulting ha calcolato che le privatizzazioni nella distribuzione potranno portare grandi benefici agli investimenti, soprattutto locali ed intraregionali; 5 miliardi di dollari di rendita sono già ottenuti dalle gare di appalto già completate che concernono 11 regioni di distribuzione. Gli investitori con più successo in questo campo sono compagnie di grande scala con investimenti nel settore della generazione di energia nonché compagnie di infrastruttura e costruzioni, attive anche nella distribuzione di gas naturale. È importante notare il limitato interesse delle imprese e degli investitori stranieri.

Le privatizzazioni dovrebbero essere completate per la fine del 2010 e le consegne finali entro il 2011.(=> Grafici 7-8 App: Privatizzazioni per settore e per regione)

### 3.4.2 Elementi Base del Processo di Privatizzazione

Il sistema TOR (Trasfer of Operating Rights), fino alla fine del periodo di licenza, per le compagnie di distribuzione di energia elettrica comporta:

- il trasferimento del 100% delle azioni della compagnia di distribuzione, insieme ad altri beni tangibili ed intangibili;
- unica licenza di distribuzione e vendita al dettaglio della durata di trenta anni (con inizio dal 2006);
- nuovi impegni di investimenti; il processo di privatizzazione, infatti, tende a trasferire il peso degli investimenti dallo Stato al sistema privato, distribuendo in maniera proporzionale il peso degli investimenti necessari tra le 19 compagnie ancora da privatizzare. Per favorire tale operazione alle compagnie di distribuzione viene data l'opportunità di ottenere dei 'refunds' con il ricorso al sistema delle tariffe ad interim.
- Problematica inerente alla privatizzazione.

Alla fine del periodo di licenza verrà indetto un tender al quale il primo licenziatario potrà partecipare senza alcun titolo preferenziale; questo ovviamente costituisce un rischio al momento del trasferimento dell'intera unità di servizio;

La struttura legale del sistema TOR si presenta carente nel fornire la strada per la risoluzione dei contenziosi.

Secondo quanto stabilito dal PESC (Power Sales Contracts), prima dell'avvio del processo di privatizzazione, ogni compagnia deve impegnarsi a rispettare il tariffario dei fornitori, definito ed approvato per il periodo di transizione (2010). Dopo il 2010 le compagnie di distribuzione sono libere di optare per nuove compagnie fornitrici.

### 3.4.3 Ultimi sviluppi nel processo di privatizzazione

Nel corso del 2009 il Governo turco è andato avanti con il processo di privatizzazione malgrado il clima sfavorevole creato dalla crisi finanziaria globale. Con la vendita all'asta della MERAM Electricity Distribution, del distretto di Konya, alla società di distribuzione

privata ALCEN, per un valore di USD 440 milioni, il totale complessivo delle entrate derivanti dal processo di privatizzazione ha raggiunto la cifra di USD 2,3 Miliardi. Il Presidente della OIB (Privatization Administration), Ahmet Aksu, ha previsto di raggiungere, nello scorso anno, un ammontare record di USD 10,4 miliardi dall'intero processo di privatizzazione. I settori della produzione e distribuzione di energia elettrica hanno assunto e continuano ad avere un ruolo ed un livello di partecipazione importante nel processo di privatizzazione (USD 1,82 miliardi, ovvero circa l'80%, sono stati ricavati dalla conclusione di sole due operazioni: vendita della 'Ankara Dogal Electricity' alla Zorlu Energy Co. e rilascio di concessioni e successiva vendita di due società della TEDAS (Baskent e Sakarya - Marzo 2009). (Fonte EIU Country Report Dicembre – da OIB Turchia).

Nel periodo tra Febbraio e Giugno 2010 si sono svolte le gare di appalto per la distribuzione di energia elettrica di quattro regioni (Camlibel, Firat, Uludag e Vangolu). Nel corso del 2010, come annunciato dal Presidente dell'OIB, si è svolta inoltre la privatizzazione di 47 società facenti capo alla struttura della EUAS; è stata prevista anche una vendita 'in blocco' di 19 società di produzione di energia elettrica.

Nel 2010 il processo di privatizzazione nel settore dell'energia elettrica è quindi continuato con maggior vigore in considerazione di ulteriori gare di prequalificazioni che hanno coinvolto le seguenti società: Coruh Elektrik Dagitim, Yesilmark Elektrik Dagitim (offerta di USD 441.5 milioni da parte della società Calik Enerji) e la Osmangazi Elektrik Dagitim (offerta di USD 485 milioni da parte della società ETI Gumus).

Le privatizzazioni nel settore della distribuzione dell'energia elettrica sono ad uno stadio avanzato. Venti delle 21 compagnie regionali identificate nella distribuzione dell'energia elettrica e della vendita al dettaglio sono già incluse nel Programma di privatizzazione basato sul modello 'TOR backed Share Sale' del 2004. Uno sguardo di insieme agli ultimi sviluppi rivela che il programma è stato portato avanti con successo e determinazione attirando così molti investitori, soprattutto locali. In seguito alle ultime offerte di appalto per quattro regioni, nel febbraio del 2010, la quota del settore privato nel mercato della

distribuzione di elettricità dovrebbe raggiungere il 46% alla fine del processo di trasferimento. Si intende, inoltre, allargare il processo per la rete di distribuzione elettrica, nel quale le privatizzazioni sono già ad uno stadio avanzato (9 regioni sono state privatizzate, 3 sono attualmente in appalto), dato il forte interesse dimostrato dagli investitori per le passate gare d'appalto; vi sono state 53 domande per le preselezioni alla privatizzazione di Çoruh Elektrik Dağıtım, Yeşilirmak Elektrik Dağıtım e Osmangazi Elektrik Dağıtım. Si sta lavorando per la privatizzazione di altre 11 società. Ad oggi sono state già avviate le procedure e rese note le società preselezionate per la partecipazione alle gare d'appalto riguardanti le quattro reti di Çamlıbel, Fırat, Uludağ e Van Gölü. Sull'energia idroelettrica in particolare, come ha recentemente ricordato Ali Güner Tekin alla 5th Turkey Infrastructure Finance Conference (svoltasi il 21 ottobre 2010 a Istanbul), nel 2008 sono stati resi attivi 52 impianti e sono attualmente in progettazione altri 28 impianti (di cui 12 impianti termici); secondo Tekin, 4 impianti ("Hamitabat", "Kangal", "Seyitömer", "Soma A B", rappresentano al momento una priorità governativa.

Per quanto riguarda invece il processo di privatizzazione di generazione di elettricità sono stati preparati 9 diversi tipi di portfolios per attirare gli investitori; la capacità totale degli impianti che saranno privatizzati ammonta a 16GW, di cui per ora si ha soltanto il 32%. Grazie alle privatizzazioni, anche AKENERJİ sta realizzando dei progetti nelle infrastrutture energetiche, in particolare due gasdotti che saranno terminati entro il 2013 e un impianto idroelettrico.

Le consegne relative alle privatizzazioni dovrebbero essere completate per la fine del 2011. ( Grafici 7-8 App.)

Il Governo turco è deciso a iniziare e completare il processo di privatizzazione della distribuzione di elettricità nelle restanti 16 regioni ancora non implicate. ( Grafico 8 App.)

La domanda di energia elettrica in Turchia sta avendo un tasso di crescita composto medio del 6 % (tale tasso nei Paesi europei si attesta solo all'1,4%), e tale tendenza si prospetta possa continuare per ulteriori 10-15 anni (annual report 2009 Garanti Bank).

Nel 2020 il settore privato, che si prevede possa rappresentare l'elemento principale della produzione e distribuzione di energia elettrica in Turchia, potrà essere in grado, qualora dovessero realizzarsi tutti gli investimenti programmati, di produrre 90.000 MW.

Le compagnie straniere di produzione e distribuzione di energia elettrica presenti attualmente in Turchia:

- Italia: Edison e Enel;
- Germania: RWE, EnBW, Steag e E.On;
- Francia: EDF and gaz de France;
- Russia: Gazprom and Lukoil;
- Dubai: Innovative Wind Power;
- USA: AES, GE and SCE Mission;
- Austria: Verbund.

### 3.5 IL SISTEMA DELLE TARIFFE (=> Grafico 9 App.)

L'intera materia delle tariffe viene regolata dalla Legge n. 4628 (Art. 13), che stabilisce anzitutto un periodo di transizione.

Durante tale periodo (2006-2010), il Governo intende completare il passaggio dal sistema tariffario basato sulla distribuzione nazionale ad un sistema regionale basato sui costi e, inoltre, a raggiungere il completamento del processo di privatizzazione della produzione e distribuzione di energia.

Le tariffe da applicare al consumatore, durante il predetto periodo di transizione, sono state definite ed approvate dall'EMRA.

Le attuali tariffe coprono le spese per provvedere alla distribuzione e al servizio fornito al singolo utente, prevedendo una sorta di accantonamento per le eventuali perdite.

L'Utenza viene divisa in 5 categorie:

- Residenziale;
- Industriale (registro controllato dal Ministero del Commercio);

- Irrigazione per Agricoltura
- Commerciale
- Enti pubblici e Municipalita'.

La tariffa del Consumatore è composta da due principali componenti:

\_Tariffa per la vendita al dettaglio, che comprende un prezzo di riferimento, la quota da destinare alle perdite e furti (molto alta: secondo stime dell'OCSE, nel 2007, la percentuale delle perdite e furti in Turchia é stata del 15,1% - in Italia intorno al 7%) e la parte del Reddito Operativo;

\_Tariffa di Distribuzione che comprende il costo dell'attività di distribuzione (esso verrebbe calcolato sulla base di un tetto di entrate, in genere composto dalle spese operative per l'attività di distribuzione, dei costi di ammortamento degli eventuali investimenti di espansione della rete e di quelli per eventuali concessioni (TOR-Transfer of Operating Rights), i costi amministrativi dedicati alla distribuzione al dettaglio e le tasse governative (IVA 18% e municipali 1% per industria e 5% per le residenziali), ai quali segue una riduzione forfettaria del 3%). 11.53

#### TARIFFARIO DURANTE IL PERIODO DI TRANSIZIONE Cent-Cent-TL/KWh

	2007	2008	2009	2010
MV Industria	11.87	11.75	11.64	11.53
LV Industria	11.98	11.98	11.98	11.98
Commercio	14.94	14.58	14.29	14.03
Residenziale	12.78	13.03	13.28	13.53
Agricoltura	11.53	11.53	11.53	11.53
Illuminazione	12.36	12.40	12.43	12.47

A partire dal 1 gennaio 2010 il prezzo dell'elettricità ha subito un aumento del 10%.

