



Dipartimento di Impresa e Management

Cattedra di Economia e Gestione dei servizi di pubblica utilità

**L'impatto delle liberalizzazioni sul settore elettrico: storia,  
strategie e prospettive delle utility elettriche  
internazionalizzate**

RELATORE

Prof. Roberto Dandi

CANDIDATO

Matr. 204471

Matteo Danese

ANNO ACCADEMICO 2017/2018

## INDICE

Introduzione .....	3
Capitolo I.....	5
Le liberalizzazioni in Europa .....	
1.1 Le Direttive Europee sull'elettricità .....	7
1.2 Liberalizzazioni e modello di Porter .....	9
1.3 Il paradigma Struttura-Condotto-Performance e la matrice di Ansoff .....	13
Capitolo II .....	17
Le compagnie storiche del settore elettrico .....	
2.1 Enel .....	18
2.1.1. Gli obiettivi futuri .....	24
2.2 EDF .....	26
2.2.1 Gli obiettivi futuri .....	32
2.3 Vattenfall.....	35
2.3.1 Gli obiettivi futuri .....	41
2.3 RWE.....	44
2.3.1 Gli obiettivi futuri .....	51
2.5 Iberdrola .....	53
2.3.1 Gli obiettivi futuri .....	59
Capitolo III.....	61
Analogie e differenze .....	
Conclusioni .....	68
Bibliografia e Sitografia .....	71

## Introduzione

Il 19 dicembre 1996 il Parlamento e il Consiglio Europeo emanavano la Direttiva 96/92/CE, la quale fu la miccia che fece esplodere l'epoca delle liberalizzazioni del mercato elettrico europeo. Fino ad allora, le legislazioni degli stati membri avevano protetto gli operatori nazionali dell'energia elettrica dalla concorrenza, salvaguardando le posizioni dominanti dei monopolisti e degli oligopolisti, per la maggior parte controllati dai governi, attraverso invalicabili barriere legali all'entrata. La comparsa del libero mercato non provocò solo grandi cambiamenti per i consumatori finali, ora in grado di scegliere autonomamente l'operatore preferito, ma anche la gestione di quelli che erano gli ormai ex-monopolisti risultò essere rivoluzionata. Negli anni precedenti l'apertura del mercato, le imprese del settore potevano concentrare i loro sforzi essenzialmente sull'amministrazione della capacità produttiva e sulla gestione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia, non avendo alcun tipo di pressione esterna per l'elaborazione di processi di pianificazione strategica. L'obiettivo di questo elaborato, è proprio quello di studiare le strategie che queste imprese hanno dovuto necessariamente implementare con l'avvento delle liberalizzazioni, e dei risultati che ne sono scaturiti. In particolare, verranno analizzate cinque società nate precedentemente alle Direttive Europee in questione, le quali, pur perdendo la loro posizione dominante in seguito al processo di apertura del mercato, ne sono uscite con ottime *performance*. La tesi avanza inoltre l'ipotesi che esista una strategia ottimale che queste società, da un certo momento della loro storia in poi, hanno adottato per ottenere risultati positivi. Nel primo capitolo, dopo aver ripercorso le ragioni storiche e teoriche sottostanti le liberalizzazioni e le Direttive Europee più importanti, verrà studiata la trasformazione del settore attraverso il *framework* delle cinque forze competitive di Porter, oltre ad introdurre il modello teorico di riferimento per l'interpretazione dell'impatto dei suddetti cambiamenti sulle strategie adottate dalle società studiate, il quale è il noto paradigma Struttura-Condotto-Performance. Il secondo capitolo sarà dedicato alla ricostruzione della storia, strutture organizzative, scelte strategiche, mix produttivi, *partnerships*, obiettivi futuri e risultati (finanziari e non) dei Gruppi scelti: l'italiana Enel, la francese EDF, la svedese Vattenfall, la tedesca RWE e la spagnola Iberdrola. Per la stesura di questa sezione, oltre alla letteratura scientifica sull'argomento, verranno ampiamente utilizzati gli Annual Report

e tutti i più importanti documenti che le cinque protagoniste di questa dissertazione hanno pubblicato nel corso del tempo. Dopo aver ottenuto una panoramica dettagliata dell'evoluzione e dello sviluppo di questi *player*, il terzo capitolo sarà infine destinato all'analisi dei punti di contatto e delle diversità riscontrate tra di essi, ma soprattutto al test dell'ipotesi espressa nel primo capitolo.

## Capitolo I

### Le liberalizzazioni in Europa

Seguendo la definizione data dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, per liberalizzazione si intende l’eliminazione o la riduzione dei vincoli regolatori che impediscono l’esercizio di determinate attività economiche, consentendo l’esplicazione del libero mercato. Tale fenomeno, che pone le radici nel 1957, anno della ratifica del Trattato di Roma che diede vita alla Comunità Economica Europea, ha trovato pieno compimento a partire dagli anni ’90 e ha interessato tutti i settori dell’economia degli stati membri dell’Unione Europea. L’obiettivo finale è stato quello tipico di ogni processo di liberalizzazione: eliminare le rendite associate a posizioni dominanti sul mercato da parte di monopolisti naturali o nati per via di una regolazione ingiustificatamente restrittiva. La speranza è che maggiore concorrenza significhi, nel medio-lungo periodo, maggiore efficienza, una migliore allocazione delle risorse e una riduzione dei prezzi per il consumatore finale (Di Gaspare, 2015). Il fenomeno delle liberalizzazioni trova pertanto la sua giustificazione economica tradizionale in quella che viene definita “inefficienza allocativa del monopolio”. In regime di monopolio l’*output* fissato dal monopolista è minore rispetto a quello che si avrebbe in un regime concorrenziale (*output* ottimale) e la conseguenza è che anche il prezzo è maggiore del livello ottimale. Da ciò deriva il cosiddetto costo sociale del monopolio (Pasini, 2013). Tra i vari settori liberalizzati, focus particolare richiedono quelli dei servizi di pubblica utilità, che svolgendo un servizio essenziale per la vita dei cittadini non possono essere lasciati alle logiche del mercato concorrenziale puro. Le imprese che svolgono tali servizi devono infatti sottostare alle regole fissate dalle autorità amministrative pubbliche, che sempre secondo il diritto dell’Unione dovrebbero essere in posizione di indipendenza e terzietà rispetto al governo. Le *authority*, diffuse largamente nel nostro paese, nascono dunque dall’esigenza comunitaria di trasformare ogni stato membro da stato-gestore, visto come fonte di sprechi e inefficienze, a stato-regolatore. Se da una parte la liberalizzazione viene affiancata dalla deregolamentazione, eliminando disposizioni che garantivano privilegi ad alcuni operatori, dall’altra e in particolar modo per quanto riguarda i servizi di pubblica utilità, si è assistito alla nascita di nuove regolamentazioni, come ad esempio quelle relative alla protezione di consumatori e utenti. Nella realtà pratica è evidente come

liberalizzare non significa quindi assenza totale di leggi e regole. La teoria economica si è infatti arricchita negli ultimi decenni, integrando accanto alle acquisizioni più antiche sui “fallimenti del mercato”, quelle più moderne riguardo i “fallimenti del non-mercato”; dati i nuovi passi avanti in tema di contendibilità dei mercati, informazione asimmetrica e costi di transazione (De Vincenti & Vigneri, 2006). L’economia della regolazione ha delineato nuove metodologie per un intervento statale che sappia promuovere e valorizzare il mercato e l’imprenditorialità, strumenti essenziali per il raggiungimento degli obiettivi di interesse generale che le *authority* intendono favorire nei settori delle *utility*. La regolazione definisce dunque il quadro di regole all’interno delle quali la discrezionalità dell’azione politica riguardo la selezione degli obiettivi da portare avanti, quali risorse impiegare e quali incentivi dare agli operatori, può integrarsi agevolmente con i mercati e contestualmente conseguire al meglio gli obiettivi pubblici. La presenza delle autorità indipendenti, con la finalità di assicurare trasparenza e funzionalità del mercato e tutela del consumatore, è quindi coerente con i principi condivisi dai 28 membri dell’Ue. Non appare pertanto in contrasto l’idea del libero mercato europeo con l’esigenza di una regolazione alternativa a quella dello stato-gestore (La Spina & Majone, 2000). Negli anni ’50 e ’60 del secolo scorso, l’intervento dello stato nell’economia era aumentato in tutta Europa, per via del necessario periodo di riorganizzazione post-bellica dei sistemi produttivi ed in particolare per la necessità di ricostruire le grandi infrastrutture nazionali. Le nazionalizzazioni furono nei più svariati ambiti: dal settore dei servizi (trasporti, energia, etc.) fino a quelli manifatturieri (siderurgia, costruzione dei mezzi di trasporto, etc.). Si assistette alla nascita di grandi imprese statali, generalmente in condizioni di monopolio, con fine di produrre beni e servizi essenziali per i cittadini o ritenuti di importanza strategica per il paese. La cultura dell’intervento pubblico ha cominciato ad attenuarsi nel corso degli anni 70, quando il mondo dovette affrontare un fenomeno ancora sconosciuto: la stagflazione. Con questo termine si intende la compresenza, nella stessa fase del ciclo economico, di alti livelli di inflazione e stagnazione dell’economia, con bassi livelli di attività produttiva e alta disoccupazione. Questo evento era considerato impossibile dalla teoria keynesiana classica, la quale era la stessa dottrina economica che aveva spinto affinché lo stato diventasse gestore di una frazione importante dell’economia. Per uscire da questo periodo di crisi si decise quindi di optare per le ricette opposte: quelle liberiste. Il Regno Unito fu il primo paese europeo

ad iniziare un processo di apertura del mercato e di privatizzazione delle imprese pubbliche, sotto l'amministrazione di Margaret Thatcher, che verrà seguito da tutti gli altri paesi europei, seppur con tempi, modalità e intensità differenti. (De Simone, 2014). Lo snodo cruciale fu rappresentato dal Libro Bianco sul completamento del mercato interno, prodotto dalla commissione Delors. Nel documento si riteneva che gli effetti positivi del processo di abbattimento delle barriere doganali in corso potevano essere amplificati dall'eliminazione dei monopoli pubblici. L'idea di fondo era che in presenza di basse barriere all'entrata e di libera circolazione dei fattori produttivi, il mercato unico europeo avrebbe portato consistenti vantaggi ai consumatori e alle imprese, ma ciò poteva avvenire solamente qualora gli stati membri avessero abolito gli steccati legali che proteggevano le imprese pubbliche in posizione dominante (Consiglio Nazionale delle Ricerche [C.N.R.], 2010). Il concetto di liberalizzazione è comunemente associato a quello di privatizzazione, mentre si tratta in realtà di due fenomeni molto diversi. L'esempio migliore per distinguere le due fattispecie è il mercato dell'energia elettrica europea, settore oggetto di questo elaborato. Nonostante i processi di liberalizzazione, infatti, alcune delle maggiori compagnie europee del settore come l'Electricité De France (EDF) e la svedese Vattenfall, sono tutt'oggi parzialmente o completamente di proprietà dei governi. Nell'Unione Europea il diritto comunitario è rimasto quindi neutro rispetto allo status giuridico delle imprese, sebbene in molti casi e in quello italiano in particolare, i governi abbiano contemporaneamente liberalizzato il mercato e privatizzato le aziende statali, almeno parzialmente. Nel libero mercato possono dunque convivere imprese di proprietà pubblica, privata e anche mista pubblico-privata, purché concorrano con le stesse regole.

### 1.1 Le Direttive Europee sull'elettricità

Con l'approvazione della Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996, contenente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica e del gas, inizia un nuovo capitolo della politica energetica europea e le liberalizzazioni del settore. I principi generali espressi erano:

- Regole comuni in tutto il mercato europeo al fine di garantire le stesse condizioni per operatori e consumatori.

- Le regole comuni dovevano essere conciliabili con il principio cardine dell'Ue, quello di sussidiarietà.
- La liberalizzazione del settore doveva avvenire in modo progressivo.

Questa direttiva portò con sé conseguenze significative, le più importanti delle quali furono la libertà per le imprese di poter realizzare impianti per la produzione di energia elettrica, la libertà di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione e la libertà di vendita ai clienti. Gli stati membri potevano prevedere obblighi di servizio pubblico, ma solamente qualora questi ultimi non siano a scapito della concorrenza. La direttiva richiedeva inoltre espressamente che entro il 1999 il 27% del mercato dell'energia elettrica fosse liberalizzato, all'inizio del 2000 si era già arrivati al 30%. La stessa direttiva accettava inoltre l'idea che la liberalizzazione potesse essere limitata dagli stati attraverso l'imposizione di obblighi di servizio pubblico. Altro aspetto fondamentale fu la separazione contabile tra le attività di generazione, trasmissione e distribuzione per le imprese che operano in diverse fasi del mercato, e la separazione gestionale della trasmissione dalle altre attività del mercato. Per garantire un accesso non discriminatorio alla rete di trasmissione ad operatori terzi, definito "Third Party Access", in quanto infrastrutture non duplicabili o "*essential facilities*", vennero previste norme volte ad assicurare l'indipendenza nella gestione della rete. Scozia, Irlanda del Nord, Francia e Lussemburgo optarono per un livello di adesione minimo di tali norme, adottando per le proprie aziende integrate verticalmente un management separato e la pubblicazione di conti separati per l'attività di rete, oltre a garantire l'accesso a terzi. Germania, Portogallo, Austria, Belgio, Danimarca, Grecia e Irlanda hanno scelto invece l'*unbundling* legale, con cui è costituita una società terza volta alla gestione della rete ma la proprietà resta dell'*utility* integrata. In Spagna, Inghilterra, Olanda, Finlandia, Galles e Italia il livello di adesione alle normative europee fu massimo, in quanto l'attività di trasmissione dell'energia viene gestita da società completamente indipendenti, nelle quali i governi restarono i soci di maggioranza (Sticchi Damiani, 2008). La successiva Direttiva 2003/54/CE impose a tutti gli stati l'*unbundling* legale (e non più solamente gestionale) della trasmissione e distribuzione dalla produzione e fornitura, l'accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e proporzionate ai costi sostenuti (e non più l'accesso negoziato) e l'adozione di una serie di misure volte a garantire la parità di condizioni dal lato dell'offerta, con l'obiettivo di eliminare la possibilità di

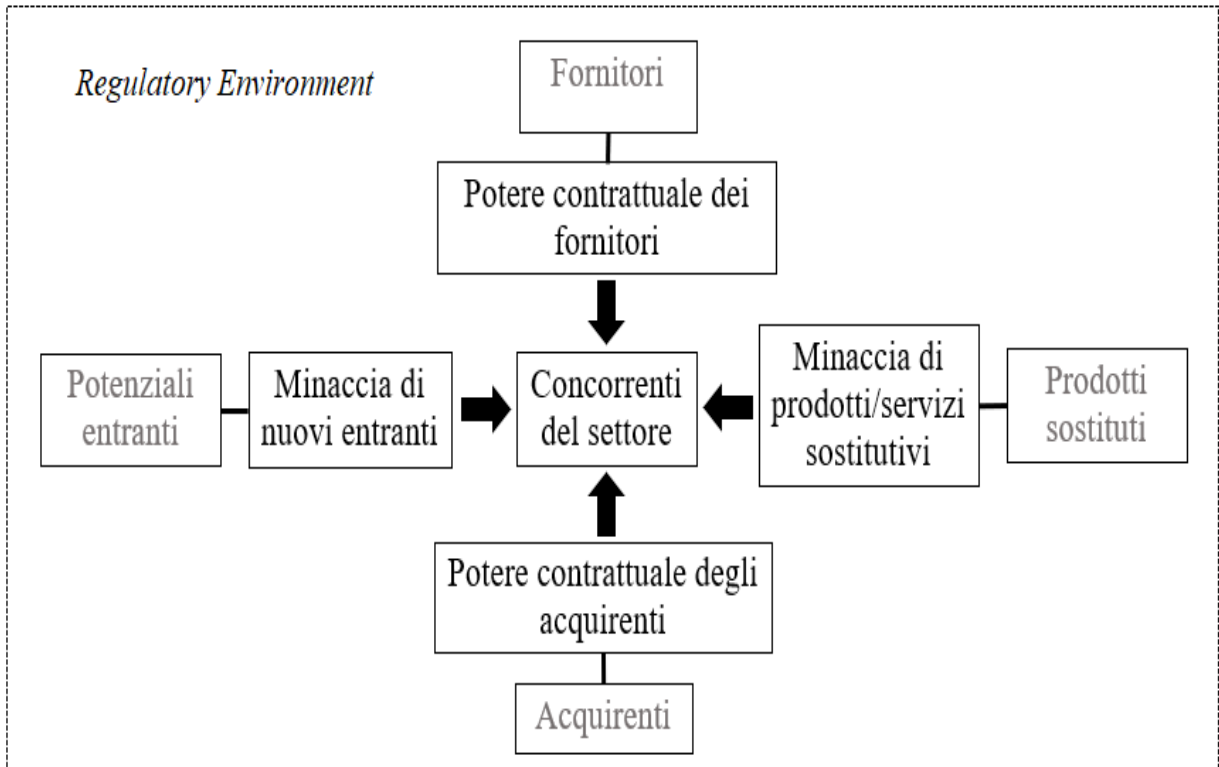


comportamenti predatori o l'instaurarsi di posizioni dominanti. Nella stessa data venne approvato il Regolamento (CE) n.1228, che mirava ad impostare alcuni parametri per favorire il commercio di energia elettrica tra gli stati membri, estendendo il diritto al Third Party Access agli scambi transnazionali, presupposto indispensabile per l'effettivo sviluppo di un mercato elettrico europeo. Questo secondo pacchetto di disposizioni mirava a superare i limiti emersi dopo l'attuazione della direttiva 96/92, ossia il rischio che alla liberalizzazione dei mercati nazionali non corrispondesse l'integrazione di quest'ultimi all'interno di un mercato unico europeo dell'energia elettrica. (Sticchi Damiani, 2008). Il 13 luglio 2009 il Parlamento europeo approvò il "Terzo Pacchetto Energia", con l'obiettivo di ridurre le disparità nel grado di apertura dei mercati nazionali e rafforzare la costruzione del mercato unico. Vennero infatti istituiti l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (Agency for the Cooperation of Energy Regulator – ACER) e la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (European Network Transmission System Operators -ENTSO). Le due direttive e i tre regolamenti di cui si compone il Terzo Pacchetto cercarono di spostare la regolazione del mercato elettrico da un ambito nazionale ad un orizzonte europeo. Le norme comunitarie di terza generazione perseguirono inoltre l'obiettivo di sviluppare la dimensione sociale del mercato dell'energia, attraverso una nuova disciplina degli obblighi di servizio pubblico e della tutela di consumatori e ambiente (Giachetti Fantini, 2017).

## 1.2 Liberalizzazioni e modello di Porter

Le Direttive Europee analizzate hanno provocato il più grande sconvolgimento che il settore energetico abbia mai vissuto dal dopoguerra ad oggi. Per comprendere appieno la portata del fenomeno sulla struttura del settore, è possibile utilizzare il modello delle cinque forze competitive di Porter. Tale modello espone come la competitività all'interno di un mercato non provenga esclusivamente dalla concorrenza tra le imprese già esistenti, ma anche da altre quattro forze che partecipano ad intensificare la rivalità: la minaccia di nuovi entranti, la minaccia di prodotti sostituiti, il potere contrattuale dei clienti e il potere contrattuale dei fornitori (Daft, 2013). Possiamo usufruire del modello per studiare la trasformazione del mercato dell'energia, studiando la metamorfosi delle cinque forze prima e dopo la liberalizzazione, così da ottenere il quadro di riferimento del

cambiamento a cui gli *incumbent* hanno dovuto adattarsi per sopravvivere, tenendo comunque conto delle differenze che necessariamente esistevano, ed esistono, nei vari paesi europei.