Nel 2007, secondo i dati forniti dalla TEDAS (Turkish Electricity Distribution Corporation), erano 21 le compagnie di distribuzione di energia elettrica in Turchia (Dicle, Vangolu, Aras, Coruk, Firat, Canlibel, Toroslar, Meram, Baskent Akdeniz, Gediz, Uludag, Trakaya, Istanbul, Sakarya, Osmangazi, Bogazici, Kayseri, Menderes, Gosku e Yesilimak - di cui due trasferite già al settore privato: Kayseri e Menderes – quest'ultima venduta ad un prezzo di USD 79 per utente), con un numero di utenti pari a 29.980.000 ed un volume di vendita pari a GWh 128.254. Quanto al potenziale consumo, nell'anno preso in considerazione, il tasso riferito alle perdite e furti è compreso nella forbice tra il 6,3% e il 12,5% (contro una media OCSE del 7%), mentre il consumo principale (core consumption), sul totale è compreso tra 78% all'84%.

La Core Consumption, esclusa quella riferita alle istituzioni pubbliche, illuminazione cittadina e irrigazione, è cresciuta dell'11,2%, nel quinquennio 2002/2006, mentre quello delle altre fasce di consumo solo del 3,7%.

### 3.6 Considerazioni sugli investimenti:

Il peso degli investimenti dallo Stato al sistema privato, distribuendo in maniera proporzionale il peso degli investimenti necessari tra le compagnie ancora da privatizzare. Per favorire tale operazione alle compagnie di distribuzione viene data l'opportunità di ottenere dei 'refunds' con il ricorso al sistema delle tariffe ad interim.

Alle compagnie è permesso creare e trattenere il valore addizionale tramite:

- Minimizzazione delle perdite e dei furti per ottenere l'efficienza operativa;
- Creazione di una rete di fornitura di energia a buon mercato;
- integrazione verticale;
- massimizzazione dell'efficienza nel sistema di fatturazione ed esattoriale.

L'EMRA (Autorità Regolatrice del Mercato dell'Energia) è l'Ente che approva le tariffe che assicurano un certo margine di profitto regolato degli investimenti. Oltre a questa prospettiva, la compagnia distributrice potrebbe trattenere le somme derivanti dalle perdite e furti che eccedano le quantità concordate con l'autorità Regolatrice. Allo stesso modo l'investitore potrebbe trattenere gli accantonamenti che derivino nel caso in cui l'approvvigionamento risulti meno caro rispetto al prezzo di riferimento prestabilito. Nel 2010 le compagnie di distribuzione hanno potuto integrare le loro attività con la produzione di energia elettrica potendo anche vendere sul mercato le eccedenze di produzione.

### 3.7 Sicurezza delle Forniture

La legge n. 5784 comprende anche disposizioni relative alla sicurezza a breve, medio e lungo termine delle forniture elettriche nei suoi aspetti più importanti - limiti di sufficienza, diversificazione e dipendenza dall'estero e impatto ambientale -.

La predetta legge contiene anche disposizioni sulle misure temporanee che riguardano:

- \_acquisto di energia dalla TETAS con contratti bilaterali;
- \_accelerazione degli investimenti pubblici e procedure di finanziamento e realizzazione dei progetti;
- \_miglioramento del sistema e rete di trasmissione;
- \_rilascio delle licenze per gli impianti eolici (legge sull'efficienza n. 5627).

### 3.8 Accordi nell'area dell'Europa Centrale e dell'Est

Mentre, negli ultimi dieci anni, le compagnie di produzione e distribuzione di energia elettrica europee sono cresciute tramite acquisizioni e collaborazioni (RWE e E.ON in Germania, EDF France ed ENEL italiana), nella regione Pan-europea non si è assistito ad uno sviluppo parallelo, pur non essendo venuta a mancare il supporto dell'UE in tema di consolidamento del processo di apertura dei mercati. Si è invece sostenuto il rafforzamento delle Municipalità che hanno dato vita a nuove realtà regionali, anche private, nel settore

delle costruzioni, trasmissioni, distribuzioni di energia elettrica e produzione di energie rinnovabili.

Partendo, quindi, dal prezzo base delle recenti acquisizioni e fusioni di società' in Europa orientale, si riesce a valutare un potenziale mercato turco del valore di approssimativamente € 10,2 Miliardi, considerando un prezzo di € 352 a utenza (seguendo la stessa valutazione la quotazione dell'intero pacchetto della Baskent sarebbe pari a € 1 Miliardo, quello della Sedas di € 465 milioni, della Meram di € 510 milioni e , infine, quello della ARAS pari a € 243 milioni). (Fonte Privatization Administration – PA – Elaborazione PwC, Rapporto 2008-2009).

#### 4. EFFICIENZA ENERGETICA

Tutte le politiche e le misure della Turchia nell'ambito dell'efficienza energetica si sono basate sulla Legge sull'Efficienza energetica entrata in vigore il 2 maggio 2007. L'obiettivo della legge era di accrescere un uso più efficiente dell'energia e delle risorse energetiche al fine di ridurre il fardello dei costi energetici sull'economia e anche sull'ambiente salvaguardandone la protezione. Ulteriori misure legislative secondarie sono state emanate per garantire l'attuazione della Legge Quadro. Nell'ambito della stessa legge quadro è stato istituito l'Energy Efficiency Coordination Board per effettuare studi sull'efficienza energetica attraverso tutto il paese con il coinvolgimento di 16 altre istituzioni partners. Il board avrebbe anche il compito di prendere decisioni in merito alle strategie, piani e programmi da mettere in atto nonché predisporre nuove misure nel settore e firmare accordi e certificati di autorizzazione per la messa in opera di progetti.

Un'altra importante misura normativa è rappresentata dall'Ordinanza sul miglioramento dell'efficienza energetica nell'utilizzo delle risorse che ha lo scopo di promuovere attività in tutto il paese per dare maggiore consapevolezza sull'importanza del corretto uso delle risorse energetiche; inoltre tale ordinanza costituisce il quadro regolamentare per la

collaborazione di Università, ordini di ingegneri, gruppi di professionisti e società di consulenza con il settore industriale nel campo dell'efficienza energetica.

Fino ad ora 5 compagnie di consulenza per l'efficienza energetica sono state già autorizzate ad organizzare il training a livello manageriale, fornire audits sull'energia e preparare progetti e servizi di consulenza in campo energetico per i settori dell'industria così come delle costruzioni.

Il training dei managers dell'energia sono iniziati già nel 1997 per il settore industriale e dal 2006 per quanto riguarda il settore dei servizi e delle costruzioni. Il training ha riguardato all'incirca 2500 esperti dell'energia. A questi seminari di formazione hanno partecipato anche organizzazioni regionali di cooperazione quali la BSEC e la ECO.

Dodici differenti enti industriali hanno già approvato ben 17 progetti di EE (efficienza energetica) per un ammontare di 0.5 milioni di euro. Si calcola che una volta realizzati, questi progetti possano portare ad un risparmio di energia pari a 6600 tonnellate e circa 3.4 milioni di euro. L'investimento necessario per raggiungere la realizzazione di questi ambiziosi progetti di risparmio energetico è calcolato essere pari a circa 2.6 milioni di euro.

Il risparmio energetico derivante dall'impiego di tecnologie tese a massimizzare l'efficienza energetica coinvolgerebbe più di 11 differenti enti energetici per un risparmio annuale di 11 milioni di lire turche.

Sono state eseguite inoltre delle attività di monitoraggio sull'efficienza energetica per lo studio generale del processo riguardante l'uso dell'energia in stabilimenti ed edifici industriali. Sono state promosse delle campagne sull'efficienza energetica a seguito dell'emanazione di due circolari ministeriali sull'uso efficiente dell'energia nel settore pubblico (circolari ministeriali 2/2008 e 19/2008).

Il 2008 è stato proclamato anno dell'efficienza energetica ed è stata a questo proposito avviata una EE Action con campagne di promozione su tutto il territorio per una maggiore consapevolezza del problema dell'efficienza nel consumo dell'energia e del risparmio che ne può derivare da un corretto uso. Le campagne hanno coinvolto anche i media, le scuole

e le universita'. A questo proposito ben 4.800.000 lampadine a risparmio energetico sono state distribuite a tutte le scuole ed edifici pubblici in tutte le province della Turchia in collaborazione con il Ministero dell'Educazione e il Ministero degli Affari Interni.

Tutte queste iniziative miranti a far prendere coscienza del problema dell'efficienza energetica, così fortemente volute dal governo turco, sono state portate avanti anche nelle camere di commercio del paese e nelle principali sedi delle industrie sul territorio, non ultime le aziende operanti nel settore meccanico e dei motori; importatori e operatori del settore si sono riuniti in appositi meetings tenuti alla presenza del Ministro per discutere le strategie volte alla realizzazione di programmi per l'efficienza energetica e di applicazioni pratiche nel settore.

Concorsi, iniziative, esposizioni si svolgono ogni anno nella Settimana del Risparmio Energetico all'interno del Turkish Energy and Efficiency Forum che viene organizzato ogni due anni all'interno delle attività di promozione su questo tema.

Il primo National Energy Efficiency Forum si è tenuto il 15-16 gennaio 2009 ad Istanbul. Il secondo si svolse a Istanbul lo scorso 13 gennaio l. (Fonte Governo Turco, Ministero dell'energia, ottobre 2010, Gruppo di lavoro BSEC sull'energia)

## 5 IL SETTORE DEL PETROLIO E DEL GAS (=> Grafici 10-11-12 App.)

### 5.1 Quadro Generale

L'estrazione domestica di petrolio e di gas incontra solo il 3% delle richieste interne di energia e ciò rende la Turchia un importatore netto di combustibili fossili, gas, petrolio.

Il 90 % del greggio è importato principalmente da: Arabia Saudita, Iran, Iraq e Russia.

Al dicembre 2009 le riserve disponibili per la produzione di petrolio e di gas corrispondevano a circa 299 milioni di barili di greggio e 6.2 bcm di gas. La produzione di petrolio è molto al di sotto del consumo stimato che è di circa 663.000 barili al giorno

(2009). Nel 2009 il 31% del consumo totale primario di energia era costituito dal petrolio, con un minimo decremento rispetto al dato del 2008 (31.5%), mentre il gas naturale costituiva il 31.1 % del totale. (Fonte Deloitte-Insight Turkey-Ministero dell'energia)

I prezzi del gas naturale sono saliti in linea con i prezzi della domanda globale. La domanda di gas naturale é aumentata rapidamente dato che esso é preferito di gran lunga alle altre fonti di energia come combustibile per uso industriale e per generare energia elettrica). Nel 2009 il 53 % del gas naturale era usato per produzione di elettricitá, il 22% per uso residenziale e il 25 % per uso industriale. L'utilizzo del gas liquido a scopo industriale, sebbene inferiore a quello utilizzato per impianti di generazione elettrica, é comunque raddoppiato in Turchia nell'ultimo decennio.

Il network della compagnia a proprieta statale BOTAS, operatore delle condutture energetiche e fornitrice di gas, é riuscito a coprire 66 province alla fine del 2009, mentre nel 2008 esse erano 63. Il miglioramento nella rete di distribuzione del gas é destinato ad accrescere la disponibilita' di gas naturale nel paese.

Il 70 % della produzione domestica di petrolio é ottenuto dalla compagnia di stato TPAO (Turkish Petroleum Corporation) mentre il restante é prodotto principalmente dalla Royal Dutch/Shell. Per quanto riguarda il gas naturale, la Turchia é dipendente dalle importazioni della Russia (63% delle importazioni nel 2007) e da altri paesi fornitori: Iran (17%) e Azerbaigian (4 %). La Turchia nel 2009 ha importato 16.4 miliardi di dollari di petrolio e gas naturale dall'estero, circa l'11 % dell'import totale del paese.

Il livello delle importazioni di petrolio é atteso in crescita seguendo l'andamento della domanda, anch'essa in crescita e quello dei prezzi assumendo un prezzo medio di 80 dollari al barile nel 2013. Dall'altra parte, la crescita del gas naturale é attesa in crescita e dovrebbe eccedere il consumo di petrolio e consumo. Il consumo del gas naturale é atteso in crescita parallelamente all'incremento del PIL, che tra il 2010 e il 2014 é previsto attestarsi tra il 4 e il 6%.

La BOTAŞ detiene fin'ora tutte le importazioni di gas e petrolio e l'infrastruttura della distribuzione. Tuttavia la sua posizione dominante ha cominciato a essere scalfita negli ultimi due anni. La competitività del mercato del gas é strutturata dalla Natural Gas Market Law approvata nel 2001. Nel quadro della Legge in questione é stato portato avanti un programma per la liberalizzazione del Mercato del Gas ed é stato concluso un appalto per il trasferimento dei diritti di importazione di gas, detenuti da contratti BOTAŞ per una quantità di 4.75 bcm (circa il 14 % delle attuali importazioni di gas). A seguito del Programma, le quattro compagnie private operanti nel settore che hanno vinto la gara di appalto hanno cominciato l'importazione e la commercializzazione del gas ai principali consumatori turchi. Nei prossimi anni si attendono ulteriori appalti che potranno ridurre il quasi monopolio della BOTAS e la sua quota di mercato nell'importazione di gas alla soglia massima fissata dalla NGML (Natural Gas Market Law) che é del 20 % per ogni singolo operatore. La quota del settore privato dovrebbe così crescere conseguentemente ed accelerare il processo di privatizzazione e liberalizzazione del mercato dell'energia.

#### Consumo di petrolio e gas in Turchia ( Previsioni)

Consumo	2009	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P
Petrolio*	663	676	693	707	728	740
Gas*	35	37	40	44	46	46
Prezzi petrolio	59	83	85	90	90	90

consumo	2009	2010 P	2011 P	2012 P	2013 P	2014 P
petrolio (migliaia di b/d)	663	676	693	707	728	740
gas naturale (bcm)	35	37	40	44	46	46
Prezzi del petrolio (dollari al barile)	59	83	85	90	90	90

Fonte: Previsioni a cura di Business Monitor International, Turkey Oil & Gas Report 2009

## 5.2 Il settore del gas

La domanda mondiale di gas é calata bruscamente nel 2009 come conseguenza della crisi economica mondiale con forti variazioni tra regione e regione. Il consumo totale di gas nell'Europa a 27 é stato nel 2009 di 484 bcm. Questo dato rappresenta un calo del 6.4% rispetto al consumo del 2008. La diminuzione in media per i paesi dell'Oecd é stata del 3.3% nel 2009. (The Oil and Gas Review 2010)

Secondo le previsioni pero' la domanda di gas in Europa tornera' a crescere nettamente dai 526 bcm annui del 2010 ai 622 bcm/annui nel 2030. L'import di gas europeo quindi crescerá dai 232 bcm/a di oggi ai 476 bcm/a nel 2030 ( + 244 bcm/a) . Fonte IAE IAE

C'é un bisogno crescente di gas addizionale da nuove forniture e da nuove rotte per l'Europa.

La domanda di gas in Turchia é calata del 10.8% rispetto al 2008. In ogni caso il gas naturale é la fonte primaria di energia in Turchia. Dal 1987 al 2009 il consumo nazionale di

gas é passato da 0.5 bcm all'anno a 35 bcm all'anno seguendo la crescita parallela dell'economia turca negli ultimi venti anni. (Vedi tabella relativa al natural gas consumption)

Grandi sforzi sono stati fatti in Turchia per procedere alla liberalizzazione del mercato del gas e per un indiretto miglioramento delle performance economiche attraverso modifiche nella struttura di mercato, in particolare per garantire un accesso non discriminatorio alla trasmissione e distribuzione delle reti energetiche, per favorire una libera competitività e l'entrata di nuovi attori nel mercato, infine, per evitare i sussidi incrociati.

Attraverso una più bassa concentrazione del potere economico e della quota di mercato tra le industrie, la liberalizzazione punta a un comportamento più competitivo tra le industrie e ad una maggiore efficienza sociale con grandi benefici a lungo termine per tutti i consumatori e migliori performance di mercato.

Gli sforzi per la liberalizzazione sono iniziati già nel 1997 con la Legge 4054 sulla Competitività'. Nel 2002 é stata promulgata la Legge 4646 sul mercato del gas naturale (NGML).

La Turchia importa gran parte del gas che viene consumato e richiesto all'interno del paese; solo il 2 % del gas é prodotto dalla Turchia; il restante 98 % viene importato dall'estero, in particolare dalla Russia, dall'Iran e dall'Azerbaijan.

Tabella sulla stima di riserve di gas e produzione dei principali partners energetici della Turchia

Stime delle riserve e produzione di gas dei principali paesi partners della Turchia e regioni (in bcm)	Riserve provate	Produzione
Caspio/Asia Centrale	12540	173,2
Azerbaijan	1200	14,7
Kazakistan	1820	30,2
Turkmenistan	7940	66,1
Uzbekistan	1580	62,2

Medio Oriente	66090	-
Iran	29610	116,3
Iraq	3170	-
Qatar	25460	76,6
Arabia Saudita	7570	78,1
Siria	280	5,5
Africa del Nord-est	2170	58,9
Egitto	2170	58,9
Mondo	185020	3065,5

## STORIA DELLA PRODUZIONE DI GAS IN TURCHIA

Primo ritrovamento di gas : Kırklareli (1970)

Riserve utilizzabili : 17.4 bcm

Produzione totale : 11.3 bcm

Riserve di gas ancora utilizzabili: 6.1 bcm

Produzione annuale: 0.7 bcm

Consumo annuale : 35.7 bcm

Produzione / Consumo : 2%

Distribuzione della Produzione: 43% Settore privato

38% Settore privato in partnership con la Tpaö

19% TPAO

### 5.3 Il Petrolio: alcuni dati

Il petrolio in Turchia, la cui prima perforazione ad Iskenderun risale al 1890, è prodotto per il 69% dalla TPAO, per il 18 % da compagnie private, e per il 13 % in partnership TPAO-

settore privato. Le riserve di petrolio accertate ammontano a 300 milioni di barili (stima BMI, IEA, TPAO) mentre la produzione di petrolio si è attestata nel 2009 sui 45.300 barili al giorno, mentre il consumo di greggio interno si è attestato sui 675.000 barili al giorno . Il petrolio greggio prodotto dalle raffinerie ammonta a circa 28.1 milioni di tonnellate ( di cui: Izmir 41 %, Izmit 43%, Kirikkale 12 %, Batman 3 %).

L'importazione di petrolio è prevista in crescita in linea con la domanda e i prezzi crescenti assumendo una media di 80 dollari al barile in Turchia nel 2013. Dall'altro lato la crescita del settore del gas naturale è attesa superare di gran lunga il consumo di petrolio e carbon fossile. Il consumo di gas naturale è in linea con la crescita del profetto interno lordo turco nel periodo 2010-2014.