#### A) Le cinque forze pre-liberalizzazione.

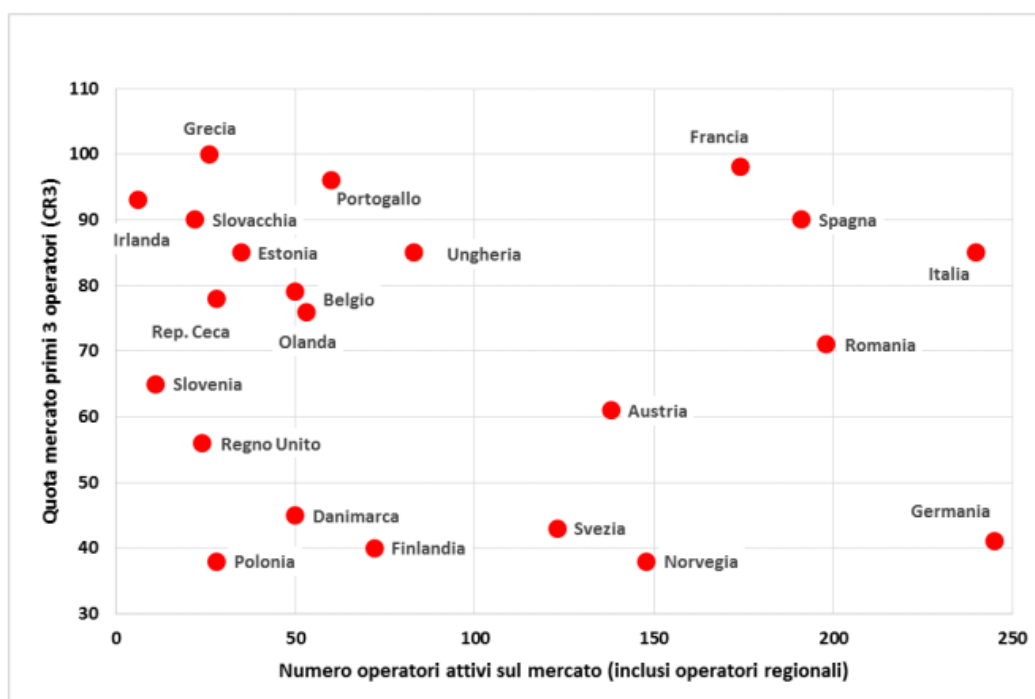
1. Concorrenti del settore: data la presenza di monopoli nazionali, o comunque di barriere legali all'entrata volte a proteggere i pochi attori che si spartivano il mercato, la concorrenza era assente.
2. Potere contrattuale degli acquirenti: per via dei monopoli nazionali o locali, sia i clienti *retail* che i clienti industriali erano privi di potere contrattuale.
3. Potere contrattuale dei fornitori: i monopolisti nazionali erano imprese integrate verticalmente, dunque in questo caso i fornitori erano una categoria inesistente. Anche nel caso di presenza di più oligopolisti, come ad esempio in Germania, questi operatori provvedevano da sé alla gestione di tutte le attività della propria filiera produttiva.
4. Minaccia di nuovi entranti: le barriere legali innalzate dagli stati, oltre a quelle finanziarie e naturali, impedivano che tale minaccia potesse esistere.

5. Minaccia di prodotti sostituiti: nel caso della vendita di gas naturale, il prodotto è una *commodity* e non può dunque essere sostituito da altri in grado di soddisfare lo stesso bisogno. L'elettricità è invece una *commodity* atipica, in quanto non si trova in natura e può essere generata attraverso diverse fonti, ma anche nel suo caso vi è l'assenza di prodotti in grado di soddisfare gli stessi bisogni.

Nessuna delle cinque forze di Porter, dunque, era in grado di esercitare una qualsivoglia pressione competitiva sugli *incumbent*, che potevano godere dei vantaggi dell'assenza di concorrenza (sia effettiva che potenziale) grazie alla protezione legislativa, al loro grado di integrazione verticale, alla carenza naturale di prodotti sostituiti.

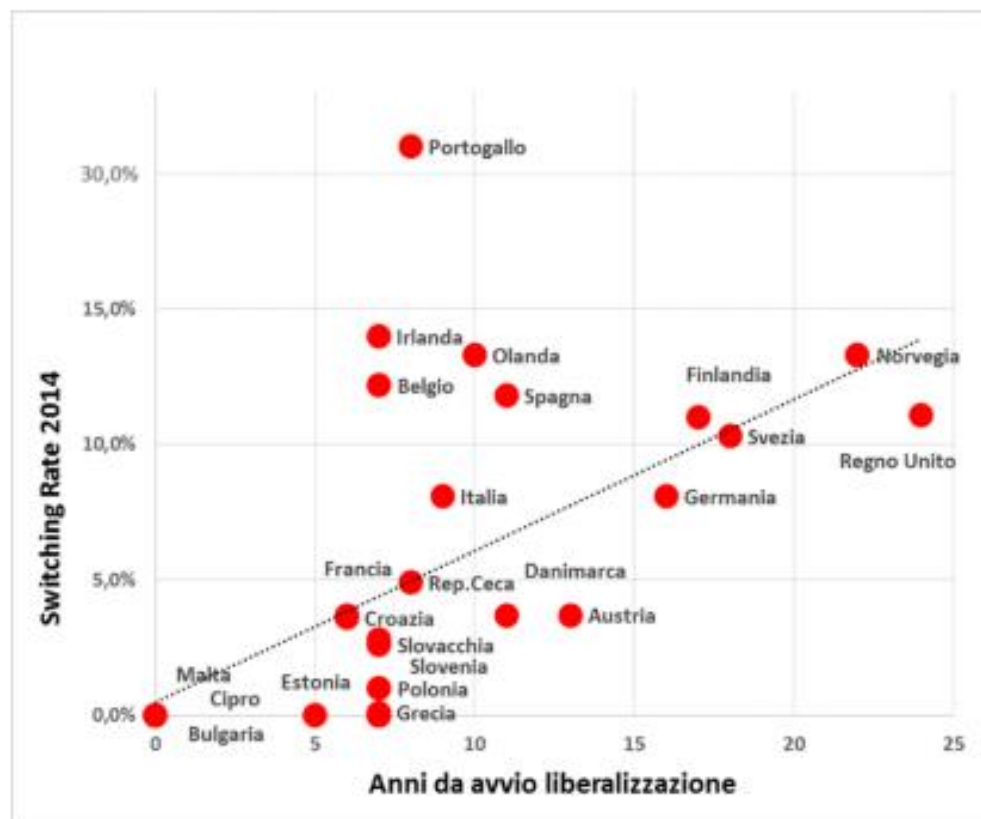
#### B) Le cinque forze post-liberalizzazione.

1. Concorrenza nel settore: i processi di liberalizzazione hanno reso possibile l'accesso ad altri operatori alle reti di trasmissione, superando così le barriere legali e naturali, fattore che ha comportato l'inizio delle dinamiche tipiche del mercato concorrenziale. Tuttavia, la concentrazione del mercato è ancora molto diversa a seconda del paese europeo che si sceglie di osservare. Ciò è conseguenza delle diverse tempistiche con cui le varie nazioni hanno effettivamente adottato le direttive e delle diverse strutture storiche dei vari mercati nazionali.



Fonte: Rielaborazione dati da "Public Data Underlying the figures of Annual Report" (ACER 2016)

2. Potere contrattuale degli acquirenti: con l'apertura del mercato e la diminuzione della concentrazione del settore, i singoli clienti hanno acquisito nel tempo maggiore forza contrattuale, grazie alla nascita dell'opportunità di cambiare gestore. Il tradizionale approccio *supply-side* che ha guidato le *public utility* prima delle direttive analizzate, è oggi inefficace. Il nuovo approccio *demand-side* richiede, quindi, di considerare il cliente non più come inerte consumatore, ma come un *asset* cruciale per raggiungere il vantaggio competitivo. Osserviamo inoltre come i tassi di *switch* sono generalmente più alti dove la liberalizzazione è iniziata prima, fenomeno spiegabile dal fatto che i consumatori necessitano di tempo prima di comprendere le dinamiche del mercato, i potenziali vantaggi e decidano quindi di cambiare operatore.



Fonte: rielaborazione dati da ACER – Market Monitoring Report 2015 – ACER-CEER

3. Potere contrattuale dei fornitori: le imprese operanti nel mercato prima della sua apertura, hanno mantenuto un alto grado di integrazione verticale lungo tutta la filiera produttiva. L'unico fattore di produzione che spesso non viene sviluppato internamente è il *know-how* riguardante le ultime tecnologie, che è infatti il

comune denominatore delle *partnership* che queste società hanno sottoscritto negli ultimi anni con aziende e centri ricerca esterni, e che verranno dunque analizzate.

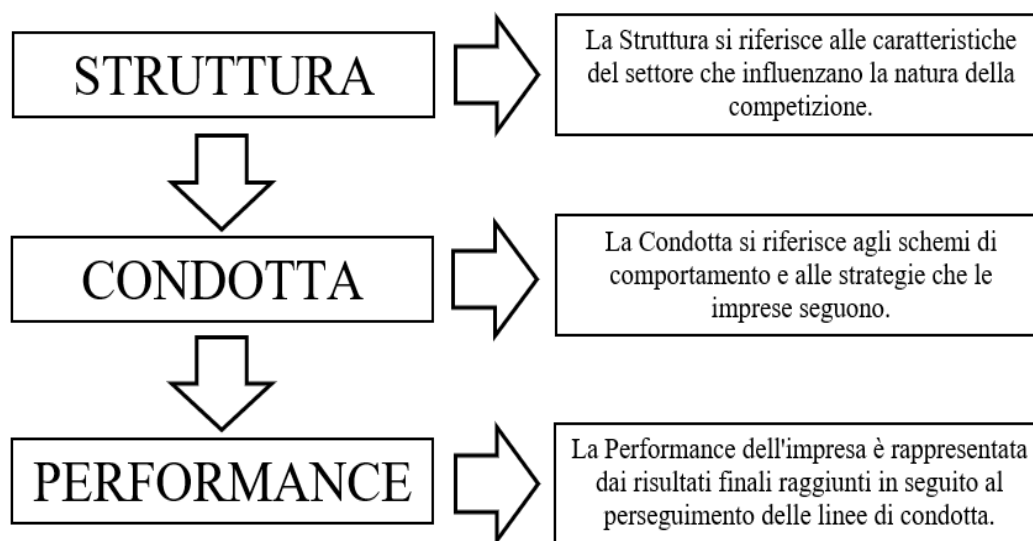
4. Minaccia di nuovi entranti: la liberalizzazione ha abbattuto le barriere legali che proteggevano i monopolisti, mentre lo sviluppo tecnologico sta lentamente permettendo l'abbattimento delle barriere naturali, specialmente per quanto riguarda la vendita dell'energia, mentre la generazione rimane ancora per la maggior parte nelle mani delle compagnie storiche.
5. Minaccia di prodotti sostituiti: la liberalizzazione non ha ovviamente cambiato la natura del prodotto, che era e rimane una *commodity*. I tentativi di differenziazione, oltre a far leva sul prezzo, riguardano specialmente i servizi collegati, come la consulenza energetica o servizi di gestione autonoma del cliente.

L'analisi del settore attraverso il modello di Porter dimostra come la struttura del mercato sia dunque completamente diversa rispetto al periodo pre-liberalizzazione. In aggiunta, il *Regulatory Environment* nel quale interagiscono le cinque forze, oltre ad essere la fonte delle direttive in materia di libero mercato, sta influenzando i *player* del settore anche attraverso le *policy* di decarbonizzazione, ragion per cui verranno comparati anche i mix produttivi delle varie società. Per capire l'importanza di questi cambiamenti sulle strategie delle aziende che analizzeremo, possiamo utilizzare alcuni modelli classici dello *strategic management*.

### 1.3 Il paradigma Struttura-Condotto-Performance e la matrice di Ansoff

Appare evidente come il mercato europeo dell'energia abbia subito un profondo mutamento, che ha portato inevitabilmente delle forti ripercussioni su quelli che erano i monopolisti nazionali, che hanno dovuto affrontare le sfide del mercato concorrenziale. Il rapporto che lega i cambiamenti della composizione del mercato al loro impatto sulle strategie e i risultati aziendali, è descritto dal paradigma Struttura-Condotto-Performance (S-C-P), sviluppato negli anni '30 del novecento dalla scuola di Harvard nell'ambito

dell'economia industriale. Tale modello afferma che le caratteristiche della *struttura* di un settore, come il numero di venditori e acquirenti, il tasso di concentrazione, la differenziazione e la sostituibilità del prodotto, la struttura dei costi aziendali, il grado di integrazione verticale, le barriere all'entrata e all'uscita, determinano la *condotta* delle imprese che vi fanno parte, ossia le strategie societarie. Quest'ultima, a sua volta, si riflette sulla *performance*, ossia sui risultati conseguiti dalle imprese (Daft, 2013).



L'archetipo S-C-P non è ovviamente esente da critiche. L'approccio contingente, in particolar modo, afferma che non vi è alcuna strategia ottimale per tutte le organizzazioni, argomentando come le opzioni strategiche migliori varino a seconda dei "fattori di contingenza", quali l'ambiente esterno, la tecnologia, la cultura aziendale, la dimensione e la struttura organizzativa (Testarmata, 2012). Tuttavia, questo elaborato avanza l'ipotesi che il paradigma S-C-P sia ancora uno strumento attuale e valido per spiegare l'evoluzione delle aziende protagoniste di questo elaborato. Vi sono diverse evidenze alla base di questa convinzione. La prima è di natura storico-empirica: ripercorrendo infatti il passato di queste società è evidente come prima dell'avvento delle liberalizzazioni, ossia negli anni antecedenti al cambiamento della *struttura* dell'ambiente esterno, gli *incumbent* adottassero tutti la stessa struttura organizzativa funzionale, con il management composto per la quasi totalità da ingegneri, che dovevano occuparsi della gestione prettamente tecnica degli impianti di generazione e delle reti di trasmissione e distribuzione. La gestione strategica, infatti, si sostanzava essenzialmente nella pianificazione della capacità produttiva in un contesto statico, data la presenza delle

barriere legali all'entrata che hanno conservato per decenni la struttura del settore uguale a se stessa, e la stessa immobilità è di riflesso riscontrabile nelle gerarchie e nelle strategie delle aziende storiche. Con la comparsa del libero mercato, si è assistito a continui cambiamenti dei modelli organizzativi e delle strategie adottate dai *player*, confermando la relazione che lega la *condotta* di queste società ai mutamenti della *struttura* del mercato. Questo processo ha portato le *public utility* oggetto di questo elaborato a poter scegliere quattro differenti opzioni strategiche, descritte dalla matrice di Ansoff sotto riportata, che sono:

- A) Focalizzazione sul *core-business* nei mercati tradizionali. Questa opzione strategica, con l'avvento delle liberalizzazioni, non è stata perseguita da nessuna delle società analizzate. Le varie legislazioni nazionali hanno infatti definito dei limiti massimi alle quote di mercato degli operatori, per velocizzare il processo di liberalizzazione ed evitare che possano in futuro rinascere nuovi monopolisti. Qualora un *incumbent* avesse adottato questa strategia, la struttura stessa del mercato non gli avrebbe consentito alcuna possibilità di crescita.
- B) Diversificazione del portafoglio di attività nei mercati tradizionali. Per diversificazione si possono intendere due strategie differenti. La prima è l'adozione del modello di *business multiutility*, con investimenti in altri servizi di pubblica utilità, come quello del gas, dell'acqua, del trattamento rifiuti e delle telecomunicazioni. La seconda strada percorribile è invece la trasformazione dell'azienda in una vera e propria *holding* diversificata, con attività differenti da quelle dei servizi a rete, che hanno spaziato dal *real estate* al settore chimico e petrolifero, fino a giungere al *venture capital*.
- C) Internazionalizzazione del *core-business*. Quest'opzione, definibile anche come il modello dell'*utility* globale, è stata realizzata specialmente con l'acquisizione di altre società operanti nella generazione o nella distribuzione di energia, più raramente attraverso l'acquisto di impianti produttivi al di fuori dei confini nazionali.
- D) Internazionalizzazione e diversificazione del business. Quest'opzione strategica è sicuramente la più complessa, nonché onerosa in termini finanziari, in quanto

richiede non solo l'entrata in paesi diversi ma allo stesso tempo la diversificazione delle proprie attività.



È bene notare come le diverse scelte che sono state adottate, rappresentano un fenomeno apparentemente in contrasto con l'ipotesi che lo schema S-C-P sia valido. Tuttavia, l'essenza di questo paradigma non è il fatto che imprese di uno stesso settore non possano adottare strategie diverse, essendo ovviamente dotate di libero arbitrio, ma che solamente un determinato tipo di strategia è quella realmente ottimale per ottenere la miglior *performance*, data la struttura del settore e i suoi mutamenti nel corso del tempo. Ciò che si tenterà di dimostrare, dunque, è l'esistenza di una strategia ideale che le aziende analizzate, ad un certo punto della loro storia, hanno dovuto necessariamente percorrere per arrivare ad essere ciò che sono oggi: società *leader* del settore, con marchi prestigiosi e bilanci in attivo. Dopo aver analizzato nel Capitolo 2 la loro storia, nel Capitolo 3, se tale ipotesi si rivelerà corretta, posizionando queste imprese nella matrice di Ansoff dovremmo ritrovarle tutte nello stesso quadrante.



## Capitolo II

### Le compagnie storiche del settore elettrico

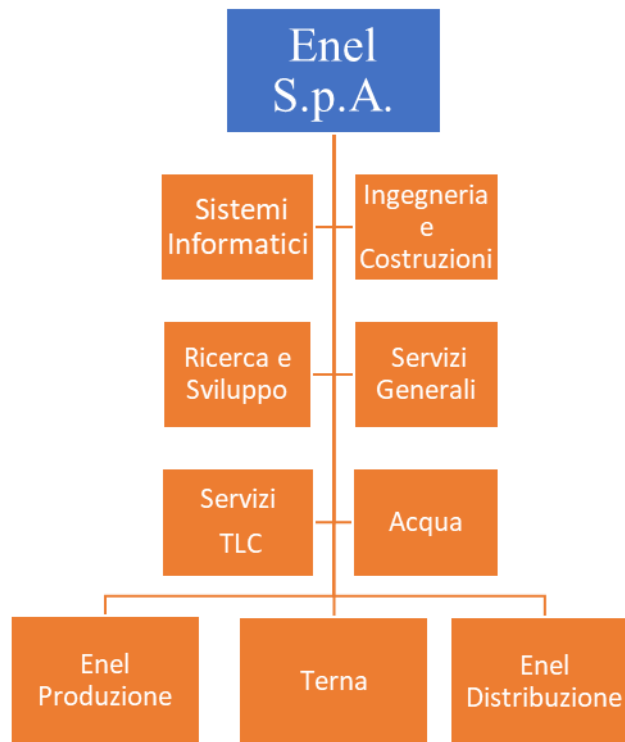
L'analisi verte su un *multiple case study*, in cui verranno prese in esame le aziende leader di Italia, Francia, Germania, Spagna e Svezia, che erano *incumbent* prima dell'inizio delle liberalizzazioni, anche se non si può tracciare un disegno unico del settore dell'energia elettrica di questi paesi prima dell'apertura del mercato. In Italia e Svezia vi era la presenza di un solo operatore statale integrato verticalmente, in Francia vi era monopolio statale per la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica ma non per la produzione, in Spagna vi era un oligopolio di cinque compagnie che si spartivano il paese, mentre la Germania, divisa in Repubblica Federale Tedesca (c.d. Germania Ovest) e Repubblica Democratica Tedesca (c.d. Germania Est), vedeva la presenza di otto società regionali che si spartivano la rete a Ovest ed una ad Est. Nel corso del capitolo verranno analizzati le aziende ex monopoliste ancora esistenti oggi - Enel, EDF e Vattenfall - la principale società spagnola dopo Endesa, la quale è stata acquisita da Enel - Iberdrola - ed infine il più grande e antico gruppo energetico tedesco - RWE - (Battista Zorzoli, 2005).



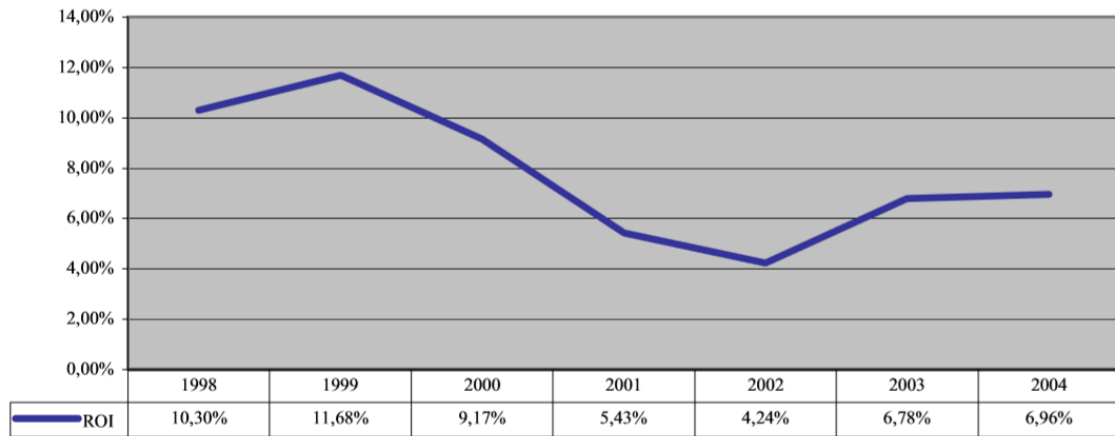
## 2.1 Enel

L'Enel – Ente Nazionale energia Elettrica – venne fondata nel 1962 come ente pubblico attraverso l'unione e la nazionalizzazione di 10 imprese private, arrivando nel corso del tempo ad acquisire 1270 aziende locali, con l'obiettivo di unificare il sistema elettrico nazionale ed ammodernare la rete elettrica, attraverso lo sviluppo dell'alta tensione sulle dorsali appenniniche e i collegamenti con le zone rurali isolate e le isole. I lavori furono finanziati grazie all'emissione nel 1965 di obbligazioni garantite dallo stato per circa 200 miliardi di lire. Per i primi 13 anni di attività la produzione di energia elettrica era basata sulla dipendenza dagli idrocarburi, strategia che venne modificata a partire dal 1975, in seguito alla prima crisi petrolifera. Il Piano Energetico Nazionale (PEN) che venne definito puntò a sostituire la frazione di energia elettrica prodotta grazie al petrolio con altre fonti energetiche, prima fra tutte quella nucleare, ma anche quella idroelettrica, geotermica e si cercò di aumentare l'utilizzo del carbone. La scelta portò ottimi risultati: non solo tra il 1973 e il 1985 la dipendenza dal petrolio passò dal 75,4% al 58,6%, ma le minori importazioni dell'oro nero, unite ad un adeguamento tariffario, portarono per la prima volta il bilancio in attivo nel 1986. L'anno successivo, tuttavia, la catastrofe della centrale nucleare di Chernobyl portò ad un referendum sul nucleare, il cui esito bloccò la realizzazione delle centrali in costruzione e la chiusura di quelle esistenti. Nel 1991 vi fu la prima liberalizzazione della produzione di energia, autorizzando le altre industrie a generare energia per i propri sistemi produttivi, con l'obbligo di cedere quella prodotta in eccesso ad Enel. L'anno successivo Enel fu trasformata in società per azioni con il MEF che rimase unico azionista fino al 1999, anno del Decreto Bersani che avviò la completa liberalizzazione del settore. Enel fu costretta a dividere produzione, trasmissione e vendita in tre aziende separate: Enel Produzione, Enel Distribuzione e Terna. In attuazione della direttiva 96/92/CE venne inoltre fissata al 50% la percentuale di produzione di energia elettrica massima raggiungibile da Enel in Italia. Enel divenne Enel S.p.A. nel 1997, anno in cui venne ceduto il 32%, e nel '99 fu quotata presso Borsa Italiana (Notargiovanni, Degrassi & Sanna, 2006). In questo periodo la struttura organizzativa della società verrà trasformata profondamente, passando da un modello funzionale ad un divisionale basato su tre divisioni, relative alle attività di produzione trasmissione e distribuzione dell'energia, e su una serie di unità organizzative accentrate

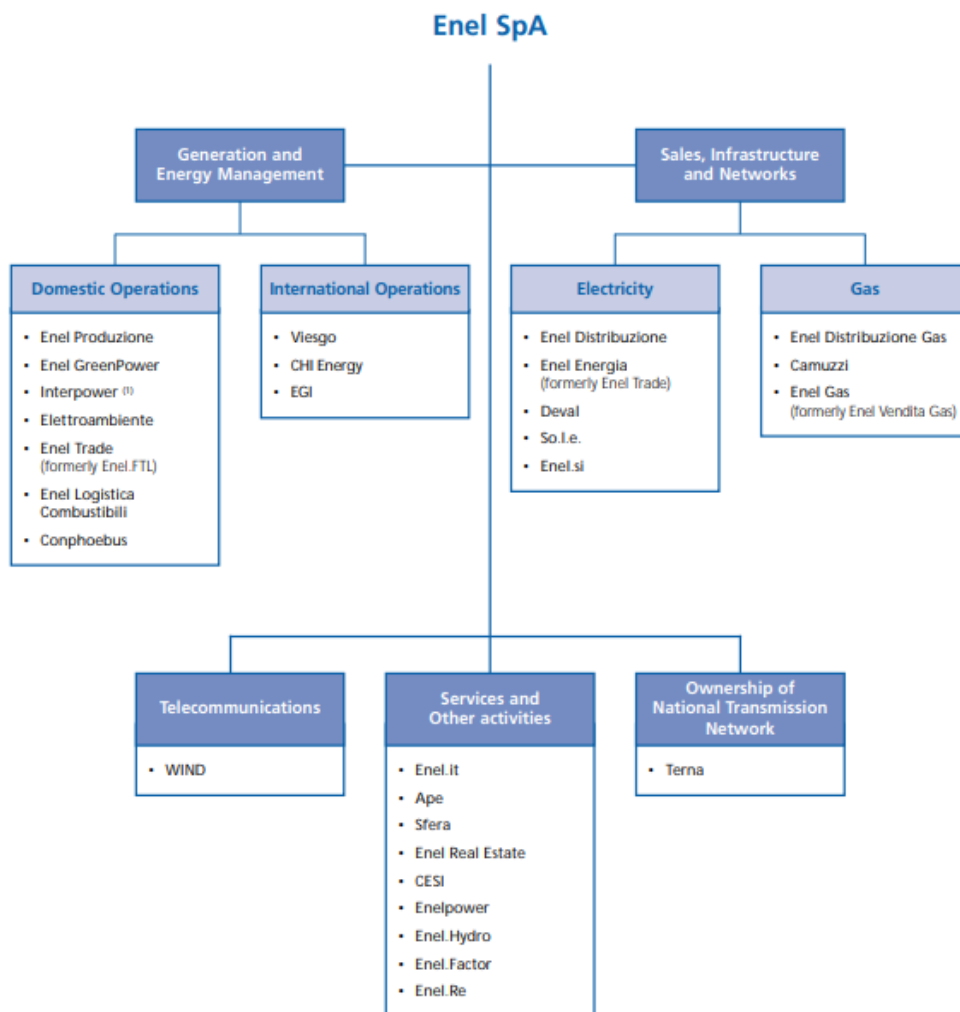
Successivamente alla quotazione Enel divenne una *holding* e le tre divisioni le tre imprese sopra citate.



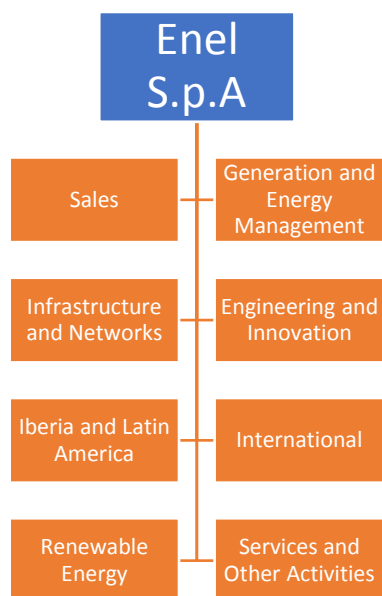
Come molte delle grandi aziende liberalizzate Enel si trovò all'inizio del nuovo millennio a gestire un eccesso di risorse finanziarie, specie se confrontate con le opportunità di crescita nel mercato italiano, limitate dalla legge. Si decise dunque di investire tali capitali diversificando ampiamente il portafoglio di attività. Vennero aumentati gli investimenti nel settore delle telecomunicazioni puntando sulla crescita di Wind, fondata nel 1997, nel settore del gas videro la luce la Columbo Gas e altre tre società minori, nel campo dei combustibili venne fondata Enel FTL, in quello della fornitura dell'acqua Enel.Hydro. Tuttavia, la holding non diversificò solamente nei servizi a rete, ma anche in campo finanziario (Enel Factor e Enel.Re Ltd), si intensificò l'impegno nel real estate ed entrò perfino nel Venture Capital con Enel Capital S.p.A. e altre tre imprese più piccole. Nello stesso anno fu acquistata anche Infostrada da Vodafone, per più di 7 miliardi di euro, che venne fusa con Wind. Nonostante i grandi investimenti, la strategia di diversificazione non correlata non portò i risultati sperati, come si può evincere dal calo del *Return On Investment* che si ebbe proprio in quegli anni.



Date la pessima performance, il Gruppo nel 2002 a compiere una ristrutturazione aziendale, suddividendo l'organigramma in due divisioni rappresentanti il *core business* di Enel (Generazione e Energy Management – Vendite, Infrastrutture e Reti), due divisioni per le attività minori (Telecomunicazioni – Servizi e altre attività) e la divisione di Terna (Enel, 2002)

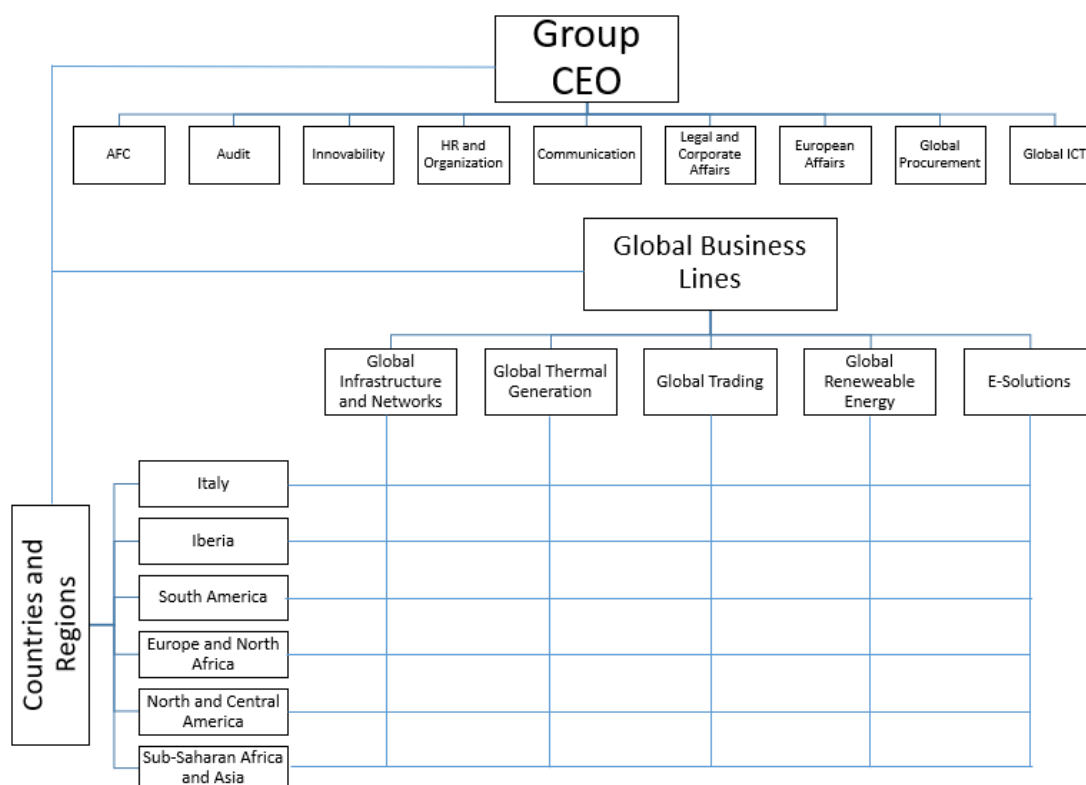


Enel vendette il 50% delle azioni di Terna con un'Offerta Pubblica di Vendita nel 2004, cedendone definitivamente il controllo il 15 settembre 2005 a Cassa Depositi e Prestiti. Nello stesso anno verrà ceduta anche il pacchetto di maggioranza di Wind all'imprenditore egiziano Naquib Sawiris. Con i capitali derivanti dalle cessioni Enel proseguì con più decisione l'espansione sui mercati esteri, fondando una divisione specifica per l'internazionalizzazione. L'azienda si espanse in Europa, Nord e Sud America, fino a quando nel 2009 concluse dopo più di tre anni di trattative la più grande acquisizione della sua storia, prendendo possesso del 92% di Endesa, leader spagnola dell'energia elettrica. Per Endesa venne creata la divisione "Iberia and Latin America", lasciando dunque grande autonomia gestionale alla società. In questi anni Enel aumentò inoltre gli investimenti nel campo dell'energia pulita, con Enel Green Power, nata nel 2008 come spin-off di Enel Produzione, come fiore all'occhiello della divisione "Renewable Energy". Ad oggi Enel Green Power opera infatti in Europa, in tutto il continente americano, in Asia e in Sudafrica (Enel, 2016).

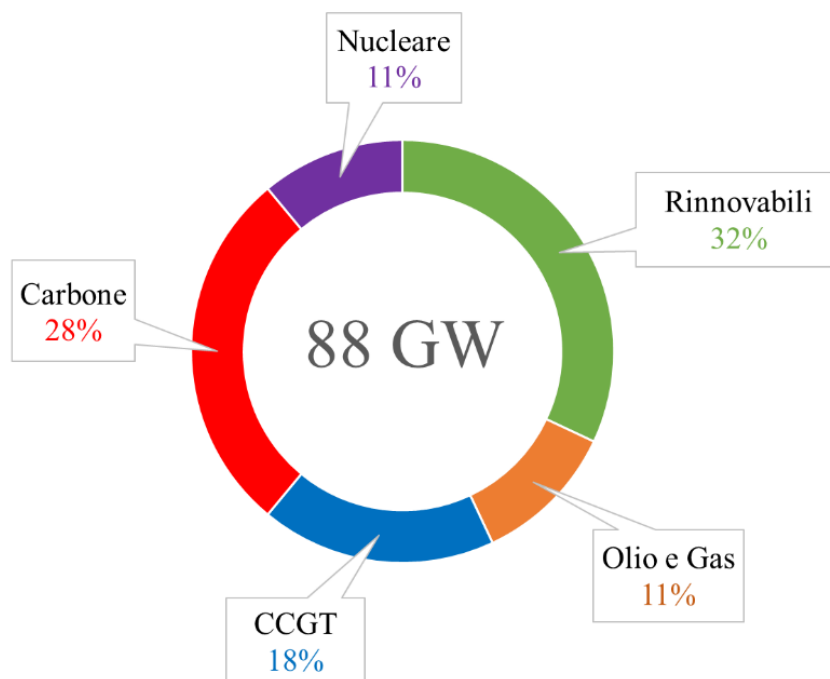


La struttura organizzativa del Gruppo cambiò nuovamente il 31 luglio del 2014, quando sotto la guida del nuovo CEO Francesco Starace venne adottata una struttura matriciale composta da una linea di divisioni e una di unità organizzative suddivise in base all'area geografica di competenza. Grazie al nuovo assetto l'azienda aumentò la rapidità decisionale e il *knowledge sharing*, oltre a poter analizzare in modo più veloce e definito i fattori che contribuivano maggiormente alla creazione di valore. Le divisioni (Global Thermal Generation, Global Infrastructure and Networks, Global Renewable Energy,

Global Trading, E-Solutions) sono responsabili dello sviluppo e della gestione delle varie attività, con l'obiettivo di ottimizzare la performance e massimizzare il rendimento del capitale investito nei vari Paesi e Regioni della linea verticale. Queste divisioni hanno anche il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere con l'intera gerarchia le pratiche migliori e le ultime innovazioni. Si cerca in questo modo di risolvere il problema dell'isolamento delle varie unità organizzative, che spesso era sorto nel corso degli anni man mano che il Gruppo cresceva e che portò in molti casi a duplicare le stesse tipologie di progetti, per via della poca condivisione. Le Regioni e Paesi (Italia, Iberica, America Latina, Europa e Nord Africa, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia), sono invece responsabili della gestione dei rapporti con enti istituzionali e le authority, della vendita di energia elettrica e gas, fornendo personale e servizi di supporto alle divisioni. La matrice è supportata da funzioni generali accentrate: funzioni di servizio globali (Procurement e ICT), che si occupano delle attività di *information and communication technology* e *procurement* a livello di Gruppo, funzioni di *holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Giuridici e Societari, Audit, Affari Europei, Innovazione e Sostenibilità), che sono responsabili della gestione dei processi di *governance* a livello di Gruppo (Enel, 2017).



Enel è ormai un operatore globale, presente in 34 paesi nel mondo, con più 2 milioni di chilometri di rete, 62.900 dipendenti e una capacità gestita di oltre 88 Gigawatt. Di questi, il 32% sono generati da fonti energetiche rinnovabili, due terzi dei quali da impianti idroelettrici. L'obiettivo del gruppo è di arrivare ad emissioni zero entro il 2050.



Tuttavia, nonostante la presenza globale, più del 51% dei ricavi proviene ancora dal mercato Italiano, seguito dall'area di competenza dell'unità "Iberia" con il 27% dei proventi e dall'America latina, che genera il 17,6% dei ricavi.

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Italy	38,781	37,045	1,736	4.7%
Iberia	19,994	18,953	1,041	5.5%
South America	13,154	10,768	2,386	22.2%
Europe and North Africa	2,411	3,798	(1,387)	-36.5%
North and Central America	1,187	1,125	62	5.5%
Sub-Saharan Africa and Asia	96	29	67	-
Other, eliminations and adjustments	(984)	(1,126)	142	12.6%
<b>Total</b>	<b>74,639</b>	<b>70,592</b>	<b>4,047</b>	<b>5.7%</b>

I quasi 75 miliardi di ricavi hanno generato 15,65 miliardi di EBITDA, in crescita del 2,5%, e 3,709 miliardi di utile netto, in aumento del 14,4% rispetto al 2016.

### 2.1.1. Gli obiettivi futuri

Negli ultimi due anni Enel ha deciso di rinnovare l'immagine del brand, puntando sul nuovo mantra "Enel is Open Power", definito dal Ceo Starace come un "*Concetto che ci posiziona come un Gruppo innovativo e sostenibile, che lavora per diffondere ed espandere il contenuto tecnologico delle sue attività, per garantire la sicurezza energetica e migliorare i nostri servizi a livello globale.*" La strategia di Enel è quella di aumentare la condivisione delle conoscenze interne per incentivare l'innovazione, collaborare con i clienti e gli altri *stakeholders*. La vision "Open Power" può essere espressa attraverso cinque linee guida poste alla base dell'approccio operativo del Gruppo nei prossimi anni, che hanno il loro *trait d'union* nell'idea di apertura:

1. Aprire l'accesso all'energia a più persone
2. Aprire la gestione dell'energia alle persone
3. Aprire il mondo dell'energia a nuove tecnologie
4. Aprire l'energia a nuovi utilizzi
5. Aprire Enel a più *partnership*

Sei sono invece i pilastri su cui si basa il piano strategico di Enel per i prossimi 2 anni:

- 1) Digitalizzazione: è previsto un investimento di 5,3 miliardi di euro per digitalizzare le attività, asset e processi e migliorare la connettività della società, con l'obiettivo di generare un incremento dell'EBITDA di 1,9 miliardi di euro entro il 2020
- 2) Attenzione al cliente: obiettivo di 3,3 miliardi di euro di EBITDA nel 2020, di cui 2,9 provenienti dal settore retail di elettricità e gas e 400 milioni di euro da e-Solutions
- 3) Efficienza operativa: obiettivo di risparmi per 1,2 miliardi di euro nel 2020 rispetto al 2017, di cui 500 milioni derivanti dalla digitalizzazione.
- 4) Crescita industriale: riallocazione del capitale verso le economie mature, principalmente nei settori delle Reti e delle Rinnovabili, concentrando circa l'80% degli investimenti per la crescita in Italia, nella Penisola Iberica ed in Nord e Centro America.
- 5) Semplificazione del Gruppo e gestione attiva del portafoglio: l'obiettivo è semplificare gli assetti proprietari delle controllate e razionalizzare le società operative in Sud America. Aumento del focus sulle acquisizioni di partecipazioni



di minoranza con l'obiettivo di investire 2,8 miliardi di euro nel periodo 2017-2020.