## PRODUZIONE DI PETROLIO IN TURCHIA

Prima trivellazione: İskenderun (1890)

Riserve utilizzabili: 172.5 milioni di tonnellate

Produzione totale cumulata: 133.1 milioni di tonnellate

Riserve di gas ancora utilizzabili: 39.4 milioni di tonnellate

Produzione annuale: 2.4 milioni di tonnellate

Consumo annuale: 32.3 milioni di tonnellate

Produzione/Consumo: 7.4 %

Numero di pozzi trivellati (1934 – 2009) : 3.727 (*in media all'anno: 50*)

Distribuzione della produzione : 69% TPAO

18% Private Companies

13% Private + TPAO Partners

. Si registra da alcuni anni a questa parte un un calo negli investimenti a scopo esplorativo, dovuto alle ambiguità della Legge sul Petrolio del 1954 (legge n.6326) -spesso interpretate

in maniera sfavorevole per il settore privato-, all'incremento degli investimenti E&P (Exploration and Production) nella sola regione dell'Asia Centrale, e nel ritardo legislativo per cui la nuova Legge sul Petrolio (legge n.5574) attende di essere approvata in Parlamento dal 2007. A causa dei mancati investimenti E&P in Turchia, la dipendenza dalle importazioni di petrolio ha raggiunto il 93%. Un eventuale innalzamento di un dollaro a barile puo' aumentare quindi di ben 400 milioni di dollari il deficit delle partite correnti turco. Si rende necessaria quindi una politica che sappia stimolare maggiormente gli investimenti a scopo esplorativo e che venga finalmente a capo delle carenze e dei ritardi legislativi. Si evidenzia inoltre che la General Enerji ha recentemente annunciato (ottobre 2010) di voler aumentare la sua produzione di petrolio a Taq Taq e Twake (Iraq) rispettivamente da 60,000 a 180,000 barili e da 30,000 a 60,000 barili, investendo nei prossimi due anni 800 milioni di dollari per il primo impianto e 900 milioni di dollari per il secondo. –Hürriyet Daily News-

## 6 OLEODOTTI E GASDOTTI

### 6.1 La Geopolitica dell'energia turca e la pipeline diplomacy di Ankara

Per comprendere appieno la posizione e la politica della Turchia nella Geopolitica mondiale e piu' specificatamente nella diplomazia energetica globale é fondamentale innanzitutto analizzare la sua collocazione geografica e geopolitica. In tre ore di volo dalla Turchia si possono raggiungere destinazioni di 51 diversi paesi del mondo. Questo significa una popolazione di circa 1 miliardo di persone e un PIL complessivo che si aggira sui 12.000 miliardi di dollari, pari a un terzo del prodotto interno lordo mondiale. A questo bisogna aggiungere che la Turchia é situata in una regione ricca di risorse energetiche. Il 72% degli idrocarburi del mondo si trova nelle sue vicinanze e investimenti nel settore possono creare

grandi alleanze, partenariati e sinergie strategiche. La Turchia si sta proponendo quindi come hub energetico emergente, trovandosi al crocevia tra la crescente domanda energetica mondiale ad ovest (Unione Europea e mercati mondiali via Mediterraneo) e l'offerta ingente di energia proveniente dalla Russia e dai paesi del Caspio, Asia Centrale, Medio Oriente ad est e a sud. I paesi ad occidente dei confini turchi consumano infatti il 50% del petrolio e del gas naturale mondiale mentre i paesi ad est producono il 70% degli idrocarburi. Questa situazione rende la Turchia un indispensabile corridoio tra le due regioni principali del consumo e della produzione mondiale di energia.

Ridurre la propria dipendenza energetica dai vicini e diventare un hub fondamentale per le rotte energetiche turche rappresentano quindi le due direttive strategiche della Geopolitica turca dell'energia.

In questi anni la Turchia ha assunto quindi il ruolo di corridoio ed hub energetico e vuole consolidare questa posizione negli anni a venire.

Oggi 200 milioni di tonnellate di petrolio all'anno sono trasportate attraverso gli stretti del Bosforo e dei Dardanelli nonché attraverso le condotte del Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC). Una volta che gli attuali progetti internazionali siano stati completati, gli esperti turchi stimano che circa il 7% della fornitura mondiale di petrolio transiterà attraverso la Turchia. Inoltre la Turchia ha il potenziale di fornire circa 80 bcm di gas naturale ogni anno all'Europa, il che la renderebbe la quarta principale arteria nell'approvvigionamento energetico dell'Unione Europea.

Secondo la visione turca pertanto, che non può che essere confermata dall'evidenza di diversi progetti transnazionali tra loro in competizione, è difficile immaginare nel breve-medio periodo che l'Unione Europea possa ridurre la propria dipendenza energetica e diversificare le proprie risorse, nonché pensare a un cambio delle rotte per il transito e il trasporto dell'energia, senza il contributo fondamentale della Turchia.

Dato questo scenario si deduce l'importanza della Turchia nello scacchiere internazionale e si comprende l'importanza strategica che rivestono i progetti di oleodotti e gasdotti passanti per la Turchia. Si fornisce ora una panoramica generale degli oleodotti e gasdotti in cui è coinvolta la Turchia, sia quelli già realizzati ed operativi, sia quelli ancora allo stato di progetti; si fornisce poi un quadro generale dei recenti avvenimenti riguardanti la Turchia nel settore del trasporto dei combustibili fossili: firma di contratti, intese e realizzazione di partnerships strategiche a livello regionale ed internazionale. Infatti la diplomazia di Erdoğan e Davutoğlu è stata ed è tutt'ora molto attiva nel promuovere un ruolo incisivo di ancora nel quadro della geopolitica dell'energia. (=> Grafico 13 App.)

## 6.2 Gli Oleodotti della Turchia

### Oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan

Quest'oleodotto ha contribuito significativamente a rendere il profilo della Turchia quello di un hub energetico. L'oleodotto è entrato in funzione nel maggio del 2006 ed ha ricevuto un forte supporto dagli USA, dato che era la prima pipeline in grado di esportare il petrolio del Caspio senza passare dalla Russia. Il BTC può trasportare 1 milione di barili al giorno dall'Azerbaijan attraverso la Georgia raggiungendo il porto turco di Ceyhan. Accanto al BTC scorre il gasdotto BTE, anche detto South Caucasus.

### Oleodotti gemelli Kirkuk-Yumurtalik

Gli Oleodotti gemelli Kirkuk-Yumurtalık portano il petrolio iracheno in territorio turco; scorrono attraverso il Kurdistan iracheno ( da Kirkuk fino a Mosul) passando per il sud est della Turchia arrivando al porto turco di Yumurtalık-Dortyol sul Mediterraneo, quasi al confine con la Siria. Sono spesso sabotati dai ribelli del Krg dovendo attraversare territori non del tutto controllati dall'esercito nazionale iracheno.

### Progetto di Oleodotto Samsun-Ceyhan

Il progetto coinvolge la Turchia e la Russia. La Russia ha offerto pieno supporto al progetto che é destinato a portare il greggio russo attraverso il Mar Nero fino al porto turco di Samsun, sempre sul Mar Nero, e da qui a raggiungere il terminale di Ceyhan sulle coste del Mediterraneo. La pipeline, che dovrebbe trasportare 1-1,4 milioni di barili al giorno di petrolio, mira anche a snellire il traffico delle petroliere attraverso lo stretto del Bosforo, un punto strategico per il passaggio degli idrocarburi: ben il 3.7 % della fornitura mondiale di petrolio passa da qui. Gazprom ha affermato un pieno impegno per espandere il percorso esistente del Blue Stream fino a raggiungere la Turchia.

## I gasdotti: pipelines esistenti e progetti

### Blue Stream

Il Blue Stream é un gasdotto che trasporta complessivamente 16 chilometri cubi all'anno di gas gas siberiano dalla Russia alla Turchia con un lungo tratto sottomarino nel Mar Nero. L'infrastruttura collega direttamente la russa Izobilnoye al porto di Samsun e successivamente ad Ankara. Si tratta di un'opera realizzata dall'italiana Saipem, alla quale partecipa anche l'ENI.

### ⇒ I Gasdotti del Corridoio sud

La volonta' turca di diversificare le proprie fonti di rifornimento e l'idea di divenire un'area di transito preferenziale verso l'Unione Europea spingono la Turchia a distanziarsi, ove possibile, da Mosca e a promuovere una direttrice di sviluppo della rete di rifornimento energetico est-ovest. Questo é il cosiddetto corridoio sud per l'Europa, che punta a far giungere in Europa meridionale e centro-orientale il gas proveniente dal Medio Oriente e dal Caspio passando per la Turchia. In questo quadro si inseriscono i progetti Nabucco, BTE, Interconnettore Grecia-Italia.

## BTE

Il gasdotto Baku-Tblisi-Erzurum (BTE) o gasdotto del Caucaso Meridionale, trasporta gas proveniente dall'Azerbaijan in Turchia, passando per la Georgia; questo gas verrà poi immesso nell'Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI), una volta completato con destinazione l'Europa.

## Interconnettore Turchia-Grecia-Italia ITGI

L'interconnettore ITGI è la nuova infrastruttura di rilievo europeo che consentirà di aprire il cosiddetto "Corridoio Sud" collegando le aree del Mar Caspio e del Medio Oriente dove si trova oltre il 20% delle riserve mondiali di gas con l'Italia e l'Europa attraverso la Turchia e la Grecia.

Il gasdotto avrà una capacità di trasporto fino a 10 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno.

Per quanto riguarda il percorso, il progetto comprende le seguenti sezioni:

- la rete nazionale dei gasdotti turca (Turkish grid), che sarà potenziata al fine di consentire il transito dei volumi destinati ai mercati greco e italiano
- l'interconnessione Turchia-Grecia (ITG), completata nel 2007, con una capacità di trasporto a regime di circa 11,5 miliardi di metri cubi di gas all'anno
- il progetto di interconnessione Grecia-Italia (IGI) con una capacità di trasporto di circa 9 miliardi di metri cubi di gas all'anno. Il gasdotto IGI sarà lungo circa 800 chilometri e si compone di:
  - \_IGI Onshore (600 km onshore, da realizzare in territorio greco a cura di Desfa, società proprietaria delle rete di trasporto in Grecia);
  - \_IGI Poseidon (200 km offshore, nel tratto marino tra la costa greca e quella pugliese, sarà costruito da IGI Poseidon SA, joint venture tra Edison e la società greca Depa).

L'ITGI comprenderà inoltre un collegamento con la Bulgaria, attraverso il gasdotto IGB (Interconnector Greece-Bulgary) con una capacità di trasporto dai 3 ai 5 miliardi di metri cubi di gas all'anno.

Il gasdotto, che collegherà Komotini in Grecia e Stara Zagora in Bulgaria avrà una lunghezza di circa 170 km e sarà sviluppato da una Asset Company paritetica tra IGI Poseidon SA e Bulgarian Energy Holding.



### Progetto strategico per l'Italia e per l'Europa

L'Unione Europea ha riconosciuto l'ITGI come Progetto d'Interesse Europeo inserendolo nei progetti per lo sviluppo del Corridoio Sud dell'European Recovery Plan con un finanziamento di 100 milioni di euro. Il progetto IGB è stato incluso nell'ambito dello stesso piano con un finanziamento di 45 milioni di Euro.

## Benefici dell'ITGI

La realizzazione del metanodotto ITGI e della sua diramazione verso la Bulgaria (IGB) consentiranno di:

- diversificare le fonti gas per l'Italia e l'Europa
- incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti del sud-est Europa (via Grecia e Bulgaria) e degli altri Paesi dell'Europa (via Italia).
- permettere l'implementazione di meccanismi di solidarietà in Europa dell'Est in caso di interruzione delle forniture attraverso la connessione alle molteplici rotte di importazione gas dell'Italia e all'ampia capacità di stoccaggio verso questi mercati.

## Progetto Nabucco

Il Nabucco è un gasdotto che dovrebbe partire dalla Regione del Caspio e, attraverso la Turchia, raggiungere, Bulgaria, Romania, Ungheria ed Austria, connettendosi così alla rete esistente dei gasdotti verso il centro Europa e l'Italia. La lunghezza prevista, a partire dal confine turco con l'Iran e/o la Georgia fino a Baumgarten in Austria, è di 3.300 chilometri. I volumi trasportati dovrebbero progressivamente salire a 31 miliardi di metri cubi annui di gas. Il costo preventivato è di poco inferiore agli 8 miliardi di euro. Il ruolo strategico di questa infrastruttura risiede nella possibilità di aprire una nuova fonte di approvvigionamento di gas per l'Europa, a partire dalla produzione delle Repubbliche dell'Asia Centrale, dell'Iran ed eventualmente anche dall'Egitto e dal Medio Oriente. Il modello di cooperazione è quello già instaurato con l'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan ormai operativo da tre anni. Bruxelles considera quella del Nabucco una questione prioritaria nel processo d'avvicinamento di Ankara all'Ue per cui sarebbe anche disposta a promuovere la cooperazione tra Paesi produttori e Paesi di transito e a fornire il supporto tecnologico, normativo e finanziario per la realizzazione dell'opera. Attualmente lo sviluppo del progetto è affidato a un consorzio: Nabucco è controllato in modo uguale dalle compagnie dei Paesi in cui transiterà: l'austriaca Omv, l'ungherese MOL, la romena Transgaz, la bulgara

BULGARGAZ, la turca BOTAŞ ed infine la tedesca RWE. La Turchia ha invece posto il veto sulla partecipazione al progetto della compagnia francese Gaz de France (GdF) in risposta alla legge francese che riconosce il genocidio armeno. "Se il Governo turco sta cercando di rafforzare le sue relazioni con l'Ue, questo è uno dei nodi per mostrare la serietà delle sue intenzioni", ha spiegato Jozias van Aartsen, coordinatore per i progetti sul gas naturale in Europa meridionale

In febbraio la Commissione europea ha approvato la decisione dell'Antitrust di Vienna di concedere alla tratta austriaca del gasdotto Nabucco un'esenzione dalle regole Ue sull'apertura dei gasdotti alla concorrenza, prevista dall'articolo 22 della Seconda Direttiva sul gas del 2003. "La decisione dimostra il nostro appoggio a questo progetto, che aumenterà gli sforzi europei di diversificazione delle fonti di approvvigionamento", ha affermato il commissario Ue all'Energia, Andris Piebalgs che ha ribadito: " Il progetto è importante non solo per i Paesi coinvolti ma contribuirà anche a rafforzare la concorrenza e a promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti di gas per l'intera Unione europea". In particolare, dovrebbe contribuire a ridurre la dipendenza energetica europea dalla Russia. I lavori di costruzione dovrebbero terminare "se tutto va come previsto" nel 2012. Secondo Piebalgs, il gasdotto non è in concorrenza, bensì complementare, con il gasdotto 'South Stream', sviluppato dalla russa Gazprom insieme all'ENI e alla Bulgaria, a cui potrebbe unirsi la francese Gdf. La condotta russo-italo-bulgara rappresenta infatti un nuovo canale per le forniture russe all'Europa, raggiungendo la Bulgaria attraverso il Mar Nero ed evitando l'Ucraina. Dalla costa bulgara dovranno poi partire uno o due diversi percorsi - verso nord-ovest tra Romania, Ungheria, Repubblica ceca e Austria e l'altro eventualmente verso sud-ovest fino all'Italia, passando per la Grecia e la Serbia.

⇒ Le fonti di approvvigionamento identificate:

**Azerbaijan:** giacimento di Shah Deniz con produzione annua prevista di 8 mld di m<sup>3</sup>/anno a partire dal 2012.

Turkmenistan: giacimento di Dauletabad. Potrebbe fornire 10 mld di m<sup>3</sup> anno. Transito previsto attraverso l'Iran (Transcaspian Pipeline)

Altri Paesi: Kazakistan attraverso Transcaspian Pipeline, Egitto e Irak (giacimento di Ekas) attraverso Arab Gas Pipeline.

La Botaş turca é quindi parte del progetto Nabucco che trasporterá da Sivas il gas proveniente dalla Georgia e dall'Iraq verso l'Austria, passando per Bulgaria, Romania e Ungheria cosí come stabilito dagli accordi del 2002 tra Botaş, Bulgargaz (Bulgaria), Transgaz (Romania), MOL (Ungheria) e OMV Gas (Austria). Il progetto ha raggiunto un budget di 8 miliardi di euro e, con una prospettiva d'inizio al 2015, prevede il trasporto di un volume di gas pari a 31 bcm/a .

-Jeremy Ellis ha recentemente presentato il Progetto Nabucco alla Conferenza Steam che si é svolta ad Istanbul il 14-15 ottobre definendolo assolutamente necessario per la diversificazione del gas in Europa e importantissimo per la Turchia; Nabucco avrá una lunghezza totale di 3300 km, per un investimento di 8 miliardi di euro, la sua costruzione avrá inizio nel 2012 e la prima disponibilitá di gas si dovrebbe avere entro il 2015/2016; ognuno degli shareholder ha il 16,7%; Nabucco si compone di 3 linee principali ed é progettato secondo un modello particolarmente funzionale e attrattivo sia per i paesi produttori di gas, che per i trasportatori e per i consumatori, e per tali aspetti la politica non dovrebbe creare ostacoli alla realizzazione del progetto, che é nell'interesse di tutti. Per tale progetto comunque esistono alcune perplessità legate alla disponibilitá dell'export azero di gas che sembra possa essere disponibile solo a partire dal 2017 con un volume di circa 16 bcm/a di gas; per il 2015/2016 sia dal Turkmenistan che dall'Iraq il gas sará disponibile con volumi rispettivamente di 10 bcm/a e 20 bcm/a.

Il Nabucco é una pipelines di importanza fondamentale per l'Europa; é un progetto ambizioso che dovrebbe consentire, una volta completato (si prevede nel quadriennio 2011-2014), di trasportare circa 30 milioni di metri cubi di gas all'anno dall'Iran e dall'Azerbaijan all'Europa centrale, con lo scopo di ridurre in modo sostanziale la dipendenza dell'Europa

dal gas di provenienza russa. Non e' un caso infatti che il "Nabucco" rientri a pieno titolo nel Trans European Energy Networks (TEN – E), nell'asse n.3, che riguarda i gasdotti che uniscono i paesi europei con i giacimenti dell'area caspica e medio-orientale. L'UE ha infatti riconosciuto l'importanza di questo progetto in un seminario che si é tenuto presso lo European Policy Center, sul ruolo della Turchia nel futuro energetico dell'Europa. "Il settore dell'energia é una delle aree dove appaiono piu evidenti le sinergie tra l'Unione Europea e la Turchia in quanto incide sia sulla sicurezza degli approvvigionamenti che sulla competitivita' dei nostri stati"

#### ⇒ IL FUTURO DEL CORRIDOIO SUD: AZERBAIGIAN, TURKMENISTAN, IRAQ

(Fonte:THE FUTURE OF THE SOUTHERN CORRIDOR:AZERBAIJAN, IRAQ AND TURKMENISTAN, Jennifer Coolidge, CMX Caspian and Gulf Consultants Ltd)

La situazione nel "Southern Corridor" energetico (Azerbaijan, Iraq, Turkmenistan) secondo la CMX Caspian and Gulf Consultants Ltd é la seguente: per quanto riguarda l'Azerbaijan, gli accordi tra Azerbaijan e Turchia sulla vendita ed il transito di gas naturale dovrebbero essere ultimati nel marzo 2011; l'Azerbaijan ha esportato per ora verso la Turchia durante il 2010, 4.7-6.3 bcm di gas naturale. Per quanto riguarda l'Iraq, data l'instabile situazione politica, si pensa di poterlo veder diventare un serio protagonista nel mercato del gas non prima di 5-10 anni; l'Iraq deve ancora essere in grado di soddisfare la domanda domestica di gas e lavorare alle infrastrutture adeguate all'esportazione; i dati sulle riserve di gas irachene sono incerti e contrastanti, ma dovrebbero aggirarsi intorno a 7.8 – 8.5 bcm. Il Turkmenistan ha aperto il 6 gennaio 2010 la rete Dauletebad-Serakhs-Hangeran verso l'Iran, da cui il gas potrebbe continuare a transitare attraverso la Turchia e verso l'Europa, e sono in progettazione nuovi tratti attraverso Kazakhstan, Uzbekistan e Cina.

## Gasdotto "South Stream"

Nasce da un accordo tra ENI e Gazprom, un'arteria energetica ancora in fase di progettazione e che ha già visto un complesso di intese stipulate anche da Mosca con i principali Paesi di transito (Ungheria, Bulgaria, Serbia ed Austria).

-vedi più avanti: parte ENI in Turchia-

## Trans Adriatic Pipeline

Della lunghezza di 520 km, il gasdotto dovrebbe collegare Salonicco alla Svizzera, passando attraverso l'Albania, l'Adriatico (con un tratto di 115 km. offshore) e l'Italia. Il costo dell'operazione è stimato in circa 1,5 miliardi di Euro e l'entrata in funzione è prevista per il 2011. Il progetto beneficerebbe del sostegno dell'UE nell'ambito dell'iniziativa "Trans European Energy Networks (TEN – E).