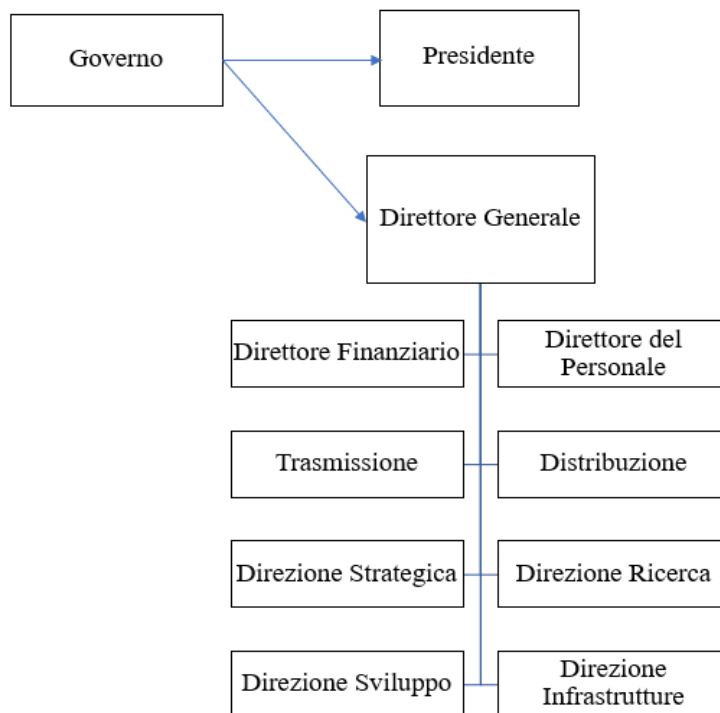
- 6) Remunerazione degli azionisti: conferma del *pay-out* del 70% sull'utile netto ordinario del Gruppo dall'esercizio 2018 in avanti. Dividendo minimo di 0,28 euro per azione con riferimento ai risultati dell'esercizio 2018, in aumento del 33% rispetto al dividendo minimo garantito con riferimento al 2017 (Enel, 2018).

Dall'opera di *rebranding* e dal piano strategico appare evidente come Enel ponga un'attenzione particolare all'innovazione e alla digitalizzazione delle proprie attività. Ciò traspare anche se si analizzano le *partnership* che il Gruppo ha in tutto il mondo, la maggior parte delle quali riguardano aziende del settore tech: General Electric, HP, IBM, Microsoft, Oracle, Tesla, Cisco e Amazon, sono solo alcune delle aziende maggiori con cui Enel ha stretto intese strategiche. Gli obiettivi di queste *partnership* sono i più disparati, la lista che segue ne espone i principali:

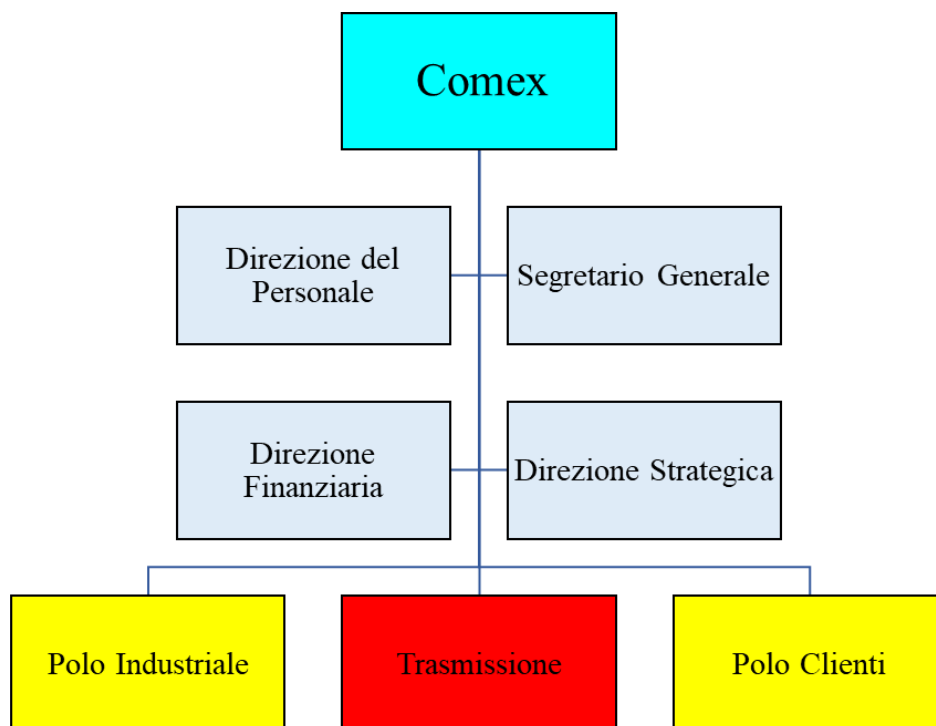
- ❖ Sviluppo delle Smart Grids
- ❖ Sviluppo di nuovi sistemi di accumulo energetico
- ❖ Miglioramento dei nuovi contatori digitali
- ❖ Digitalizzare ed efficientare il consumo *retail* attraverso applicazioni gestionali della rete utilizzabili dagli utenti
- ❖ Sviluppare nuovi sistemi di ricarica per Electric Vehicles
- ❖ Sviluppare software per l'uso dei Big Data e dell'Internet of Things
- ❖ Gestire e velocizzare la trasformazione delle città in Smart Cities (Enel, 2018).

## 2.2 EDF

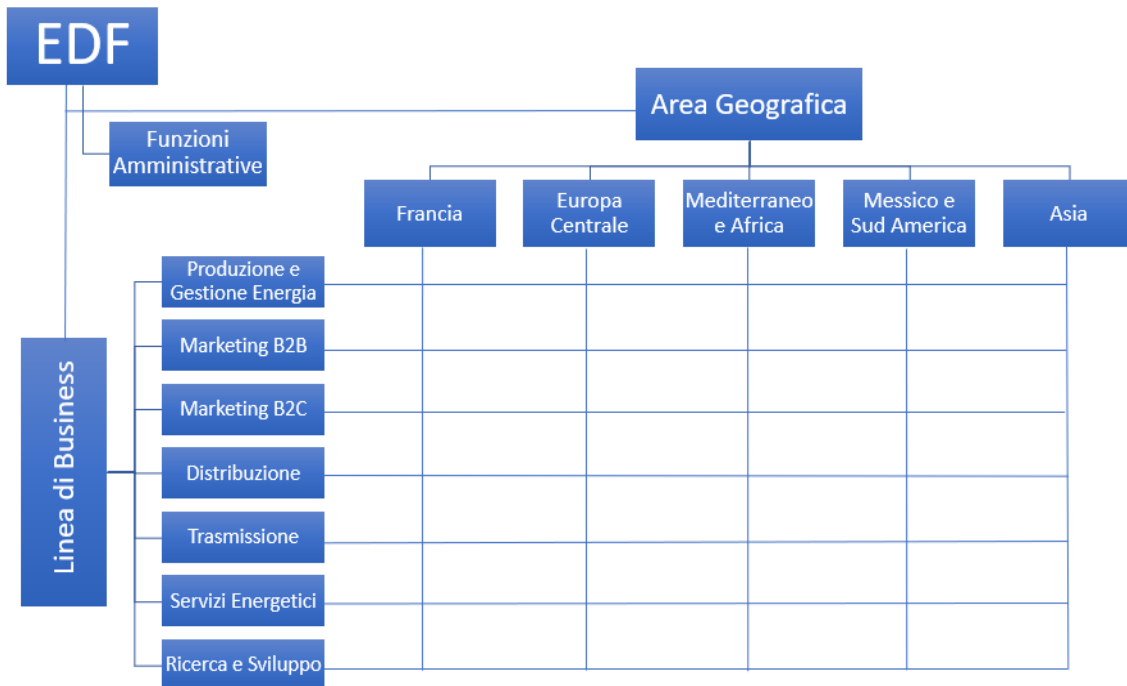
Electricité De France venne fondata l'8 aprile del 1946, nel contesto della nazionalizzazione francese dei settori del gas e dell'elettricità, dalla fusione di 1700 piccole imprese. EDF ottenne il monopolio totale sulla trasmissione e sulla distribuzione di energia elettrica, mentre per la produzione il governo francese lasciò un piccolo numero di imprese locali, che tuttavia potevano generare energia solo per i processi produttivi interni e avevano l'obbligo di cedere a EDF l'eventuale *surplus*. Tra il 1948 e il 1952 il compito principale della società fu quello di ricostruire il sistema di trasmissione dell'energia, gravemente danneggiato dalla guerra: gli aiuti americani provenienti dal Piano Marshall coprono il 36% degli investimenti. Per i primi 20 anni la produzione di energia venne basata su impianti termici a carbone e olio combustibile, oltre ad alcuni impianti idroelettrici. Nel 1963, seguendo la decisione dello stato di garantire l'indipendenza energetica alla Francia, ebbe inizio il passaggio di EDF all'energia nucleare, con sette impianti che vennero costruiti tra il '63 e il '72. Le crisi petrolifere del 1973 e del 1979 convinsero il governo ad accelerare la transizione: tra il 1973 e il 1980 vennero eretti 32 reattori, tra il 1980 e il 1990 altri 20. In quest'arco di tempo la società adottò una struttura organizzativa fortemente integrata, con al vertice un presidente e un direttore generale nominato dal governo.



Nel 1992 EDF comincerà ad espandere il proprio business al di fuori della Francia, con i primi investimenti in America Latina, a cui seguirono acquisizioni in Messico e in Cina (EDF Group, 2002). In Europa ottenne il controllo di London Electricity (ribattezzata EDF Energy nel 2003) nel dicembre 1998. L'anno successivo la normativa sulle liberalizzazioni autorizzerà i siti con un consumo superiori ai 100GWh l'anno, pari al 20% del mercato francese, a scegliere il proprio fornitore energetico. La soglia è stata quindi progressivamente abbassata, con il mercato che venne completamente liberalizzato solo nel 2007, quando anche i clienti domestici poterono scegliere il proprio operatore. Proprio all'indomani della prima apertura, nel 1999, dopo essere stata una società composta essenzialmente da tecnici-ingegneri e governata in maniera "dirigista" dallo stato, verrà avviato un processo di ammodernamento dell'organigramma di EDF. Venne innanzitutto introdotto un unico comitato esecutivo, il Comex, il cui presidente rimase di nomina governativa. Oltre ad alcune funzioni amministrative accentrate, le attività del gruppo furono suddivise nell'unità di gestione della rete di trasmissione e in due divisioni, a cui venne dato il nome di "Polo Industriale" e "Polo Clienti". Il Polo Industriale era composto da tutti i dipartimenti riguardanti la produzione dell'energia, mentre il Polo Clienti gestiva le operazioni di vendita e distribuzione e i dipartimenti internazionali.



L'obiettivo di questa trasformazione era la ricerca di più trasversalità e reattività nelle decisioni, oltre ad una maggiore responsabilizzazione delle singole unità organizzative; si voleva infatti rendere i due Poli centri di profitto autonomi (Ait Abdeslman, 2008). Successivamente per regolare il settore energetico fu istituita la Commission de Régulation de l'Énergie, o CRE, l'*authority* indipendente creata nel maggio 2000. Inoltre, al fine di garantire l'accesso non discriminatorio a tutti gli operatori del mercato, venne creata la Réseau de Transport d'Électricité, che divenne una filiale di EDF nel 2005 sotto il nome di RTE EDF Transport, che ebbe il compito di gestire l'infrastruttura di trasmissione dell'energia. RTE è ancora oggi di proprietà di EDF ed è gestita indipendentemente, ma non è legalmente *unbundled*. Con l'avvento della liberalizzazione la società francese studiò un piano di sviluppo internazionale, acquisendo nel 2001 il 20% della tedesca EnBW, partecipazione incrementata al 45,01% nei successivi quattro anni, ed entrando nell'azionariato di Edison, della quale ottenne il controllo completo nel 2012, in seguito alla dismissione delle attività della società italiana considerate non-core (EDF Group, 2013). Nel 2003 EDF era ormai una grande *holding* internazionale con controllate nei cinque continenti e metà delle vendite al di fuori della Francia. Tuttavia, nonostante i propositi di decentralizzazione, la gestione di EDF rimase accentrata nel Comex e nelle quattro funzioni amministrative. Il fallimento della nuova struttura adottata comportò la definizione di una nuova gerarchia societaria. Sotto la gestione di François Roussey venne adottato un modello organizzativo matriciale, basato su una linea di funzioni e una composta da unità organizzative suddivise a seconda dell'area geografica di competenza, mentre altre funzioni rimasero accentrate a livello di *holding*. Il passaggio al modello matriciale venne effettuato anche per avere da un lato maggiore flessibilità, dall'altro decisioni più accurate dato il delicato momento storico, quello del passaggio al libero mercato. Infine, si voleva finalmente decentralizzare i processi decisionali. La nuova organizzazione, riportando le parole dello stesso Roussey, "*è più reattiva e consentirà di affrontare più efficacemente la concorrenza, a circa 500 giorni dalla liberalizzazione totale del mercato [...] e lascia più responsabilità ai rami*" (Czarnes, 2003). Vennero inoltre aumentati gli investimenti in ricerca e sviluppo, con la funzione R&D che divenne ben presto fondamentale per garantire il *knowledge sharing* tra le diverse Aree Geografiche. Degna di nota, inoltre, la suddivisione della funzione Marketing in Business to Business e Business to Consumer.

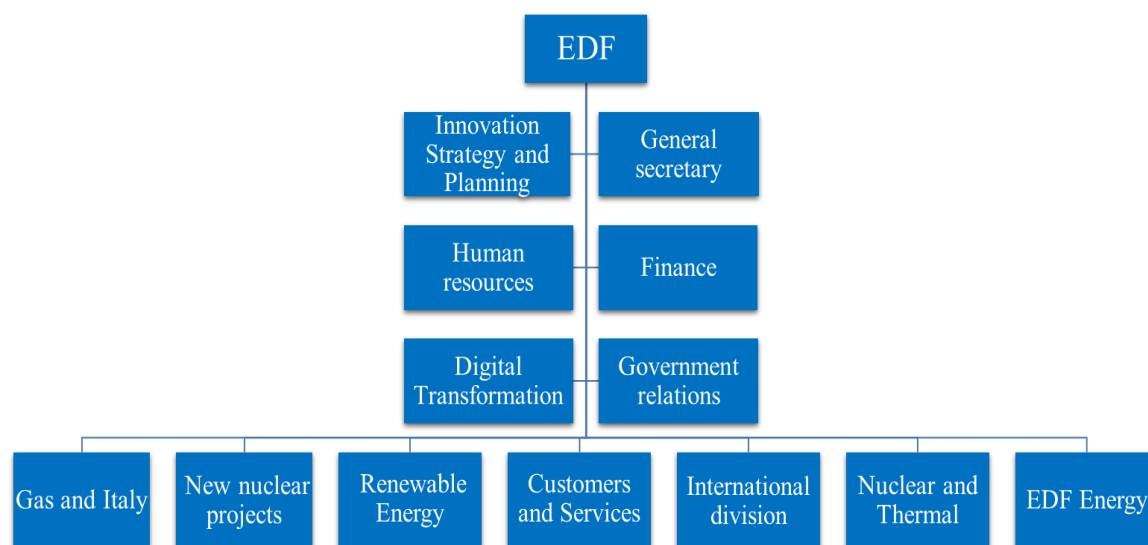


Gli obiettivi finali del nuovo assetto erano 4:

1. Rafforzare le prestazioni dell'azienda responsabilizzando le filiali.
2. Consolidare la coesione sociale interna mobilitando tutti i dirigenti e i dipendenti.
3. Consolidare i punti di forza di EDF rispetto ai concorrenti.
4. Estendere la gamma e la qualità dei prodotti e servizi offerti ai clienti.

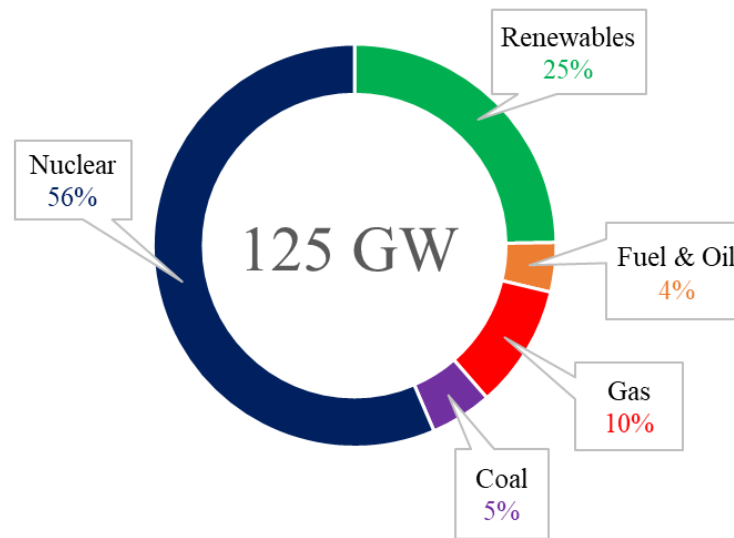
Due anni dopo, con la legge del 9 agosto 2004, EDF divenne Società per Azioni e si quotò in borsa, con lo stato che rimase il maggior azionista. Dopo la quotazione EDF delineò una strategia di rifocalizzazione sull'Europa, vendendo le partecipazioni di controllo delle filiali Edenor (Argentina) e Light (Brasile) e molti dei suoi asset in Messico. Nel 2009 avvenne l'acquisizione di British Energy, una delle più grandi società del Regno Unito, che venne ribattezzata EDF Energy, ed ottenne il controllo della belga Luminus acquisendone il 51% (EDF Group, 2011). Il processo di rifocalizzazione impattò sulla struttura organizzativa, che venne nuovamente modificata. La gerarchia venne suddivisa in una serie di funzioni accentrate a livello di *holding*, alle quali, oltre alle più tradizionali, vennero affiancate le funzioni "Innovation, Strategy and Plannig" e "Digital Transformation", e in una linea di attività raggruppate in base ad un criterio geografico o in base allo scopo. Ai capi di divisione venne dato un livello di delega maggiore rispetto

al passato e la gestione della produzione energetica venne suddivisa in due gruppi di attività: nucleare e termica da un lato, fonti rinnovabili dall'altro. La nuova struttura ha l'obiettivo di facilitare e velocizzare la digitalizzazione del gruppo, per la quale è preposta una funzione apposita e separata dalle restanti attività di ricerca e sviluppo, svolte dalla funzione "Innovation Strategy and Planning", creando dunque un team di persone che ha come unico compito l'implementazione della transizione al digitale della società. La gestione della filiera energetica francese viene svolta in comune dalle divisioni "New nuclear projects", "Renewable energy", "Customers and Services" e "Nuclear and Thermal", coordinate dal CEO J.B. Lévy, a conferma di come il mantenimento della quota di mercato francese sia il primo obiettivo del Gruppo. Le attività negli altri paesi sono invece accentrate nelle divisioni "Gas and Italy" e "EDF Energy", la controllata inglese per cui è stata creata una divisione autonoma, mentre le aziende operanti nel resto del mondo sono gestite dalla "Divisione Internazionale".



Nel 2010 entrò in vigore la legge Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME), che decretò per la prima volta ai concorrenti di EDF il diritto di accesso regolato all'energia prodotta dagli impianti nucleari dell'ex monopolista. È solamente allo scadere del primo decennio del nuovo millennio, dunque, che il mercato francese venne definitivamente liberalizzato. Tra il 2011 e il 2017 il Gruppo si concentrerà sull'aumento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, non rinnegando tuttavia la politica di investimenti nel nucleare adoperata con successo fino ad oggi. Tutt'ora infatti, il 56% degli oltre 125 Gigawatt generati ogni anno provengono dagli impianti nucleari, mentre

le fonti energetiche alternative a quella atomica e alle fossili coprono il 25% della produzione. Per il 2018 sono infatti previsti 1.3 miliardi di investimenti nelle rinnovabili e 1.2 miliardi nel nucleare, a conferma di come il passaggio verso un mix produttivo basato sulle fonti alternative sia un trend, ma non la priorità assoluta del Gruppo (EDF Group, 2017).



Attualmente sono circa 170 i fornitori di elettricità in Francia, comprese le *local utility*, con EDF che mantiene più del 60% del mercato industriale e più del 85% dei clienti residenziali, con un tasso di *switch* che rimane inferiore all'1%. Nel 2018 EDF ha un portafoglio diversificato nei due business storici: quello dell'energia elettrica e quello del gas, sviluppato più recentemente rispetto al primo. Il mantenimento tramite la controllata RTE della rete di trasmissione dell'energia, unito alla conservazione da parte dello stato di oltre l'84% delle azioni, non hanno causato un surplus di risorse finanziarie così come era accaduto per Enel. Se a ciò aggiungiamo il fatto che la Francia sia stato il paese più lento e restio nell'adozione delle Direttive Europee, proteggendo *de facto* la posizione dominante di Electricité De France, comprendiamo perché l'ex monopolista non ha mai investito in settori diversi da quelli tradizionali, preferendo l'espansione internazionale del proprio *core-business*, specialmente in Europa. La Francia resta ovviamente il mercato più importante, che ha generato nel 2017 il 73% delle vendite, pari a 51,5 miliardi di euro, in crescita dell'1,2% rispetto al 2016. Seguono l'Italia con il 14,27% del venduto

e lo UK con il 12,37%, nazioni in cui tuttavia si è avuto un calo complessivo dei ricavi per oltre 1,7 miliardi rispetto all'ultimo bilancio.

<i>(in millions of euros)</i>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Variation</b>	<b>Variation (%)</b>
France - Generation and supply activities <sup>(1)</sup>	35,606	35,191	415	+1.2
France - Regulated activities <sup>(2)</sup>	15,896	15,728	168	+1.1
United Kingdom	8,688	9,267	(579)	-6.2
Italy	9,940	11,125	(1,185)	-10.7
Other international	4,822	5,286	(464)	-8.8
Other activities	7,813	7,734	79	+1.0
Eliminations	(13,133)	(13,128)	(5)	-
<b>GROUP SALES</b>	<b>69,632</b>	<b>71,203</b>	<b>(1,571)</b>	<b>-2.2</b>

Nonostante le vendite totali abbiano subito una discesa del 2,2%, si registra la crescita dell'utile netto dai 3011 milioni del 2016 ai 3289 milioni del 2017 (+9,23%), soprattutto grazie ad una riduzione dell'imposizione fiscale rispetto al periodo precedente (EDF Group, 2017).

#### 2.2.1 Gli obiettivi futuri

EDF ha disegnato uno *strategic plan* per i prossimi anni denominato CAP 2030, presentato nel 2015 e costruito su tre pilastri da raggiungere entro l'anno stabilito:

- 1) Crescere più vicino ai clienti
- 2) Sviluppare il mix produttivo sulle rinnovabili e sul nucleare
- 3) Triplicare l'attività commerciale fuori dalla Francia

#### 1) Crescere più vicino ai clienti

Nel piano di EDF è previsto la creazione di “nuove soluzioni decentralizzate competitive” (EDF Group, 2017), nuovi servizi energetici personalizzati e lo sviluppo delle *smart grids*, le reti intelligenti. EDF si è posta l'obiettivo di aiutare la propria base clienti, ad oggi composta da oltre 35 milioni di consumatori, a comprendere e gestire al meglio il proprio consumo energetico. L'efficienza energetica è dunque il fulcro del primo pilastro strategico, basato sullo *smart meter* “Linky” installato per ora solamente in Francia da Enedis, la controllata di EDF che si occupa del sistema di distribuzione. Con lo slogan



“Essere vicini ai clienti” la società intende anche supportare le aziende e le autorità locali nella transizione energetica verso un consumo *low-carbon* (EDF Group, 2017).

## 2) Sviluppare il mix produttivo sulle rinnovabili e sul nucleare

Il fine è quello di realizzare un nuovo equilibrio del mix di generazione energetico, accelerando lo sviluppo delle energie rinnovabili, soprattutto attraverso la costruzione di impianti idroelettrici ed eolici, in minor parte solari ed eolico-marini, garantendo in aggiunta la sicurezza e le prestazioni degli impianti nucleari esistenti e di nuova costruzione. Il Gruppo intende diventare leader nelle grandi strutture a basse emissioni di carbonio. Il raggiungimento di questo obiettivo richiederà il raddoppio della sua capacità globale nelle energie rinnovabili, nonché l'estensione della vita della sua flotta nucleare francese attraverso il programma Grand Carénage. Quest'ultimo progetto mira ad allungare la possibile vita operativa dei reattori dai 40 anni fino ai 60 ed oltre (EDF Group, 2017).

## 3) Triplicare l'attività commerciale fuori dalla Francia entro il 2030

EDF vuole raggiungere quest'obiettivo diventando un attore chiave in 3-5 paesi e sviluppando una presenza significativa in altri 10 paesi. L'espansione in nuove aree geografiche sulle soluzioni a basse emissioni di carbonio nei paesi emergenti e sul rafforzamento di rinnovabili e nucleare in Europa. Il trend di sviluppo di lungo periodo del Gruppo, dunque, continua ad essere fondato sull'internazionalizzazione del proprio *core-business*, piuttosto che su strategie di diversificazione non correlata (EDF Group, 2017).

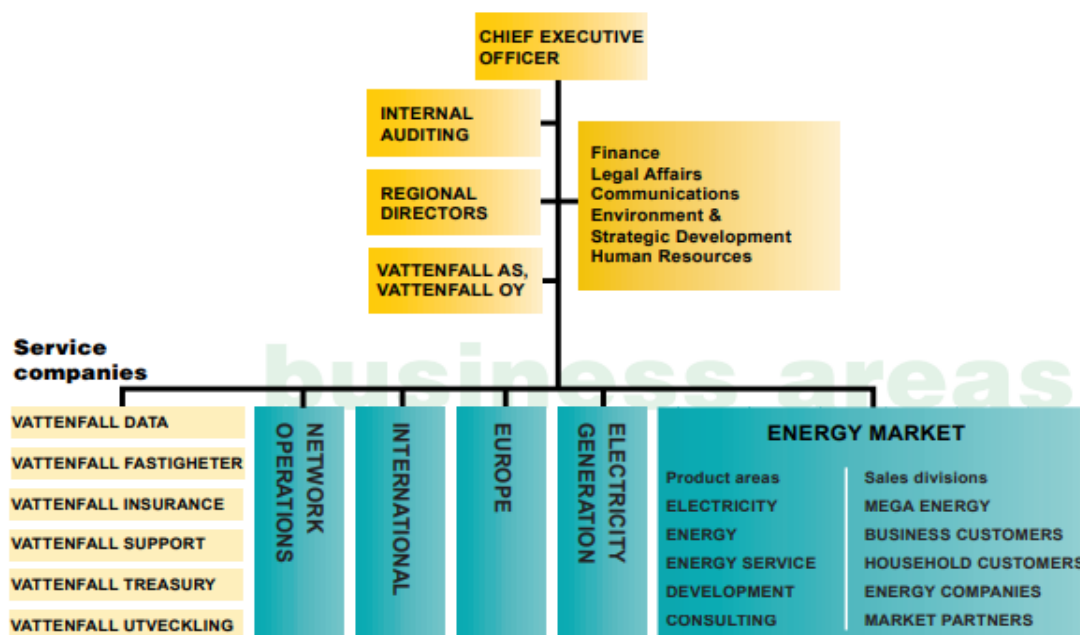
Com'è stato evidenziato, la crescita di EDF sarà basata su un mix produttivo composto da due pilastri, le energie alternative e l'energia atomica. Entrambe le fonti di energia avranno bisogno del supporto di tecnologie sempre più efficienti e innovative, che il Gruppo ha deciso di sviluppare non solo internamente, ma anche attraverso numerose alleanze strategiche. Queste *partnership* possono essere suddivise in due grandi gruppi: da un lato la società ha stretto accordi con centri studi e istituti di ricerca, i più importanti dei quali sono il China Electric Power Research Institute (CEPRI), il Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) in Giappone, il britannico Energy

Technology Institute (ETI) e il francese Efficacity. Il fine di queste alleanze è la modellazione di nuovi componenti per le reti intelligenti, nuovi sistemi di stoccaggio energetico, lo sviluppo di impianti idroelettrici, eolici e solari con rendimenti energetici superiori a quelli esistenti e la gestione della transizione delle città in *smart cities*. Dall'altro lato, il Gruppo ha concluso negli anni delle intese di lungo corso con tre università, l'Imperial College di Londra, l'Università di Manchester e il Massachusetts Institute of Technology (MIT). Questi accordi riguardano studi nel campo dell'energia nucleare, che spaziano dallo sviluppo di nuovi sistemi di sicurezza, all'implementazione di tecnologie in grado di estendere la vita delle centrali nucleari. L'obiettivo più ambizioso è però un altro: lo sviluppo entro il 2035 del primo reattore al mondo per la fusione nucleare, una tecnologia ancora agli albori che potrebbe però rappresentare la più grande svolta energetica, a impatto ambientale zero, dalla scoperta del petrolio (EDF Group, 2018).

### 2.3 Vattenfall

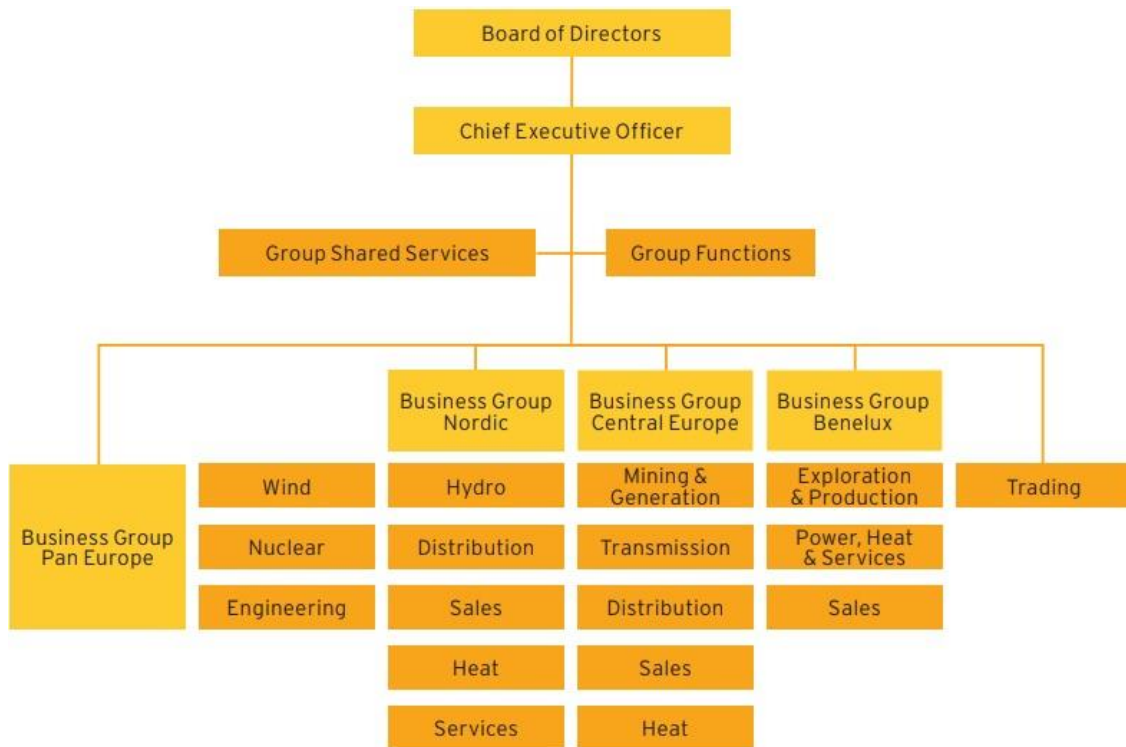
Kungliga Vattenfallstyrelsen, successivamente rinominata semplicemente Vattenfall, (espressione svedese dal significato di “cascata”), venne fondata nel 1909 dallo stato svedese, con lo scopo di ristrutturare il canale di Trollhattan per poter costruire la prima centrale idroelettrica del paese. Tra il 1910 e il 1916 la società eresse altri tre impianti basati sulla stessa tecnologia del primo, che all’epoca era considerata all’avanguardia. Nei primi decenni di vita Vattenfall forniva energia elettrica alla rete ferroviaria e alle industrie nazionali, mentre i clienti domestici erano relativamente pochi a causa degli alti prezzi dell’elettricità. A partire dalla metà degli anni ’30 il consumo di elettricità nel paese aumentò rapidamente, il che portò alla costruzione di diverse grandi centrali idroelettriche, tra cui quella di Harspranget nel 1951, che divenne la più grande al mondo. Nello stesso periodo la società si occupò della realizzazione della rete di trasmissione dell’energia, che collegò per la prima volta la Svezia meridionale e settentrionale. In questo periodo l’azienda crebbe enormemente, passando dai 4.000 dipendenti del 1938 agli oltre 14.000 del 1958. L’espansione dell’impresa comportò una prima riorganizzazione nel 1939, anno in cui venne divisa in grandi reparti edilizi e diverse organizzazioni regionali amministrative. Tuttavia, alla fine degli anni ’50, l’azienda era ancora priva di un comitato esecutivo, sistema di *governance* inadatto per la nuova dimensione societaria. Il primo Executive Board venne creato nel 1962, sotto la presidenza di Erik Grafström, che cercò inoltre di rendere il management responsabile dei profitti e delle eventuali perdite dell’impresa. Nel frattempo, la domanda di energia elettrica della nazione continuò a crescere. Per soddisfarla, a cavallo tra gli anni ’60 e ’70, la società iniziò la progettazione di alcuni reattori nucleari: i primi due videro la luce tra il 1975 e il 1976 nella zona di Ringhals, quando la prima crisi petrolifera spinse il governo svedese, pur non essendo un grande importatore di petrolio, a velocizzarne la costruzione. Nel corso del decennio successivo furono 12 i reattori totali eretti da Vattenfall, fino a quando la domanda interna di energia si stabilizzò nella seconda metà degli anni ’80. Da quel momento lo stato svedese pretese che l’azienda aumentasse la propria redditività in modo da autofinanziarsi, concedendole inoltre, per la prima volta, grande libertà per le decisioni di investimento (Vattenfall, 2000). Nel 1992 l’impresa divenne una società a responsabilità limitata, con il nome di Vattenfall AB, in vista della liberalizzazione del mercato, che ebbe inizio nel 1995. In quell’anno lo stato svedese, che aveva mantenuto il

controllo dell'operatore, creò Kraftnät, società a cui venne data in gestione la rete di trasmissione dell'energia, scorporandola da Vattenfall AB. Nello stesso anno nacque l'Electricity Network Authority, il regolatore indipendente svedese. Tra la fine degli anni novanta e il 1995, la società aveva inoltre iniziato un'opera di espansione internazionale, entrando nel mercato elettrico di Germania, Finlandia, Polonia, Estonia e Lituania, grazie a numerose acquisizioni di piccoli operatori locali. Nel 1996, il mercato fu definitivamente liberalizzato, con i consumatori domestici che divennero completamente liberi di scegliere il proprio fornitore energetico (Swedish Competition Authority, 1996). Nel gennaio del '96 la Svezia entrò a far parte del Nord Pool (fondato dalla Norvegia nel 1991), il primo mercato all'ingrosso dell'energia elettrica operante su base internazionale, che fu il primo mercato europeo sia fisico che finanziario e venne presto considerata l'esperienza più riuscita di Borsa Elettrica in Europa. Successivamente, aderirono al Nord Pool la Finlandia nel giugno 1998 e la Danimarca nel giugno 1999 (Notargiovanni, Degrassi & Sanna, 2006). Dati i profondi cambiamenti nella struttura del mercato e l'internazionalizzazione che l'impresa stava vivendo, divenne necessaria una ristrutturazione della gerarchia interna. La struttura organizzativa regionale adottata fino ad allora venne abbandonata, a favore di una basata sulla suddivisione delle attività in cinque "Business Areas"

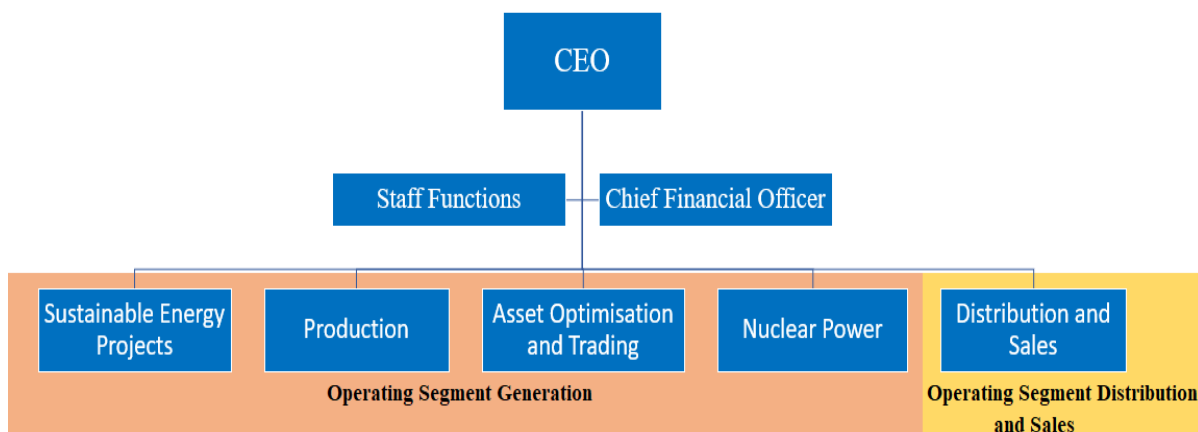


L'area gestita dall'unità "Energy Market" era quella dei paesi scandinavi, l'unità "Europe" gestiva il business nel resto d'Europa, mentre all'unità "International" venne affidato il compito di predisporre un piano di investimenti al di fuori del vecchio continente (Vattenfall, 1997). Tuttavia, il piano di espansione era focalizzato sulla penetrazione nel mercato tedesco. La società si stabilì ad Amburgo nel 1996, diventando proprietaria di Vasa Energy, ed in tal modo l'azienda iniziò a conoscere il mercato della Germania e cominciò a studiare altre potenziali acquisizioni. Nel 1999 acquisì il 25,1% di HEW, partecipazione che aumentò fino a quando nel 2001 Vattenfall divenne l'azionista di maggioranza, grazie all'acquisto della quota di E.ON, ceduta su imposizione dell'authority tedesca. Nello stesso anno, proprio tramite HEW, la società acquisì un altro produttore energetico, Bewag, mentre l'anno successivo entrò a far parte del Gruppo svedese VEAG, azienda nata dopo il crollo del muro di Berlino. Nel 2003, tutte le acquisizioni fatte in Germania vennero fuse per formare una nuova impresa: Vattenfall Europe. Vattenfall era diventata in pochi anni il terzo produttore tedesco di energia elettrica, con quasi 22.000 dipendenti nel paese e oltre la metà del fatturato che proveniva dalla Germania (Vattenfall, 2004). Nondimeno, l'espansione internazionale aveva preso piede anche nel resto d'Europa. Nei primi anni 2000 Vattenfall acquistò una quota del produttore di energia termica EW a Varsavia e della compagnia elettrica GZE nel sud della Polonia, che avevano una base clienti complessiva di oltre un milione di consumatori. Gradualmente, Vattenfall divenne azionista di maggioranza in entrambe le società. Nel 2006, in aggiunta, il Gruppo compì una serie di grandi investimenti in Danimarca, acquistando una serie di centrali elettriche a carbone e impianti eolici. Grazie a questi ultimi divenne uno dei maggiori produttori al mondo di energia eolica *offshore*. Il 23 febbraio 2009 Vattenfall portò a termine la più grande acquisizione mai realizzata da una società svedese, ottenendo il controllo del gigante olandese Nuon per oltre 9 miliardi di euro, operatore principale del mercato olandese, belga e lussemburghese (Vattenfall, 2009). Vattenfall era ormai divenuta uno dei più grandi player del mercato dell'energia elettrica europeo e con la crescita dimensionale anche l'organigramma aziendale subì dei profondi cambiamenti. Le operations della società vennero suddivise in Business Group, ognuno dei quali era un centro di profitto ed era dunque responsabile dei propri utili e perdite. Il "Business Group Nordic" gestiva le attività in Svezia, Finlandia, Danimarca e Regno Unito, il "Business Group Central Europe" quelle in