## Arab Natural Gas Pipeline

Questo gasdotto dovrebbe unire l'Egitto con la Giordania e la Siria. L'Obiettivo nei prossimi anni è la costruzione di un interconnettore con il porto di Ceyhan in Turchia, al fine di soddisfare la richiesta di Ankara di una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento. La nuova infrastruttura, che dovrebbe essere operativa entro il 2011, garantirebbe infatti l'immissione nel mercato turco di circa 10 miliardi mc, di cui 6 sarebbero destinati all'esportazione. Anche questa infrastruttura ricopre un ruolo strategico per la Commissione Europea, che ha deciso di inserirla all'interno del Trans European Energy Networks (TEN– E) nell'asse n. 6, riguardante i gasdotti che uniscono i Paesi membri del Mediterraneo con la Libia, l'Egitto, la Giordania, la Siria e la Turchia, con l'obiettivo di lungo periodo di creare un "East Mediterranean Gas ring".

## 6.4 Le attività dell'ENI in Turchia

La Turchia si trova in una posizione strategica per il transito degli idrocarburi provenienti dal Medio Oriente e dall'area del Caspio e diretti verso i mercati di consumo in Europa. ENI ha realizzato, in associazione paritetica con Gazprom, il gasdotto Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraversando il Mar Nero. Inoltre, ENI partecipa al consorzio che ha realizzato e gestisce l'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) e ha concluso un accordo con la società turca Çalik per la realizzazione dell'oleodotto Samsun-Ceyhan.

### 6.4.1 Trasporto di idrocarburi

#### Gasdotto Blue Stream

ENI partecipa con il 50% al gasdotto sottomarino Blue Stream, entrato in esercizio a fine 2002, che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto si sviluppa complessivamente per 774 chilometri su due linee e la sua capacità di trasporto è di 16 miliardi di metri cubi/anno (di cui 8 miliardi in quota ENI). La società contrattista per la posa delle condotte sottomarine è stata SAIPEM.

#### Oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC)

ENI partecipa con una quota del 5% al consorzio che ha realizzato e gestisce l'oleodotto BTC, lungo circa 1.770 chilometri, che da Baku, in Azerbaijan, raggiunge Ceyhan, sulla costa turca del Mediterraneo, passando per Tbilisi (Georgia). L'oleodotto, che è stato ufficialmente inaugurato nel 2006, consente di trasportare il petrolio proveniente dall'area del Mar Caspio fino al Mediterraneo, senza aggravare il transito delle petroliere attraverso il Bosforo. La sua capacità di trasporto iniziale a regime è di 1 milione di barili/giorno (pari a 50 milioni di tonnellate/anno), di cui 50 mila barili/giorno in quota Eni.

#### Progetto di oleodotto Samsun-Ceyhan (TAP)

Alla fine del 2005, ENI e il Gruppo turco Çalik hanno firmato un accordo per lo studio e la realizzazione congiunta dell'oleodotto Trans Anadolu Pipeline (TAP), destinato a trasportare petrolio dal terminale di Samsun, sul Mar Nero, al terminale di Ceyhan, sul Mediterraneo.

Tale accordo ha portato, nel settembre 2006, all'acquisizione da parte di eni del 50% della Trans Anadolu Pipeline Company (Tapco), società preposta alla realizzazione e gestione dell'opera.

Il progetto prevede la realizzazione di un oleodotto di 550 chilometri, di un nuovo terminale per la ricezione del petrolio a Samsun, di un terminale per l'esportazione del petrolio e dei relativi impianti per lo stoccaggio a Ceyhan. L'oleodotto avrà una capacità massima di trasporto iniziale di 1 milione di barili/giorno, espandibile a 1,5 milioni di barili/giorno (circa 75 milioni di tonnellate/anno).

Nel novembre 2006 ENI e Çalik hanno inoltre sottoscritto un accordo con la compagnia indiana Indian Oil Company Limited (IOCL) relativo alla possibile partecipazione di quest'ultima al progetto.

La cerimonia ufficiale per la posa della prima pietra del Trans Anadolu Pipeline (TAP) si è svolta a Ceyhan, 24 aprile 2007.

Nell'agosto 2009, in occasione del vertice turco-russo tenutosi ad Ankara, alla presenza del Governo italiano è stato siglato tra gli altri un protocollo nel quale i russi della Transneft si sono impegnati a fornire del greggio al Samsun-Ceyhan.

Il 19 ottobre 2009 è stata firmata a Milano una dichiarazione congiunta per la realizzazione dell'oleodotto Samsun-Ceyhan.

Presenti alla firma il Vice Primo Ministro della Federazione Russa, Igor Ivanovich Sechin, il Ministro dell'Energia russo Sergei Shmatko, il Ministro dell'Energia della Repubblica Turca, Taner Yildiz e il Ministro per lo Sviluppo Economico della Repubblica Italiana, Claudio Scajola. I Ministri hanno riaffermato l'impegno dei rispettivi Paesi a garantire la necessaria stabilità del quadro giuridico per la realizzazione del Samsun-Ceyhan.

Contestualmente è stato firmato un Memorandum of Understanding tra i rappresentanti di ENI, Calik Holding, JSC Transneft e Rosneft, le compagnie energetiche coinvolte, che prevede l'impegno a trattare per la definizione delle condizioni economiche e contrattuali per l'ingresso delle imprese russe nel Samsun-Ceyhan, così da assicurare i volumi di

greggio necessari a garantire la sostenibilità economica del progetto. Il progetto Samsun-Ceyhan è di importanza strategica perché costituisce un percorso alternativo che permette di bypassare lo stretto del Bosforo e dei Dardanelli, garantendo una maggiore sicurezza nella navigazione, con un ulteriore contributo alla protezione dell'ambiente in un ecosistema complesso e delicato.

#### 6.4.2 Gas ed elettricità

ENI commercializza in Turchia gas naturale di provenienza russa, trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2008 le vendite sono state di 4,93 miliardi di metri cubi di gas. Facendo leva sulla crescita attesa della domanda di gas naturale del paese, ENI prevede di aumentare le vendite a 6,4 miliardi di metri cubi nel 2012 (+7% di incremento medio annuo). SNAMPROGETTI (incorporata per fusione in Saipem nell'ottobre 2008) ha fornito l'ingegneria e il procurement per il progetto d'espansione di alcune unità di processo del Complesso Petrolchimico di Yarimca.

Ha inoltre eseguito le commesse per la realizzazione dell'impianto di hydrocracking della Raffineria di Aliaga (Izmir) e dell'impianto di unicracking della Raffineria di Izmit. SNAMPROGETTI ha contribuito anche alla realizzazione del gasdotto che, attraversando il Mare di Marmara, trasporta il gas russo dalla Bulgaria alla Turchia.

Saipem ha realizzato la posa del gasdotto sottomarino Blue Stream, che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Inoltre, ha partecipato alla posa del tratto turco dell'oleodotto Kirkuk (Iraq)-Ceyhan (Turchia).

Polimeri Europa opera in Turchia nel marketing di prodotti della chimica di base (olefine e aromatici), di materie plastiche (polistirolo e polietilene), di elastomeri (SBR e gomme speciali) e di prodotti intermedi per la detergenza. *(Fonte Eni)*

## SCHEMA RIASSUNTIVO: LE PIPELINES DELLA TURCHIA

### GLI OLEODOTTI DELLA TURCHIA

*Baku-Tbilisi-Ceyhan: Azerbaigian, Georgia, Turchia.*

Capacità: 1 milione di barili al giorno

*Oleodotti gemelli Kirkük-Yumurtalik: Iraq-Turchia*

Capacità: 1,65 milioni di barili al giorno

*Samsun-Ceyhan: Russia-Turchia ( Progetto)*

Capacità: 1-1,4 milioni di barili al giorno

Fonte: UE Moe ( The European Commission, Market Observatory for Energy), *Turkey, dicembre 2009,*  
*p.11*

## I GASDOTTI DELLA TURCHIA

*Gasdotto del Caucaso Meridionale: Azerbaigian, Georgia, Turchia*

Capacità: 16 chilometri cubi l'anno

*Gasdotto Bulgaria-Turchia: (Russia) Bulgaria-Turchia*

Capacità: 22 cc/anno

*Tabriz-Doğubayazıt: Iran-Turchia*

Capacità: 20 cc/anno

*Gasdotto Blue-Stream: Russia, Turchia*

Capacità: 16 cc/anno

*Blue Stream (linea di raccordo): Russia, Turchia*

Capacità: 4 cc/anno

*Gasdotto Karacabey-Komotini: Turchia, Grecia*

Capacità: 7 cc/anno

*(Progetto) Aleppo-Kilis: Siria, Turchia*

*(Progetto) Armenia-Turchia: Turchia, Armenia*

*(Progetto) Nabucco: Turchia, Bulgaria, Romania, Ungheria, Austria.*

Capacità: 31 cc/anno

*(Progetto)Ceyhan-Haifa: Turchia, Siria, Libano, Israele*

Fonte: EIA, *International Energy Outlook 2010, cit.*

## 7 ENERGIA RINNOVABILE E FONTI ENERGETICHE ALTERNATIVE

### 7.1 Quadro generale: Il Potenziale della Turchia nel settore delle energie rinnovabili

(Fonte: Invest in Turkey, Agenzia del Governo turco)

La Turchia ha un enorme potenziale nel campo dell'energia rinnovabile in relazione all'uso di energia solare, eolica, da biomasse, idrica e geotermica, nonché della tecnologia, delle attrezzature e dei servizi a essa collegati.