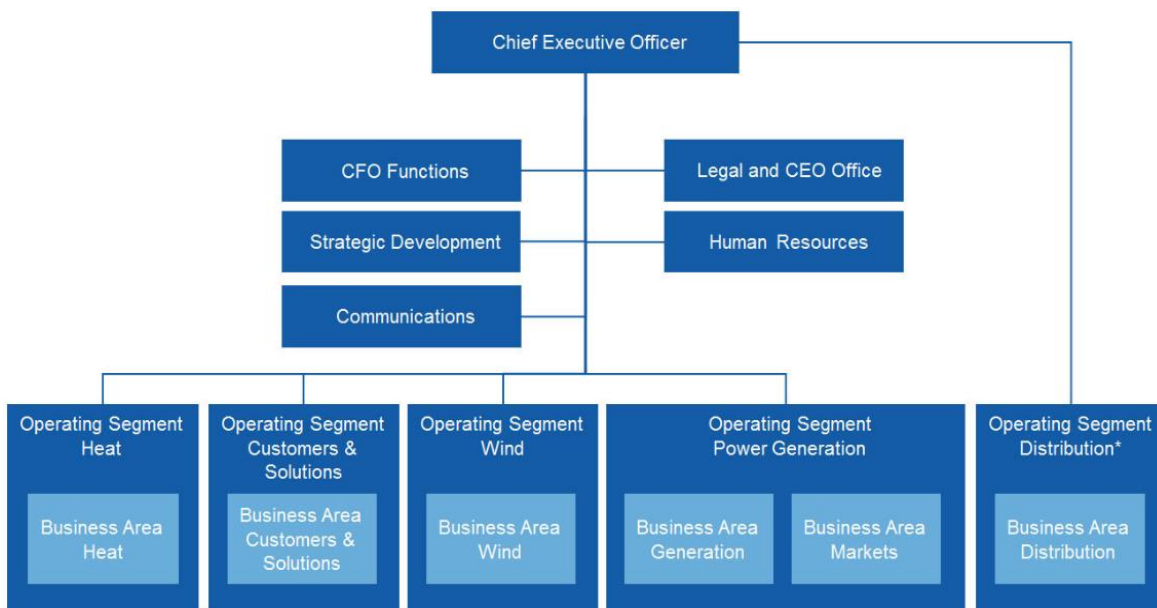
Germania e Polonia e comprendeva Vattenfall Europe, mentre il “Business Group Benelux” fu creato dopo l’acquisizione di Nuon. L’ultimo, il “Business Group Pan Europe”, ottenne invece la gestione di alcune operations condivise da tutti e tre gli altri Business Group: le attività in ambito eolico, nucleare e di ricerca e sviluppo (Vattenfall, 2011)



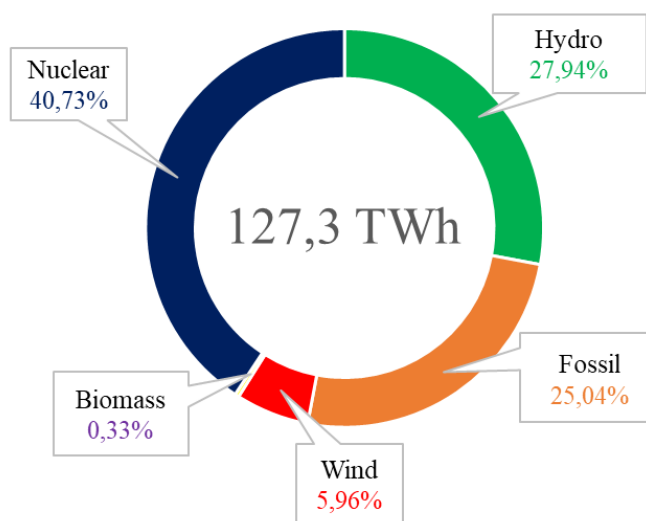
Nel 2011, A seguito della decisione del Bundestag di mettere fuori servizio tutte le 17 centrali nucleari tedesche entro il 2022, Vattenfall fu costretta a ridurre il valore contabile delle sue due centrali nucleari in Germania, Brunsbüttel e Krümmel. Quest’evento, unito alla crescita eccessivamente veloce che il Gruppo aveva avuto negli ultimi anni e che comportò numerose inefficienze interne, fece diminuire le vendite per la prima volta in oltre dieci anni, con gli utili che crollarono del 26,58% in un solo anno. La difficile situazione finanziaria portò alla cessione di tutti gli asset societari in Polonia, alla dismissione dell’attività di produzione di gas in Danimarca e Belgio e alla vendita delle società controllate che gestivano la distribuzione in Finlandia. Dopo queste cessioni Vattenfall scelse quindi di rifocalizzare il proprio business su tre mercati: Svezia, Germania e Olanda, investendo inoltre nella transizione aziendale verso un mix produttivo a basso impatto ambientale, fondato sugli impianti idroelettrici e eolici. Il processo di rifocalizzazione provocò un nuovo mutamento organizzativo.



Le *operations* della società vennero suddivise in due grandi blocchi: quello delle attività commerciali e quello delle unità funzionali accentrate. Le prime erano organizzate in due “Segmenti Operativi”: il primo comprendeva quattro divisioni che si occupavano della generazione e dell’efficienza energetica, il secondo aveva invece responsabilità sulla distribuzione e la vendita dell’elettricità. Alle funzioni accentrate venne assegnato il compito di supportare le attività aziendali ed era racchiusa nell’unità “Staff Functions”. Per la prima volta da quando era nata, Vattenfall disse addio ad una struttura organizzativa progettata in base ad una suddivisione geografica delle attività (Vattenfall, 2012). Tra il 2012 e il 2015, il Gruppo dovette affrontare un periodo in cui i propri impianti produttivi generarono un surplus di energia rispetto a quella effettivamente assorbita dalla propria base clienti, dati i minori consumi dovuti alla crisi economica. Vattenfall decise dunque di cedere le miniere di lignite in Germania ed altre attività ad alte emissioni di CO<sub>2</sub> nel resto d’Europa, riequilibrando le inefficienze produttive, ed investendo il ricavato nella transizione del portafoglio energetico verso le fonti alternative (Vattenfall, 2014). Tuttavia, le vendite continuarono a calare di oltre il 3% annuo di media, fino a quando nel 2015 la società optò per una nuova riorganizzazione interna. I Segmenti Operativi divennero cinque, ognuno dei quali aveva responsabilità su una certa area di business, ad eccezione del segmento “Power Generation”, responsabile di due aree. Il fine dichiarato era quello di recuperare efficienza e minimizzare i costi interni, dato che fin dal 2013 Vattenfall era in perdita. Contemporaneamente, inoltre, fu effettuata una drastica riduzione del personale, con la forza lavoro che passò dalle oltre 31.000 persone di inizio 2013 alle 19.700 di fine 2016. Il riassetto organizzativo e i profondi tagli dei dipendenti consentirono al Gruppo, nonostante il fatto che il trend negativo delle vendite non si fosse ancora invertito, di tornare in utile nel 2017 (Vattenfall, 2017).



La transizione verso una produzione ecosostenibile è proseguita anche con il nuovo modello organizzativo, con un portafoglio energetico, nel 2018, capace di generare oltre il 34% dell'elettricità da fonti rinnovabili. Tuttavia, le fonti alternative sono ancora al secondo posto, dietro gli impianti nucleari, che garantiscono ancora oltre il 40% dell'energia. Gli impianti idroelettrici sono per oltre l'80% situati in Svezia, gli eolici in Danimarca, Olanda e Regno Unito, mentre quelli basati sui combustibili fossili sono localizzati perlopiù in Germania. Le centrali nucleari, invece, sono presenti solamente in Svezia (Vattenfall, 2017).



Nel 2018, Vattenfall è ancora al 100% di proprietà dello stato svedese, ed è un operatore



presente in Svezia, Germania, Danimarca, Olanda e Regno Unito, con una base clienti di oltre nove milioni di consumatori, posizionando ad oggi il Gruppo come il quarto player in Europa per quota di mercato. La nazione più importante in termini di vendite è la Germania, che ne genera il 47% del totale (6,11 miliardi di euro), seguita dalla Svezia con oltre il 32% (4,17 miliardi di euro) e dall'Olanda con il 16,5% (2,14 miliardi di euro). Complessivamente, tra il 2016 e il 2017, si è verificato un calo delle vendite del 2,81%, pari a 376 milioni di euro.

*In millions of SEK*

	2017	2016	Variation	Variation %
Sweden	43,433	43,431	0,002	-
Germany	63,601	67,143	-3,542	5,28%
Netherlands	22,300	24,302	-2,002	8,24%
Other Countries	9,942	7,087	2,855	-40,29%
Eliminations	-3,981	-2,755	-1,226	-44,50%
<b>Total</b>	<b>135,3</b>	<b>139,208</b>	<b>-3,913</b>	<b>2,8109%</b>

La riorganizzazione, l'abbattimento dei costi e la maggior efficienza, nonostante la diminuzione dei ricavi, hanno riportato nel 2017 il bilancio in positivo, con un EBITDA pari a 3,311 miliardi di euro (34,460 miliardi di SEK, le corone svedesi) in crescita del 21%, ed un utile netto di 919 milioni di euro (9,571 miliardi di SEK), mentre il 2016 si era chiuso con una perdita di oltre 208 milioni.

### 2.3.1 Gli obiettivi futuri

Lo Strategic Plan di Vattenfall prende il nome di "Fossil free within one generation" ed è basata su quattro obiettivi strategici:

1) Dirigersi verso il consumo sostenibile, con particolare attenzione all'aumento della centralità del cliente, posizionandosi come fornitore di soluzioni energetiche decentralizzate e promuovendo una società "climate-smart". In particolare, l'azienda vuole mantenere un Net Promoter Score relativo, ossia confrontato rispetto a quello dei concorrenti, positivo e in costante aumento. Nel 2017 il NPS relativo è stato di +7, in crescita di due punti rispetto al 2016.

2) Dirigersi verso una produzione sostenibile, obiettivo che comporta la crescita della percentuale di energia generata da fonti rinnovabili, con lo scopo di raggiungere un mix

produttivo privo di combustibili fossili entro una generazione. Nei prossimi due anni quasi il 60% degli oltre due miliardi di investimenti previsti saranno destinati allo sviluppo di nuovi impianti eolici, specialmente *offshore*, seguiti da quelli solari. Il paese in cui verranno indirizzate le maggiori risorse è la Danimarca, seguita dalla Germania.

3) Migliorare l'efficienza operativa degli stabilimenti, delle reti e dei centri assistenza attraverso una maggiore digitalizzazione delle attività. L'obiettivo è raggiungere e mantenere nel tempo un Return On Capital Employed (ROCE) pari all'8% o superiore. Nel 2017 il ROCE è stato del 7,7%, in crescita dello 0,5%.

4) Aumentare l'impegno e le motivazioni del personale, diventando un datore di lavoro attraente e diffondendo il valore della responsabilità sociale e ambientale lungo tutta la catena del valore. L'obiettivo è raggiungere e mantenere un Employee Engagement Index del 70% o superiore. Nel 2017 l'indice è stato del 64%, in crescita del 7%.

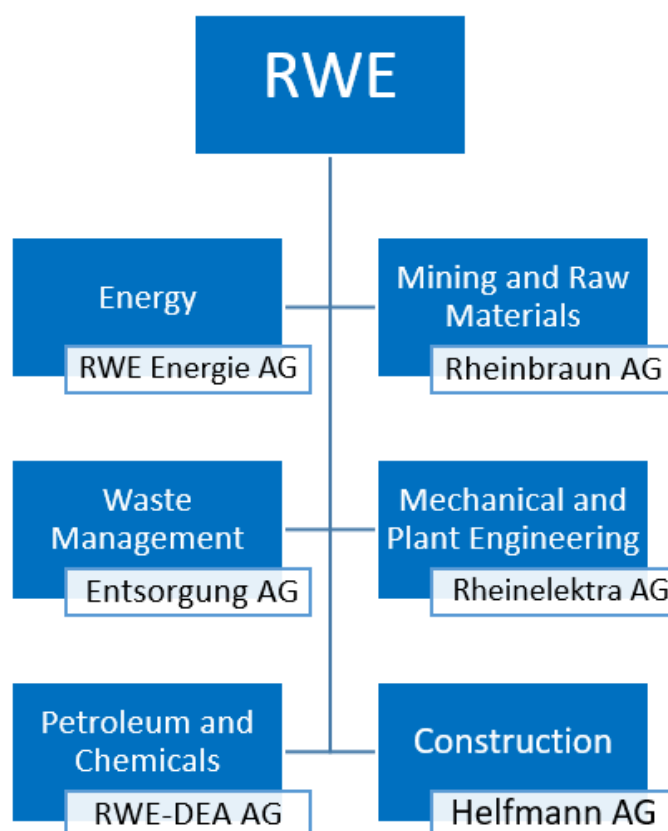
Per raggiungere i target di “Fossil free within one generation”, Vattenfall ha concluso diverse *partnership* che hanno l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO2 della Svezia. Il piano strategico del Gruppo, pertanto, non riguarda solamente la filiera produttiva interna, ma l'intero paese. Lo stato svedese infatti, proprietario di Vattenfall, ha deciso di rendere la nazione *carbon-free* nei prossimi 25-30 anni, con la sua azienda energetica che dovrà svolgere un ruolo da protagonista per rendere questo fattibile. Per questi motivi, Vattenfall ha stretto una *partnership* con Preem, la più grande compagnia petrolifera della Svezia, con lo scopo di produrre 3 milioni di metri cubi di biocarburanti entro il 2030. Altro grande accordo che punta ad abbattere le emissioni di anidride carbonica nel paese è quello tra Vattenfall e Cementa, che ha il fine di rendere il processo di produzione del cemento ad impatto zero, utilizzando la corrente elettrica invece che i combustibili fossili e rendere Cementa *carbon-free*. Se le due imprese riusciranno a raggiungere tale scopo, la Svezia otterrà una riduzione delle emissioni di ben il 5% (Vattenfall, 2018). Nel 2016 Vattenfall ha inoltre sottoscritto una *joint venture* con il produttore di acciaio SSAB AB e l'impresa mineraria LKAB, entrambe svedesi, che ha dato vita a Hybrit, progetto che l'ambizioso obiettivo di creare la prima tecnologia al mondo capace di produrre acciaio senza emissioni, sostituendo carbone e petrolio con l'idrogeno. Hybrit, a cui è stato dato 20 anni di tempo per realizzare l'innovativo processo, potrebbe ridurre le emissioni

svedesi del 10% (Hybritdevelopment, 2018). Infine, il Gruppo ha concluso un'alleanza con BMW, che mira a realizzare delle nuove batterie al litio più performanti di quelle esistenti oggi, che la casa automobilistica utilizzerà per le proprie automobili elettriche, mentre Vattenfall le userà per accumularci l'energia elettrica generata dai suoi impianti (Vattenfall, 2018).

## 2.3 RWE

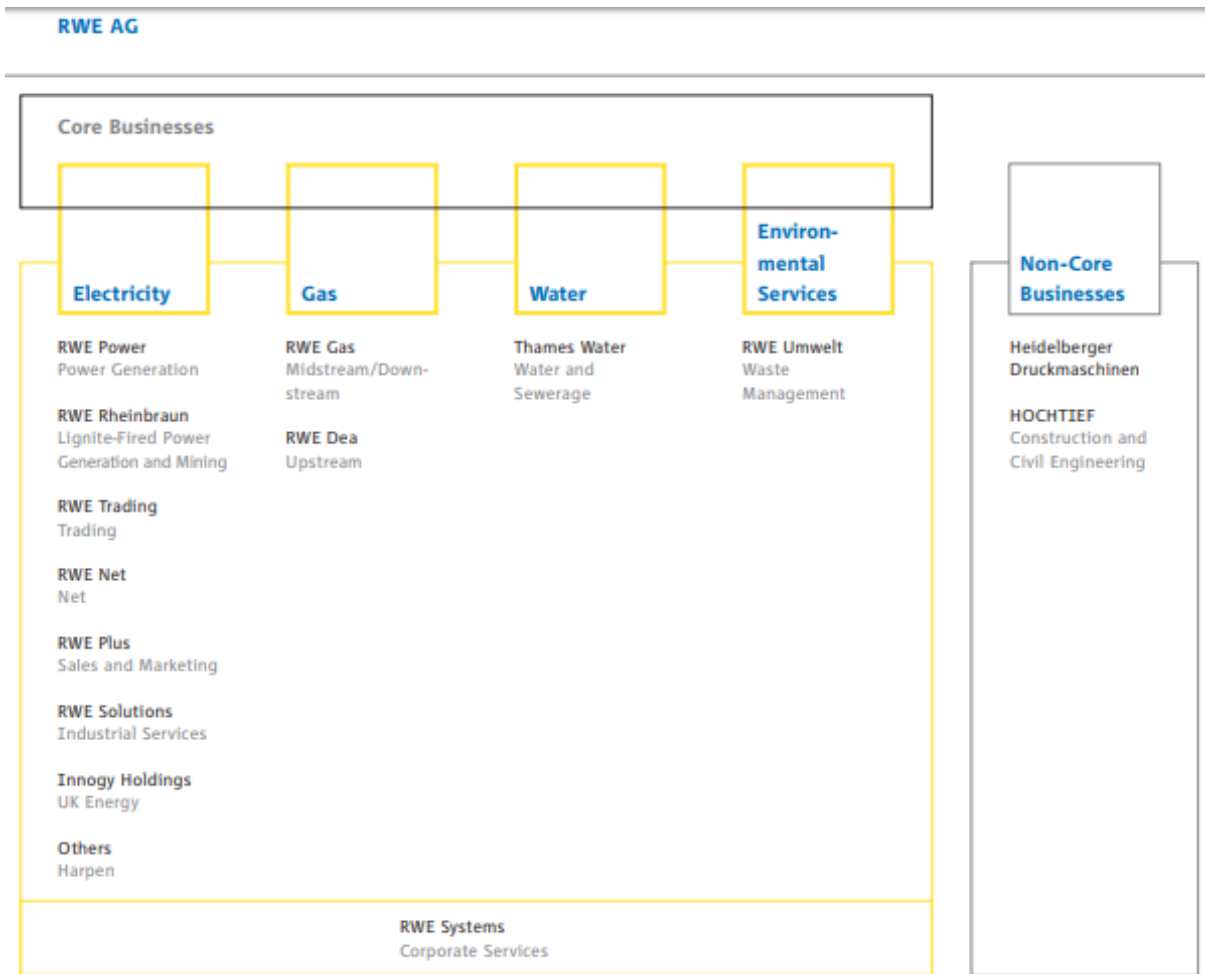
RWE, acronimo di Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk (Centrale Elettrica della Renania-Vestfalia), venne fondata nel 1898 con lo scopo di fornire energia elettrica alla città di Essen. Nel 1902 l'imprenditore Hugo Stinnes acquisì la quota di maggioranza, il quale guidò la società verso una rapida espansione su tutto il territorio tedesco, attraverso una lunga serie di acquisizioni di piccoli fornitori locali. La strategia di Stinnes consisteva nel generare elettricità in centrali elettriche il più possibile ampie e con un eccellente accesso ai trasporti, fornendo elettricità a basso costo ad una rete di clienti che includeva fabbriche e famiglie. Nel 1914 la centrale di Goldenbergwerk riuscì per la prima volta a convertire la lignite in elettricità, cosicché RWE trasferì rapidamente il focus delle sue attività di generazione sulla lignite renana, iniziando l'estrazione della lignite negli anni '20. Nello stesso periodo l'azienda costruì i suoi primi impianti idroelettrici nella Germania meridionale, ed arrivò a collegare il nord del paese con i bacini di Vorarlberg in Austria, costruendo dunque la prima linea elettrica che attraversava la Germania da nord a sud. Nel 1930 edificò la prima linea elettrica ad alta tensione da 220kV, che permise la costruzione del primo sistema di rete interconnesso tra le centrali termoelettriche della Renania e le centrali idroelettriche nelle zone meridionali. La crisi economica del 1929 colpì duramente la società, dato il crollo di domanda di elettricità da parte delle industrie, con gli impianti che tornarono a pieno regime solamente durante il programma di rianimazione nazionalsocialista della seconda metà degli anni '30. Dopo il termine del secondo conflitto mondiale, RWE dovette affrontare l'incredibile domanda di elettricità derivante dal miracolo economico della Repubblica Federale Tedesca. Furono realizzate tre nuove centrali a lignite che entrarono in funzione nel 1955, specialmente grazie agli immensi giacimenti della Renania, mentre nel 1964 la centrale termoelettrica di Frimmersdorf divenne la più grande del mondo. Inoltre, specialmente per via delle pressioni del governo tedesco, RWE edificò a Kahl nel 1961 e a Gundremmingen nel 1966 le prime due centrali nucleari della Germania, mentre nel 1975 entrò in funzione a Biblis il più grande impianto nucleare europeo. Le crisi petrolifere del 1973 e del 1979 costrinsero l'azienda ad intensificare la ricerca e la sperimentazione di modi alternativi per generare energia; nascono in questi anni di crisi i primi prototipi di pannelli fotovoltaici e solari termici (Votteler, 2003). Data la sostanziale stagnazione

della domanda energetica negli anni '80, RWE optò per una strategia di diversificazione del business, trasformandosi, grazie ad una serie di acquisizioni, in una conglomerata. La struttura organizzativa, fondata fino ad allora nelle tre unità di generazione, trasmissione e dispacciamento energetico, tipico delle imprese energetiche nate prima delle Direttive Europee sulle liberalizzazioni, venne abbandonata. Fu adottato un modello divisionale basato su sei unità organizzative, una per ogni ramo di business, le quali erano gestite dalle sei principali società per azioni (in tedesco *Aktiengesellschaft* o più comunemente "AG") che erano controllate dalla holding e che a loro volta controllavano società minori. RWE Energie AG fu la società/divisione a cui venne affidato il business tradizionale dell'energia elettrica, Rheinbraun AG ebbe il compito di gestire l'estrazione e l'approvvigionamento delle materie prime ed in particolar modo della lignite, Entsorgung AG divenne responsabile dello smaltimento rifiuti, RWE-DEA AG era la principale società petrolifera e chimica del Gruppo, Helfmann AG era attiva nel settore dell'edilizia mentre Rheinelektra AG conduceva le attività di ingegneria e manutenzione degli impianti energetici del Gruppo, il quale fu ribattezzato RWE AG (Peters & Gast, 2002).