#### 7.1.1 Potenziale geotermico e recenti sviluppi

Il potenziale dell'energia geotermica in Turchia si aggira intorno ai 31.500 MW. Nel paese sono presenti 470 pozzi e sono stati scoperti 187 campi geotermici. La capacità geotermica complessiva utilizzata è pari a circa 1.342 MW. La Turchia rappresenta un hub importante. Le ragioni che inducono a sviluppare tale fonte di energia sono diverse; si tratta di una fonte di energia con una tecnologia già testata e in continua evoluzione; trattasi di una fonte di energia con dinamicità dei prezzi non direttamente collegati a quelli del petrolio o del gas, può inoltre contare su basse emissioni di CO<sub>2</sub>. La Turchia ha un programma di privatizzazione di oltre 30 aree idonee alla produzione di energia geotermica. Il potenziale geotermico della Turchia si aggira su 35240 Mw, (quinto Paese più ricco al mondo di energia geotermica, il 30% delle abitazioni in Turchia potrebbero essere riscaldate da tale fonte energetica) e potrebbe arrivare a soddisfare fino al 14% della domanda nazionale di elettricità e di riscaldamento, ma ad oggi il contributo degli impianti geotermici in funzione soddisfa solo lo 0,06%, contro il 70% di energia prodotta da minerale fossile. Attualmente sono attivi tre impianti geotermici, Kizildere G.P, Salavati GP e Bereket Energy- Sarakoy con una capacità complessiva di circa 20 MW. In Turchia esistono complessivamente 187 siti geotermici che contengono fluidi ad una temperatura di oltre 40°, la maggioranza dei quali situati nella parte occidentale del Paese. La Turchia è pronta a investire nel

geotermico con un Piano di Investimenti di 120 miliardi entro la fine del 2010. (Grafico 14 App.: ultimi sviluppi nella costa occidentale della Turchia)

### 7.1.2 Potenziale solare (=> Grafici 15-16 App.)

Le stime potenziali relative all'energia solare effettuate dall'organismo preposto per lo sviluppo dell'energia elettrica (EIE, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü) in base ai dati misurati dal servizio meteorologico nazionale (DMI, Devlet Meteoroloji İşleri) tra il 1966 e il 1982 hanno rivelato quanto segue:

\_La durata annua media di isolamento totale è di 2.640 ore (7,2 ore al giorno) su un totale di 8.670 ore annue .

\_La radiazione solare annuale è di 1.311 kWh/m<sup>2</sup> all'anno (3,6 kWh/m<sup>2</sup> al giorno).

\_Il potenziale energetico solare complessivo in Turchia è di 35 Mtep all'anno.

\_Secondo le previsioni la produzione di energia solare raggiungerà 602 Ktep nel 2010 e 1.119 Ktep nel 2020. (Fonte Invest in Turkey)

L'energia solare viene utilizzata prevalentemente per usi domestici e per il riscaldamento dell'acqua. I vantaggi di tale energia sono diversi: è rinnovabile, decentrata, di semplice attuazione e con un enorme possibilità di sviluppo; diversamente gli svantaggi sono rappresentati dalla scarsa disponibilità dell'insolazione in alcune zone e dal costo ancora alto degli impianti fotovoltaici necessari per trasformare l'energia solare in elettricità. Il totale di produzione. Il totale di produzione annuale è oggi pari a 3.372 MW, quasi esclusivamente utilizzati per usi domestici e acqua calda. L'obiettivo è quello di ridurre l'enorme divario oggi esistente tra la potenzialità di produzione e la produzione effettiva (350 MW).

### 7.1.3 Potenziale eolico

Il potenziale eolico complessivo della Turchia è pari a circa 88.000 MW, mentre il potenziale eolico economicamente valido è di 10.000-12.000 MW. Tuttavia il potenziale eolico in Turchia è in gran parte non utilizzato con solo 333,35 MW attualmente in uso.

La capacità installata complessiva dei parchi eolici nel paese è aumentata in modo significativo da 50 MW nel 2006 a 146 MW nel 2007. A partire da settembre 2008 ha raggiunto 333 MW. La capacità complessiva approvata per progetti relativi a parchi eolici è di 3.300 MW, di cui 143 MW in costruzione, 1.070 MW con un contratto per la fornitura di turbine e 1.782 MW autorizzati. (Grafici 17-18 App.)

Dal momento che la capacità installata complessiva in Turchia è decisamente inferiore alla media dell'UE-27 di 2.094 MW e dell'UE-15 di 3.724 MW (2007), il mercato turco dell'energia eolica è ancora in una fase iniziale ma offre grandi prospettive di crescita. Secondo le cifre rilasciate dall'Associazione europea dell'energia eolica, la Turchia si è posizionata al primo posto tra i paesi europei con il più alto tasso di crescita della capacità installata. Tale tasso era pari al 192 % in Turchia nel 2007. Mentre nell'UE-27 era del 18 % nei paesi EFTA del 2 %. L'alto tasso di crescita indica che la Turchia lascia ancora spazio al miglioramento in termini di utilizzo del potenziale complessivo del mercato dell'energia eolica. La Turchia è seconda in Europa, dopo il Regno Unito, come paese più ricco di vento con un potenziale di 88.000 Mw. Nel corso del 2008 è stato raggiunto un traguardo notevole aumentando la produzione di energia elettrica da fonti eoliche del 195%. Nel 2009 la Turchia ha aumentato la produzione di energia eolica a 810 MW rispetto ai 147 MW prodotti nel 2007. **La BERS, nel 2009, ha finanziato con 45 milioni di euro la costruzione di 54 pale eoliche per aumentare la produzione di energia del 30%.**

#### 7.1.4 Potenziale idroelettrico

Attualmente la Turchia dispone di 172 centrali idroelettriche attive con 13.700 MW di capacità installata, che generano una media di 48.000 GW all'anno, pari al 35 % del potenziale idroelettrico economicamente valido. Sono attualmente in costruzione 148 centrali idroelettriche con un capacità installata complessiva di 8.600 MW al fine di generare approssimativamente 20.000 GW all'anno, pari al 14 % del potenziale economicamente

valido. In futuro saranno costruite altre 1.418 centrali idroelettriche allo scopo di rendere utilizzabili altri 22.700 MW di capacità installata. Ne risulta che un totale di 1.738 centrali idroelettriche con un capacità 45.000 MW imbrigheranno l'energia idroelettrica economicamente valida in Turchia.

Il potenziale idroelettrico teorico turco rappresenta l'1 % di quello mondiale e il 16 % di quello europeo. Il potenziale idroelettrico lordo teoricamente valido in Turchia è di 433 miliardi di KWh mentre il potenziale teoricamente valido è di 216 miliardi di KWh ed è calcolato intorno a 140 miliardi di KWh. Per quanto riguarda in particolare l'energia idroelettrica nel 2008 sono stati attivati ben 52 impianti e altri 28 sono in progettazione. Quattro di questi rappresentano una priorità: "Hamitabat", "Kangal", "Seyitömer" e "Soma A B"(sono stati preparati 9 diversi tipi di portfolio per attirare gli investitori).

Gli impianti di produzione di energia idroelettrica si concentrano sul Mar Nero, nelle zone ad est della Turchia, in particolare a Çoruh e Fırat. Si segnala che la Industrial Development Bank of Türkiye (TSKB) ha offerto nel 2009 due prestiti per un totale di 84 milioni di euro alla MEM Enerji Elektrik Üretim A.Ş. per la costruzione di tre impianti idroelettrici che saranno collocati a Bulam in Adıyaman e a Himmekli e Gökkaya in Adana e che avranno una capacità di 64 MW e genereranno 240 milioni di kilowatt-ore di energia. Grazie a questi impianti 160000 tonnellate di carbone saranno risparmiate. Il costo totale del progetto sarà di 120 milioni di euro. *Inoltre, la Norvegese Statkraft ha aperto un nuovo impianto idroelettrico a Karaisali (Adana), sul fiume Çakıt. L'impianto di Çakıt dovrebbe generare 95 GW annui di energia elettrica. La Statkraft, per la quale questo investimento rappresenta il primo in Turchia nel campo dell'idroelettrico, ha sottolineato che è intenzionata nel futuro a effettuare di ulteriori, in particolare sull'impianto di Kargı sul fiume Kızılırmak e sull'impianto Çetin sul fiume Botan, la cui capacità di produzione totale dovrebbe essere in grado di raggiungere i 600 MW annui. –Hürriyet Daily News- (Grafico 19 App.)*

## 7.2 La politica del governo nel promuovere l'uso dell'energia rinnovabile

### 7.2.1 Le linee guida del Ministro per il futuro

Recentemente ed in più occasioni, il Ministro per l'energia Taner Yildiz ha più volte ribadito ("The Turkish Government is ready to take on the challenge of climate change, and to take the necessary steps to promote the development of clean Energy in both Turkey and the region"), che la Turchia persegue una politica energetica in linea con i cambiamenti che si stanno sviluppando nel mondo, quella che egli definisce la rivoluzione energetica. Davanti al bisogno infatti di avere a disposizione sempre più energia, a costi contenuti e da fonti diversificate vi è però presente il problema del cambiamento climatico e delle conseguenze che esso comporta in termini ambientali.

Le politiche quindi si devono adattare a queste nuove sfide che stanno ridefinendo il sistema dell'energia mondiale. Le future politiche dovranno quindi essere guidate per affrontare una triplice sfida: puntare a diminuire fortemente le emissioni di gas CO<sub>2</sub>, assicurare un sicuro approvvigionamento energetico e allo stesso tempo contenere i costi economici.

Per far questo, secondo il Ministro è necessario accrescere l'efficienza energetica e muoversi rapidamente verso un set di risorse energetiche più diversificato e sostenibile. Per questo motivo occorre uno sviluppo e uno sfruttamento maggiore di fonti energetiche più sostenibili dal punto di vista ambientale e di combustibili alternativi e a basso impatto ambientale. "Le energie rinnovabili e le reti elettriche più piccole e meno invasive giocheranno un ruolo chiave nel ridurre le emissioni di gas serra, superare la crisi economica, attraverso la creazione di milioni di posti di lavoro nel settore dell'energia pulita e raggiungere una crescita economica sostenibile" (T.Y.)

Mentre l'Europa sta discutendo di accrescere il target di utilizzo di fonti rinnovabili per l'energia dal 20 al 30% va detto che nel 2009 il 19.56 % dell'elettricità primaria in Turchia è stato generato da fonti rinnovabili. Secondo Eurostat in Europa-27 la media è stata del 17

% . Il tasso di crescita degli investimenti nel settore delle energie rinnovabili in Turchia nel periodo 2004-2009 è stato il più alto tra i paesi del G-20. Il valore totale degli investimenti nel settore della clean Energy è stato di 1,6 miliardi di dollari nel 2009 in Turchia, al 12° posto tra i venti paesi più industrializzati del mondo secondo il *Bloomberg New Energy Finance*.

La Turchia è ricca nel settore delle energie rinnovabili. Il Ministro ha dato le seguenti cifre:

Le risorse energetiche geotermiche posizionano la Turchia al primo posto in Europa e al settimo nel mondo.