La nuova struttura venne mantenuta fino all'approvazione da parte del parlamento tedesco dell'Industry Energy Act, che nel 1998 sancì la completa liberalizzazione del mercato energetico della Germania e la fine dei monopoli regionali, consentendo ai consumatori di cambiare gestore e garantendo il libero accesso alle infrastrutture di trasmissione ai *player* del settore, anche se esteri. L'apertura del mercato condusse RWE ad un ripensamento generale della propria strategia di diversificazione; il Gruppo decise di concentrarsi sulle aree di business tradizionali, ed iniziò a cedere le altre attività. L'azienda capì infatti che, con l'avvento del libero mercato, la dimensione minima efficiente tale da garantire un adeguato livello di competitività con gli altri concorrenti europei, era cresciuta notevolmente. Gli sforzi vennero dunque indirizzati verso la crescita dimensionale delle controllate operanti nel core business dell'energia e degli altri servizi a rete, che la portò quindi ad adottare il modello *multiutility*. Nel 2001 la società entrò nel mercato del Regno Unito attraverso l'acquisizione di Thames Water e l'anno successivo ottenne il controllo dell'American Water Works Company, con sede nel New Jersey, che divenne una sussidiaria di Thames Water. Sempre nel 2002, RWE portò a termine la più grande acquisizione della sua storia ottenendo la quota di maggioranza di Innogy, società britannica di servizi elettrici e gas, per 6 miliardi di sterline. L'espansione internazionale continuò senza sosta, con numerose acquisizioni che portarono il Gruppo ad entrare nei mercati di Repubblica Ceca (Transgas), Polonia (Stoen) e Slovacchia (VSE), che fecero di RWE il terzo operatore europeo nel settore dell'energia elettrica ed il sesto nel settore del gas (Novakovic, Stankovic, Smiljic, Gasovic & Bajic, 2005). Nel 2003 venne fondata RWE Power, alla quale furono affidate tutte le centrali elettriche e le miniere di lignite precedentemente gestite da Rheinbraun AG, con lo scopo di adeguare gli impianti ai nuovi standard di sicurezza ambientale. Il Gruppo decise infatti di intraprendere la strada verso l'abbattimento delle emissioni del proprio mix produttivo, scelta che portò alla chiusura delle centrali elettriche più vecchie e inquinanti. L'obiettivo della riduzione di CO<sub>2</sub> condusse nel 2005 allo scambio di attività con RAG AG, la più grande compagnia di estrazione di carbone della Germania, alla quale RWE cedette la propria partecipazione nella società elettrica STEAG, ricevendo in cambio il pieno controllo della società di energie rinnovabili Harpen AG. La grande espansione internazionale di questi anni, unita alla strategia di focalizzazione sul modello di business *multiutility*, condusse RWE a riorganizzare la propria struttura. Fu abbandonato il

modello basato sulle sei *business division*, con la gerarchia interna che venne dunque suddivisa in due rami di attività: il ramo *core-business* e quello *non-core business*. Nel primo erano presenti quattro divisioni, responsabili del business dell'elettricità, del gas, dei servizi idrici e dei servizi ambientali, mentre nel secondo erano presenti le sussidiarie che gestivano le attività edili e che il Gruppo era deciso di cedere negli anni successivi (RWE, 2006).



Tra il 2004 e il 2005 il Gruppo scelse di abbandonare anche il modello *multiutility*, scegliendo di focalizzarsi unicamente sui business dell'energia elettrica e del gas. Vennero dunque cedute, oltre le attività *non-core*, anche quelle riguardanti lo smaltimento rifiuti e i servizi idrici, nonostante in quest'ultimo settore la società fosse ormai diventata il primo operatore in Germania, Regno Unito e Stati Uniti (Novakovic et al., 2005). Le risorse finanziarie generate dalle cessioni furono investite nel consolidamento dei due business prescelti, nella transizione verso un mix produttivo con meno emissioni di gas

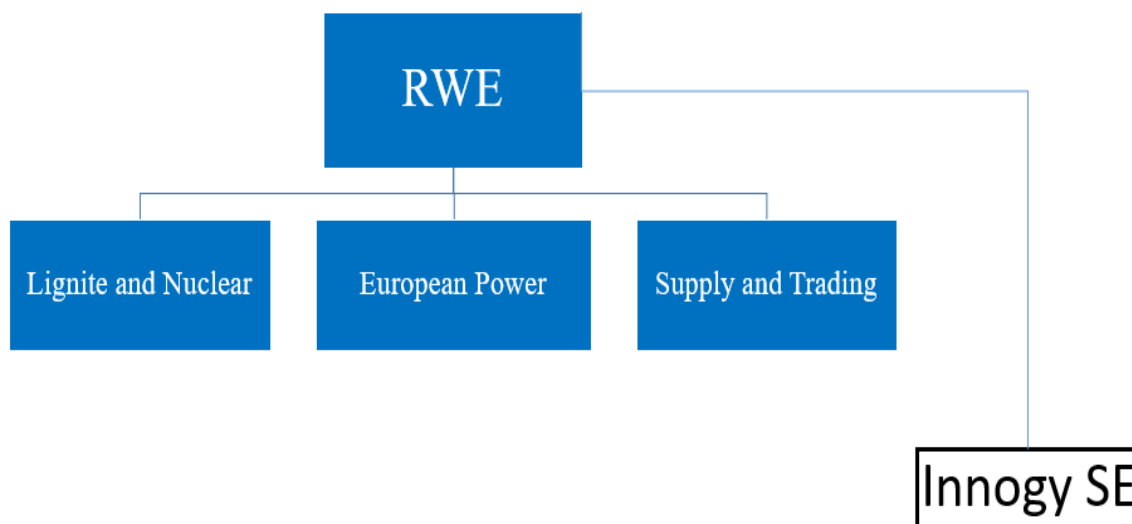
serra e nel proseguimento dell'internazionalizzazione. La maggiore acquisizione di questi anni fu quella dell'olandese Essent BV, nel 2009, grazie alla quale RWE divenne uno dei principali attori del mercato energetico del Benelux. La gerarchia venne articolata in sette unità organizzative, quattro suddivise in base all'area geografica di competenza Germania, Paesi Bassi/Belgio, Regno Unito e resto d'Europa, oltre alla divisione delle energie rinnovabile gestita da Innogy, quella del segmento *upstream* di petrolio e gas naturale gestita da RWE Dea e l'unità di trading e del segmento *midstream* del gas (RWE, 2010).

RWE AG							
Germany		Netherlands/ Belgium	United Kingdom	Central Eastern and South Eastern Europe	Renewables	Upstream Gas & Oil	Trading/ Gas Midstream
Power Generation	Sales and Distribution Networks						
RWE Power	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East	RWE Innogy	RWE Dea	RWE Supply & Trading

Nel 2011, alla luce dell'incidente del reattore di Fukushima, il governo tedesco decise di dismettere gradualmente gli impianti nucleari all'interno del paese. Contemporaneamente vi fu un drastico calo dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità, dovuto alla massiccia espansione delle fonti rinnovabili. Questi due eventi causarono diverse difficoltà finanziarie al Gruppo, che furono in parte sanate con la vendita delle attività estrattive di petrolio e gas naturale gestite da RWE Dea. Nel 2012 Peter Terium venne nominato nuovo CEO, e sotto la sua guida fu delineato un piano di progressivo abbandono dell'energia nucleare e di riduzione della dipendenza dalle centrali elettriche a carbone, in favore delle fonti energetiche rinnovabili, obiettivo parallelo al consolidamento della società nei mercati di Germania, Paesi Bassi e Regno Unito. La situazione economico-finanziaria tuttavia non migliorò, con il bilancio consolidato del Gruppo che nel 2013 si chiuse con una perdita di 2,75 miliardi di euro (RWE, 2014). Nel 2015, Terium prese infine la difficile decisione di dividere la società in due. Molti degli asset riguardanti le fonti alternative e alcune attività commerciali retail furono affidate ad un'impresa di nuova costituzione, Innogy SE. In particolare, la nuova società ha unito le filiali RWE Innogy, RWE Deutschland, RWE Effizienz, RWE Vertrieb e RWE

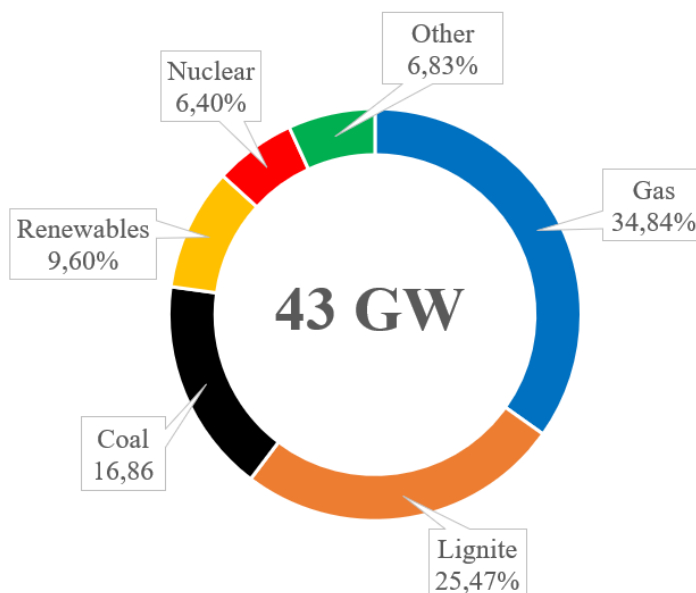


Energiedienstleistungen (Diekmann, Kwasniewski, Schultz, 2015). Ad ogni modo, la holding mantiene ancora il pacchetto di maggioranza di Innogy SE, la quale è stata quotata alla borsa di Francoforte nell'autunno 2016, possedendo una quota pari al 76,8 % delle azioni. A seguito del frazionamento, tuttavia, la struttura organizzativa ha subito nel 2017 un'ulteriore rimodulazione. La gerarchia è stata suddivisa in tre segmenti operativi, più una quarta unità rappresentata da Innogy SE, che tuttavia lavora in maniera indipendente dal resto della struttura. La prima divisione, Lignite and Nuclear, amministra gli impianti nucleari e a lignite del Gruppo, oltre alle attività estrattive di quest'ultima. L'obiettivo di RWE è di chiudere questa divisione entro il 2050, in coerenza con l'*energy policy* della Germania, con investimenti che, per questo segmento, nel solo 2017 sono diminuiti di 200 milioni di euro. La seconda divisione, European Power, si occupa della generazione e distribuzione di energia elettrica da gas, carbone e biomassa, gestendo impianti in Germania, Regno Unito e Benelux, ed è l'unità che RWE crede possa avere i più ampi margini di crescita in termini di ricavi nei prossimi 10-15 anni. L'ultima divisione, Supply and Trading, è responsabile delle *operations* di approvvigionamento, negoziazione e servizi finanziari connessi all'energia, oltre agli investimenti del Gruppo nel *private equity*.



Le tre più una unità organizzative di cui è composta la struttura gestiscono complessivamente un mix produttivo di 43 gigawatt, generati per ben il 77,17 % da combustibili fossili, alcuni dei quali (carbone e lignite) altamente inquinanti. L'energia

nucleare, la cui quota si è considerevolmente ridotta negli ultimi dieci anni, copre appena il 6,40% della produzione annuale, ed è stata in gran parte sostituita dalle fonti energetiche rinnovabili, responsabili del 9,60% dell'energia. Queste ultime sono per il 93% generate dagli impianti gestiti da Innogy SE (RWE, 2017).



Oggi RWE è la prima compagnia tedesca in termini di ricavi e clienti, la seconda per capitalizzazione dopo EO.N. In Germania ha una quota di mercato pari al 31%, tre volte quella di EO.N, mentre in Europa occupa il terzo posto complessivo. La nazione da cui provengono i maggiori ricavi è ovviamente la Germania, che genera il 62% delle vendite del Gruppo, seguita dal Regno Unito con il 17,5% (specialmente grazie a Innogy SE), mentre gli altri paesi dell'Unione portano in dote il 18,6% dei ricavi (RWE, 2017).

Sales (in millions of €)				
	2017	2016	Variation	Variation %
Germany	26,288	24,99	1,298	5,19%
United Kingdom	7,419	9,196	-1,777	-19,32%
Other European Union	7,902	8,437	-0,535	-6,34%
Rest of Europe	0,311	0,589	-0,278	-47,20%
Other	0,514	0,378	0,136	35,98%
<b>Total</b>	<b>42,434</b>	<b>43,59</b>	<b>-1,156</b>	<b>-2,65%</b>

Nel 2017, nonostante le minori vendite, in calo del 2,65%, RWE ha un EBITDA di 5,756

miliardi ed un utile netto di 1,9 miliardi, dopo che il 2016 si era chiuso con una perdita di oltre 5,7 miliardi di euro (RWE, 2017).

### 2.3.1 Gli obiettivi futuri

RWE ha predisposto nel 2018 uno *strategic plan* di medio-lungo termine, fondato su 3 obiettivi fondamentali che l'azienda intende raggiungere:

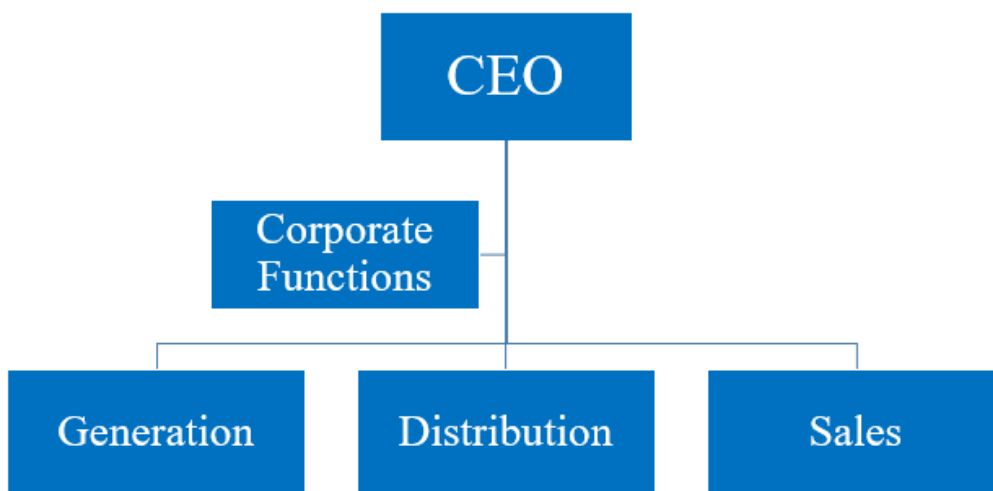
1. Diventare il terzo *player* europeo per quota di energia proveniente da fonti alternative, con una significativa capacità produttiva *offshore*, e ridurre l'impatto ambientale degli impianti tradizionali.
2. Incrementare sostanzialmente il reddito operativo e i flussi di cassa sostenibili che costituiscono la base per l'obiettivo di crescita dei dividendi.
3. Sviluppare innovative tecnologie di *storage* dell'energia elettrica, come gruppi di batterie *power-to-gas*, *power-to-liquid* e batterie di dimensioni maggiori, che verranno utilizzate insieme alle *smart grid* per ottimizzare il consumo energetico e ridurre gli sprechi.

Il primo obiettivo è sicuramente quello più ambizioso, data l'agguerrita corsa verso l'abbattimento delle emissioni che i principali *competitor* di RWE hanno intrapreso da tempo, spesso ben prima della società tedesca. Per conseguirlo, il Gruppo ha concluso un importante accordo con E.ON, la quale acquisterà nel prossimo anno le azioni di Innogy in possesso di RWE, per un investimento totale di 17,1 miliardi di euro. Tuttavia, RWE manterrà la proprietà del segmento Renewables di Innogy, ed otterrà inoltre il controllo degli impianti energetici alternativi in possesso di E.ON, con l'eccezione di quelli situati in Germania e in Polonia, attraverso un investimento di 1,5 miliardi. Questi ultimi saranno integrati nell'unità Renewables, che diventerà la quarta divisione della struttura organizzativa di RWE. La riduzione delle emissioni delle centrali tradizionali è invece un traguardo che il Gruppo sta cercando di raggiungere attraverso l'innovazione e la collaborazione con numerose università e centri ricerca. Le partnership più rilevanti sono quelle con l'Università di Duisburg-Essen (situata vicino il quartier generale di RWE), l'Università di Genova, l'Università di Aquisgrana e lo Julich Research Centre (Germania). Con questi enti il Gruppo sta portando avanti tre progetti principali: il progetto Ocean, il progetto Loter.CO2M e il progetto Align-CCUS, che hanno

l'ambizioso scopo di trovare usi alternativi del diossido di carbonio prodotto dagli impianti della società, come prodotti chimici sostitutivi del diesel o nuovi materiali plastici. Altra partnership di grande importanza è quella con la Delf University of Technology (Olanda), con la quale RWE sta cercando di digitalizzare il processo di estrazione mineraria della lignite, per renderlo meno inquinante, più rapido e più profittevole. L'obiettivo finale è la creazione di un software con il quale gli ingegneri minerari possano ottimizzare il processo estrattivo, coordinandolo in tempo reale da remoto nei loro uffici o in loco attraverso l'uso di tablet e laptop (RWE, 2018).