Energia eolica: la crescita della capacità installata in questo campo è passata da 20 MW nel 2002 a 1000 MW oggi. Con i progetti in corso la capacità energetica dell'eolico mostrerà ancora una rapida e prepotente crescita. Solo dal 2008 al 2009 la crescita del potenziale eolico in termini di capacità energetica è stata del 132% posizionando la Turchia seconda solo dopo il Messico secondo la World Wind Energy Association.

Per quanto riguarda il potenziale del settore dell'energia solare la Turchia può a buon diritto essere accostata alla Spagna e alla California: il potenziale in termini di irraggiamento solare è sullo stesso livello. La Turchia ha un minimo di 248 TWh all'anno in termini di potenziale elettrico solare.

Nel Piano strategico 2010-2014 pubblicato lo scorso aprile dal Governo turco, si afferma che il principale obiettivo per i prossimi quattro anni è quello di accrescere l'utilizzo delle risorse rinnovabili fino a raggiungere quota 30 % nel 2023. Altri obiettivi sono: raggiungere una capacità installata di 10000 MW per l'eolico, 300 MWe per il geotermico ed un possibile aumento di capacità installata per l'idrico derivante da centrali elettriche minori.

La nuova Legge sulle energie rinnovabili ("Draft Amendments on Renewables") è stata approvata alla fine del 2010 ed ha come obiettivo principale quello di promuovere ed accelerare il ricorso alle energie rinnovabili in Turchia (sono previsti infatti incentivi interessanti in tutti i settori delle rinnovabili con particolare riguardo ai settori del solare, biomasse, eolico e idroelettrico).

## 7.2.2 Gli incentivi previsti dalla legge n.5346 relativa all'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili allo scopo di generare energia elettrica

La legge n. 5346 relativa all'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili allo scopo di generare energia elettrica stabilisce che energia eolica, solare, geotermica, da biomasse, biogas, energia delle onde, delle correnti e delle maree sono Fonti di Energia Rinnovabile (FER) adatte alla produzione di energia elettrica, insieme agli impianti di generazione di energia idroelettrica a canale o ad acqua fluente o con un'area della superficie idrica inferiore ai 15 km<sup>2</sup>.

La garanzia di acquisto per l'energia prodotta in 10 anni non sarà inferiore a 5 centesimi di euro per kWh o equivalente in lire turche (TRY).

Deve essere versato solo l'1 % della tassa di concessione di licenza totale.

È prevista l'esenzione dalle tasse di concessione di licenza annuale per i primi otto anni successivi al termine dei lavori per la costruzione dell'impianto.

L'energia elettrica può essere fornita dal settore privato a prezzi all'ingrosso a condizione di non superare la produzione energetica annuale dell'impianto in questione.

Si dà priorità al collegamento del sistema.

Le unità generatrici basate sull'energia rinnovabile non progettate per il controllo della frequenza

e del voltaggio non sono soggette a queste condizioni e requisiti.

È prevista l'esenzione dagli oneri del regolamento per la stabilizzazione e il bilanciamento del mercato energetico (Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği) dell'organismo che si occupa della regolamentazione del mercato energetico (EPDK, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu).

Gli impianti di generazione di energia eolica e di energia idroelettrica a canale o ad acqua fluente che vendono energia elettrica a chi possiede licenze di vendita all'ingrosso e al dettaglio sono esenti dal regolamento.

## SCHEMA: INCENTIVI ESISTENTI PER PROMUOVERE GLI INVESTIMENTI NEL SETTORE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

*Electricity Market Law (EML) n. 4628*

### *Tariffa di Licenza:*

\_iniziale tariffa per la licenza limitata all' 1% della regolare tariffa di licenza applicabile alle centrali di generazione energetica non rinnovabile;

\_esenzione della tariffa annuale di licenza durante i primi otto anni seguenti la commissione di centrali ad energia rinnovabile.

### *Connessione alla rete:*

\_ priorità concessa dalla TEIAS e dalle compagnie di distribuzione per connettersi alla loro rete.

### *Esenzione della Licenza e degli obblighi connessi allo stabilimento della compagnia:*

\_ne possono usufruire le centrali ad energia alternativa che operano con generatori o per autoproduzione con una capacità massima di 500 MW.

### *Obblighi d'acquisto:*

\_nella fornitura a clienti " ineligibile", le compagnie di distribuzione hanno l'obbligo di procurare l'output delle centrali a e.r. in caso l'offerta dell'ultima sia minore od uguale alla tariffa TETAS e non ci sia altra fonte di approvvigionamento.

## *Renewable Law n. 5346*

### *Tariffe Feed-in fino al 2011:*

\_Per le centrali ad energia rinnovabile operative da non più di dieci anni: il prezzo medio all'ingrosso dell'elettricità dell'anno precedente deve essere determinato dall'EMRA e limitato a 5-5,5 cent. Euro/KWh. I possessori di certificati hanno anche il diritto di vendere la loro produzione a prezzi più elevati ogniqualvolta sia possibile sul mercato a pronti o tramite contratti bilaterali con clienti scelti \*\*

### *Garanzie d'acquisto:*

la quota di produzione da rinnovabili all'interno del portafoglio di licenze al dettaglio non può essere inferiore alla loro quota di mercato domestico durante l'anno precedente. Questo obbligo deve essere adempiuto con la produzione di impianti ad energie rinnovabili operativi da meno di dieci anni.

### *Tasse sull'uso dei terreni per impianti energetici commissionati entro il 12 dicembre 2012:*

\_durante i primi dieci anni di operatività viene applicata una deduzione dell'85% alle tariffe/tasse relative a permessi, contratti di affitto/locazione, diritto di accesso e usufrutto per tutto il periodo dell'investimento e dell'operazione nel caso di uso della proprietà sotto i diritti proprietari del G.D.F.T. \*\*\*

\_85% di deduzione fiscale è applicata a tasse/tariffe relative a investimenti nel campo delle infrastrutture per il trasporto e la connessione alle reti elettriche o energetiche.

\_esenzione dalle tasse speciali per i contributi dovuti allo sviluppo di aree rurali, alla promozione delle foreste e alle politiche antierosione.

\_Libero uso di proprietà dello stato situate all'interno di zone per centrali idroelettriche che sono dotate di certificato RES.

### 7.3 L'Energia Nucleare in Turchia

*La Turchia é tra i paesi che stanno attualmente costruendo nuove centrali nucleari. Il settore del nucleare sta infatti registrando un nuovo impulso a causa della convenienza delle nuove tecnologie disponibili e del maggior grado di controllo e sicurezza che é oggi possibile. Il nucleare, con la costruzione di tre centrali nell'arco dei prossimi 20 anni, dovrebbe consentire alla Turchia di ottenere da questa fonte almeno il 20% del fabbisogno energetico complessivo del Paese (ICE Istanbul 10/11/2009). Gli ingenti investimenti, necessari per la costruzione delle centrali nucleari, possono essere ammortizzati dal basso costo di produzione dell'energia elettrica prodotta dal nucleare e, con il tempo, si contribuirà anche a ridurre il continuo rialzo del costo del petrolio. Il problema del ricorso al nucleare per produrre energia elettrica in Turchia è sempre stato rimandato per via degli incidenti che si sono verificati negli anni passati in altri Paesi, come nel 1999 in Giappone/Tokaimura e nel 1986 in Russia a Chernobil. Il dibattito interno al Governo sulla realizzazione delle prime centrali nucleari si è intensificato negli ultimi anni: è stato fissato l'obiettivo di iniziare a consumare l'energia prodotta dalle centrali nucleari entro il 2017. Il 12 maggio 2010 la società russa Atomstroyexport ha vinto l'appalto (conteso con gli americani di General Electric (GE), i coreani della Korea Electric Power Corp (Kepco), i giapponesi di Itochu e Toshiba, i canadesi dell'AECL e i tedeschi di RWE) per la costruzione di una centrale nucleare ad Akkuyu (provincia di Mersin).La centrale di Akkuyu dovrebbe avere una capacità di produzione di 4,800 MW (con 4 reattori WWER da 1200 MW ciascuno), arrivando a rappresentare il 14% della produzione turca totale di energia. Il 13 e il 14 dicembre prossimi i Ministri dell'energia di Russia e Turchia Sechin e Yildiz si incontreranno per discutere i dettagli dei lavori e finalizzare il progetto istituendo una compagnia per Akkayu. I negoziati inoltre in corso tra Turchia e Corea del Sud per la costruzione di una centrale nucleare a Sinop, sul Mar Nero, entro il 2023 sono invece naufragati lo scorso novembre 2010 ma è giunta notizia che proprio il Giappone si stia interessando a questo progetto. (Fonte Hurryiet Daily News).*

### *Ultimi dati sulle Centrali energetiche*

Secondo i dati dell'autorità turca per la regolamentazione del mercato energetico (EPDK), la Turchia ha investito più di USD 30 miliardi nella costruzione di 651 centrali energetiche che, una volta completate, produrranno circa 30.913 MW di energia elettrica. Secondo i dati dell'EPDK, 2 di tali centrali avranno una produzione di energia superiore ai 1000 MW, 12 avranno una potenza compresa tra 500-1000 MW, e 50 saranno comprese nella fascia produttiva compresa tra 100-500 MW di potenza. Le più due grosse centrali per la produzione di energia elettrica sono termiche e a carbone appartenenti a Hema e Anadolu Termik (di 1.100 e 1.000 MW rispettivamente).

Delle 651 centrali, 521 sono centrali idroelettriche, 66 eoliche, 21 termiche a carbone, 10 termiche, 13 termiche a metano, 6 funzionanti con il biogas, 3 biomassa, 2 funzionanti con gas dei rifiuti e 5 geotermiche. Non sono invece presenti investimenti per il solare e le centrali ad idrogeno.

Alcuni dei principali investimenti nel settore da parte di investitori locali e stranieri sono invece i seguenti:

- OMV, 800 MW, centrale termica- a metano;
- E. ON & Turcas, 800 MW, centrale termica;
- EnerjiSa, 523,4 MW, 8 centrali;
- Aksa, 928,6 MW, 13 centrali;
- Gruppo Çalık, 493,4 MW, 5 centrali;
- Eren Enerji, 600 MW, centrale termica – a carbone;
- Zorlu Enerji, 369,8 MW, 7 centrali;
- ENKA, 750 MW, centrale termica- a carbone.

*(Rivista Yeni Enerji, gennaio-febbraio 2011)*