## 2.5 Iberdrola

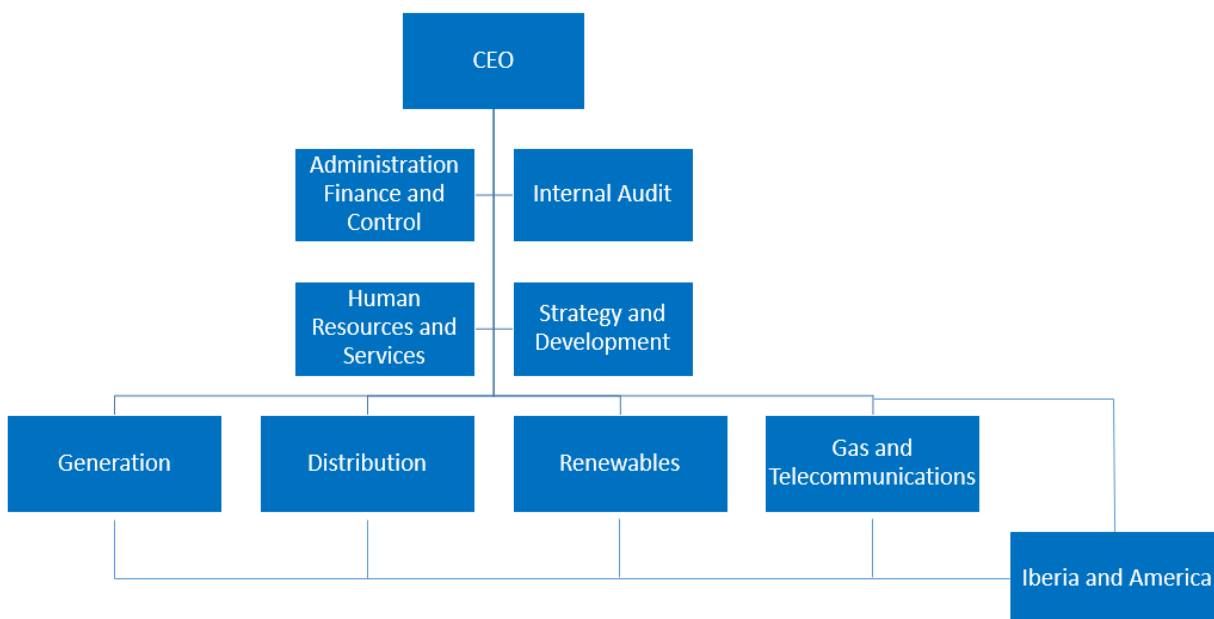
Il mercato dell'energia elettrica spagnolo non ha mai vissuto l'esperienza di un monopolista verticalmente integrato, come accaduto ad esempio in Italia e Francia, ma fino agli inizi anni '80 e '90, quando attraverso una serie di fusioni tra gli operatori si arrivò ad un oligopolio di cinque aziende, vi era la compresenza di un elevato numero di piccole e medie imprese. Iberdrola nacque da una di queste fusioni nel 1992, quando Hidroelèctrica Española, nota anche come Hidrola, venne fusa con Iberduero per formare Iberdrola. Le due società si unirono per due scopi principali. Il primo era la creazione un *player* dell'energia spagnola capace di contrastare Endesa, che si stava ingrandendo attraverso una serie di acquisizioni. Il secondo obiettivo era la formazione di un'impresa con dimensioni e capacità di investimento sufficientemente grandi, da poter gestire al meglio la transizione al libero mercato che si prefigurava all'orizzonte. Al momento della sua nascita Iberdrola gestiva il 34% della capacità di generazione di energia e il 41% della vendita al dettaglio, contro il 42% della generazione e il 34% della vendita al dettaglio Di Endesa. Il mix produttivo della nuova impresa era basato su impianti idroelettrici e nucleari. (Notargiovanni, Degrassi & Sanna, 2006). Prima della fusione venne dibattuto se strutturare la società come una *holding* a capo delle due imprese fuse, lasciando autonomia gestionale e responsabilità ad entrambe, oppure unire le attività dei due operatori sotto un'unica gestione. Prevalse la seconda opzione, con il business della nuova società che venne suddiviso nell'attività di generazione, distribuzione e vendita, accentrando le altre funzioni.



Nel 1993 inizierà l'espansione internazionale della società, con i maggiori investimenti che vennero effettuati in America Latina. In Argentina venne acquisito il controllo di Litoral Gas e Gü-es Thermal Power Station, in Bolivia dei distributori di elettricità Electropaz e Elfeo. Nel 1995 venne fondata Iberdrola Energia, o Iberener, creata per gestire le società controllate in sud America e continuare gli investimenti in quest'area, specialmente nel mercato cileno. Verso la fine del 1996, venne approvato dal parlamento spagnolo il "Protocolo Eléctrico", il primo atto che delineò la strada verso la prima apertura del mercato spagnolo. I tempi previsti per la completa liberalizzazione del settore vennero stimati in dieci anni. Tuttavia, come già accennato, in Spagna non vi era alcun monopolista statale; l'intervento pubblico nel settore dell'energia era limitato, oltre alle controllate statali e all'assegnazione del fornitore energetico a clienti *retail* e industrie, all'imposizione di prezzi fissi per l'elettricità basati sugli investimenti fatti dagli *incumbent*, piuttosto che sui reali costi di produzione. Per gli operatori del settore, il risultato di questa *policy* fu la generazione di ricavi molto superiori rispetto a quelli ottenuti dopo la stipula del Protocolo Eléctrico, che lasciò libera fluttuazione ai prezzi dell'energia, i quali subirono un repentino calo. Data la caduta dei profitti, Iberdrola dovette tagliare il suo staff, che passò da 15.080 a 11.500 dipendenti in tre anni. Per cercare di recuperare la redditività perduta, il Gruppo continuò ad espandersi in America Latina, acquisendo nel 1997 le quote di maggioranza delle imprese brasiliana Companhia de Electricidade da Bahia (Coelba) e COSERN, l'80% di Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA) in Guatemala nel 1998 (Iberdrola, 2018). Oltre ad espandersi in altri paesi, Iberdrola iniziò inoltre un'opera di diversificazione del proprio portafoglio di attività, entrando nel settore dei servizi idrici con l'acquisizione dell'operatore cileno Essal nel '99, e nel business del gas con una serie di investimenti in imprese brasiliane e colombiane in partnership con la compagnia petrolifera Repsol e Gas Natural. In aggiunta, la società spagnola concluse una *joint venture* con Telefonica, l'operatore di telecomunicazione nazionale, oltre a fondare l'azienda di data management Iberdrola Sistemas nel 1997. Nell'ottobre del 1999 circa 8.000 imprese, le quali costituivano il 44% del consumo di energia spagnolo, furono libere di scegliere il proprio fornitore. Iberdrola, la quale era abituata a vedersi assegnati i consumatori dallo stato, riconobbe che il marketing e un miglior servizio clienti dovevano diventare elementi fondamentali della cultura aziendale. L'azienda decise dunque di implementare un servizio di assistenza 24

ore su 24 per i piccoli consumatori e di formare team di dipendenti con lo scopo di elaborare piani energetici personalizzati per i grandi consumatori. Il Gruppo continuò inoltre la strategia di espansione attraverso acquisizioni e accordi bilaterali. Nei primi anni del nuovo millennio siglò un'intesa con Eni e con la portoghese EDP, insieme alle quali acquistò il 4% di Galp, *utility* portoghese operante nel settore del petrolio e del gas. Sempre con EDP, Iberdrola condivise la costruzione di una rete di fibra ottica nella penisola Iberica, e nello stesso periodo la società spagnola divenne fornitore di acqua potabile e servizi fognari in Uruguay. Nell'autunno del 2000 venne sottoscritto un accordo con Eni, con il quale la compagnia italiana si impegnava a fornire gas a Iberdrola per un periodo non inferiore a 15 anni. Verso la fine dello stesso anno, il Gruppo iniziò a trattare con la rivale Endesa per una fusione tra le due, la quale avrebbe creato un'azienda capace di controllare l'80% del mercato elettrico spagnolo. Tuttavia, il governo spagnolo pose come quota massima alla capacità di generazione di energia in Spagna il 42% del totale, limite che fece saltare la fusione tra Iberdrola e Endesa. Nel 2001 il nuovo amministratore delegato Sanchez Galàn fissò l'obiettivo di raddoppiare la dimensione della società in cinque anni, con investimenti nei *core-business* dell'energia elettrica e del gas in patria e all'estero. Venne rivolta particolare attenzione all'aumento della capacità di generazione in Messico e nel nord-est del Brasile, oltre che in Repubblica Ceca e in Polonia. Il piano articolato da Galàn aveva inoltre lo scopo di convertire il 20% del mix produttivo spagnolo in fonti rinnovabili e la fine dell'opera di diversificazione in business diversi da quelli dell'energia e del gas. Furono ad esempio ceduti gli asset idrici in sud America, credendo che la strategia migliore fosse l'ampliamento dell'influenza del *core-business* a livello mondiale, anche se non vi furono disinvestimenti nel settore delle telecomunicazioni, dove oltre al mantenimento delle attività precedenti venne acquisito l'operatore madrileni Neo Sky. Per concludere lo *strategic plan* nel tempo dichiarato, il CEO riorganizzò inoltre la struttura organizzativa, per renderla più efficiente e dare maggiore autonomia alle varie unità, data la rapidissima crescita che Iberdrola stava vivendo. In aggiunta alle storiche unità per la generazione e la distribuzione di energia, venne creata un'apposita divisione per la gestione delle fonti alternative (nella quale fu integrata anche l'attività di ingegneria) e una per il gas e le telecomunicazioni. Infine, la divisione "Iberia e America" si occupava di integrare le scelte delle altre unità a livello

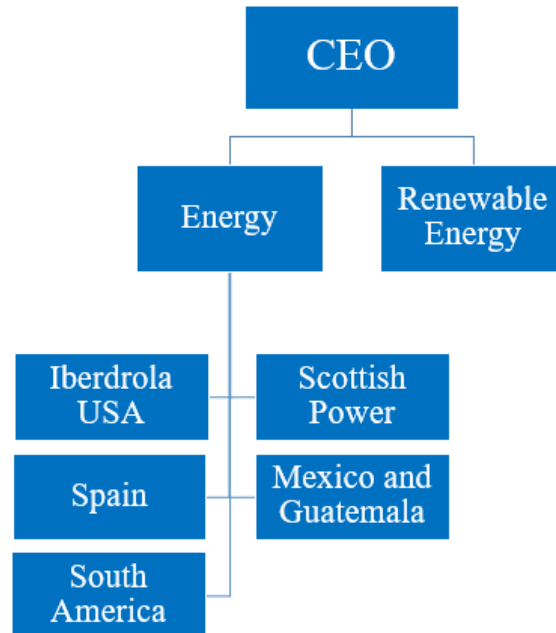
di *holding*, con l'obiettivo di coordinare e imporre una visione generale alle scelte locali (Pederson Jay, 2003).



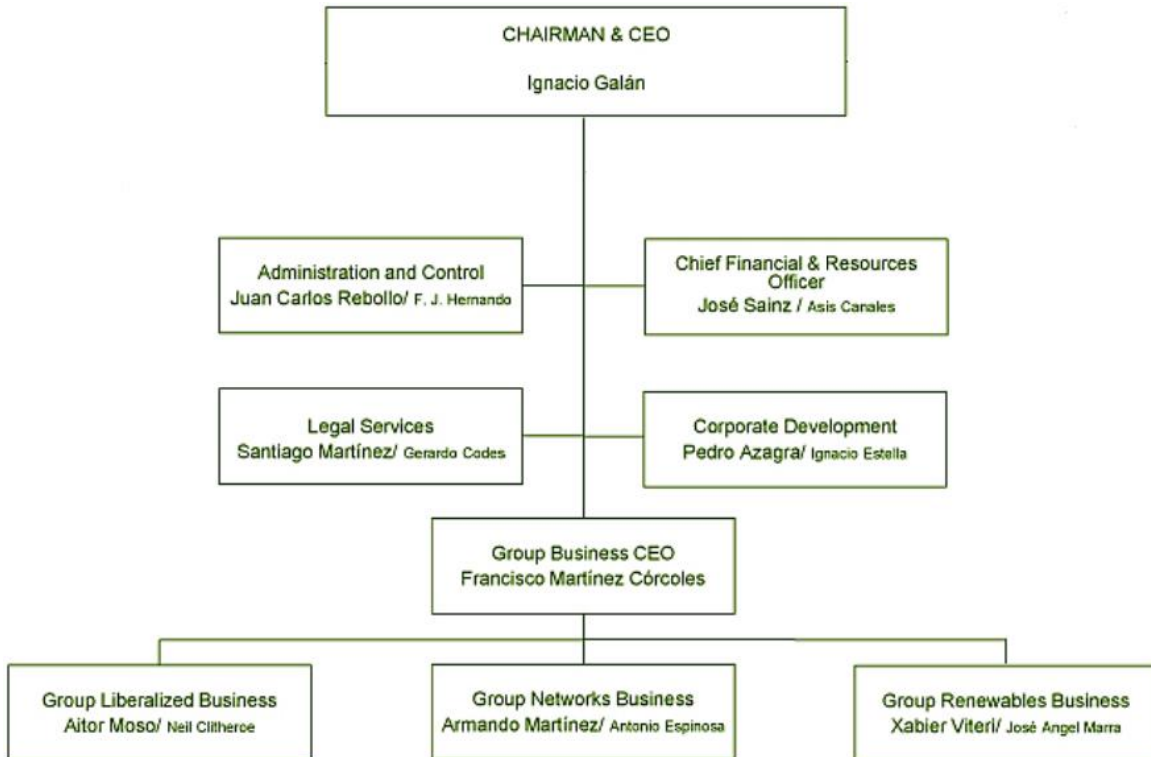
L'obiettivo della duplicazione delle dimensioni aziendali venne raggiunto proprio al termine dei cinque anni prefissati, quando Iberdrola acquisì nel novembre 2006 una delle più grandi società energetiche britanniche, Scottish Power, per 11,6 miliardi di sterline, la quale era anche proprietaria dell'*utility* statunitense PPM Energy. L'acquisizione del Gruppo scozzese fece di Iberdrola la terza *utility* più grande d'Europa, dopo EDF ed Enel. Negli anni successivi l'opera la direzione strategica continuò l'opera di rifocalizzazione, vendendo i propri asset nelle telecomunicazioni e investendo il ricavato nelle energie alternative, in special modo negli impianti eolici, trend che culminò nel 2009 con l'apertura del più grande parco eolico d'Europa a Withelee, in Scozia. L'espansione internazionale continuò senza sosta, con la maggiore acquisizione che fu quella di East Energy nel 2008, società statunitense che venne ribattezzata Iberdrola USA (oggi Avangrid), mentre nel 2011 il Gruppo ottenne la quota di maggioranza della società brasiliana Elektro. Dopo quest'ultima annessione, e conclusa l'opera di rifocalizzazione sul *core-business*, venne riorganizzata anche la gerarchia societaria, con le attività del Gruppo che vennero suddivise in due grandi divisioni. L'unità "Renewable Energy" era responsabile di tutte le mansioni relative agli impianti eolici, idroelettrici e fotovoltaici in tutto il mondo, dalla loro progettazione alla manutenzione fino all'eventuale dismissione.



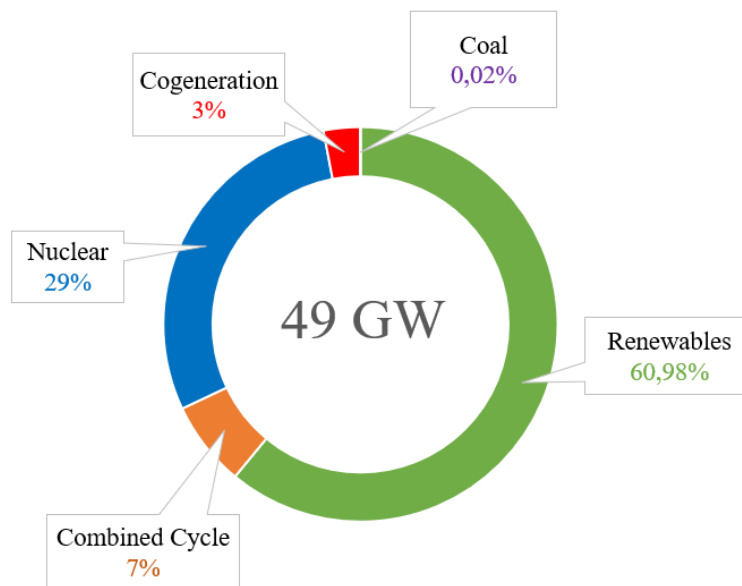
L'unità "Energy", suddivisa a sua volta in aree geografiche, era responsabile per tutte le altre *operations* del Gruppo (Iberdrola, 2014).



Gli anni successivi alla riorganizzazione furono caratterizzati da due scopi principali: saldare il posizionamento come azienda ecosostenibile e digitalizzare le attività del Gruppo. Vennero costruiti impianti eolici, idroelettrici e fotovoltaici in Messico, negli Stati Uniti, in Canada, Brasile, Spagna, Portogallo e Regno Unito, e nel 2015 in *partnership* con BMW fu lanciato un servizio di *car sharing* elettrico aziendale (Iberdrola, 2015). Queste iniziative resero Iberdrola ,nel 2017, l'unica azienda spagnola ad entrare nel *ranking* Forbes delle cento aziende più sostenibili al mondo, al ventiseiesimo posto (Kauflin, 2017). Per conseguire l'obiettivo della digitalizzazione fu varato il progetto STAR, che tra il 2011 e il 2012 portò all'installazione di più di 625.000 contatori intelligenti in Spagna, numero che salì a otto milioni a fine 2016, mentre oggi se ne contano più di dieci milioni in totale. Nel 2015 ci fu l'ennesima ristrutturazione dell'organizzazione aziendale, con le attività che vennero suddivise in tre linee di business. La business line "Group Liberalized Business" gestisce la generazione e la fornitura di elettricità e gas, "Group Networks Business" è l'unità che governa la trasmissione e la distribuzione dell'energia, mentre la terza *business line*, "Group Renewable Business", amministra le attività inerenti alle energie alternative alle fossili e al nucleare (Iberdrola, 2018).



La transizione verso un portafoglio energetico fondato sul basso impatto ambientale è stato il *leitmotiv* della cultura aziendale anche dopo l'ultima riorganizzazione, ed ha condotto il Gruppo, nel 2018, a possedere un mix produttivo capace di generare oltre il 60% dell'energia da fonti rinnovabili, di cui oltre la metà proveniente da impianti eolici. L'energia nucleare copre il 29% del fabbisogno energetico annuo della base clienti di Iberdrola, mentre gli impianti termici tradizionali a combustibili fossili e a ciclo combinato generano poco più del 10% dell'energia.



Iberdrola è ad oggi la seconda compagnia energetica spagnola dopo Endesa per capacità produttiva, mentre è la prima per capitalizzazione. La società è operativa in 40 paesi in tutto il mondo, ha una base clienti di 34,4 milioni di persone e a fine 2017 poteva contare su una *workforce* di 34,255 dipendenti. La nazione più importante in termini di vendite rimane ovviamente la madrepatria, che nel 2018 ha garantito il 42,4% dei ricavi totali, seguita dal Regno Unito (19,1%) e dagli Stati Uniti (16,6%). Tuttavia, nell'ultimo anno in questi tre mercati si è avuto un calo complessivo del venduto di 871 milioni di euro, compensato dai 2,918 milioni di ricavi avuti nel resto del mondo in più rispetto al 2016, con un aumento netto complessivo di oltre 2 miliardi di euro (7,01%).

Sales (in millions of €)				
	2017	2016	Variation	Variation %
Spain	13,261	13,454	-0,193	-1,43%
United Kingdom	5,973	6,628	-0,655	-9,88%
United States	5,19	5,213	-0,023	-0,44%
Brazil	3,436	1,578	1,858	117,74%
Mexico	2,617	1,63	0,987	60,55%
Other countries	786	713	73	10,24%
<b>Total</b>	<b>31,263</b>	<b>29,216</b>	<b>2,047</b>	<b>7,01%</b>

I 31.263 miliardi di ricavi hanno generato, nel 2017, un EBITDA pari 7.318 miliardi, in calo del 6,2% rispetto al 2016, ed un utile netto pari a 2.804 miliardi, in crescita del 3,7% rispetto all'anno precedente.

### 2.3.1 Gli obiettivi futuri

Lo *strategic plan* che Iberdrola sta cercando di mettere in atto è stato presentato nel 2018, e coprirà un lasso di tempo di altri due anni, fino al 2020. Nel piano sono stati esposti i quattro pilastri su cui vengono basate le scelte societarie (Iberdrola, 2018):

- 1) **Stabilità Finanziaria:** considerata fondamentale per una crescita equilibrata e mira a mantenere alti i livelli di solvibilità e liquidità, che assicurano il normale sviluppo delle attività, un buon accesso al mercato dei capitali e una sostenibile politica dei dividendi.

- 2) Eccellenza Operativa: basata sull'innovazione interna e sulla rapida adozione della tecnologia esterna disponibile.
- 3) Sostenibilità Ambientale: l'azienda ha annunciato pubblicamente il proprio impegno per la completa decarbonizzazione del Gruppo entro il 2050, con l'obiettivo intermedio di avere il 75% dell'energia prodotta da fonti alternative entro il 2030. Per i prossimi 2 anni sono stati già stanziati oltre due miliardi di euro per investimenti in questo settore.
- 4) Responsabilità Sociale: l'impegno del Gruppo in questo senso si riflette nell'inclusione del concetto di Dividendo Sociale come parte della strategia aziendale. Questo è definito come la creazione sostenibile di valore per tutti i suoi *stakeholders*.

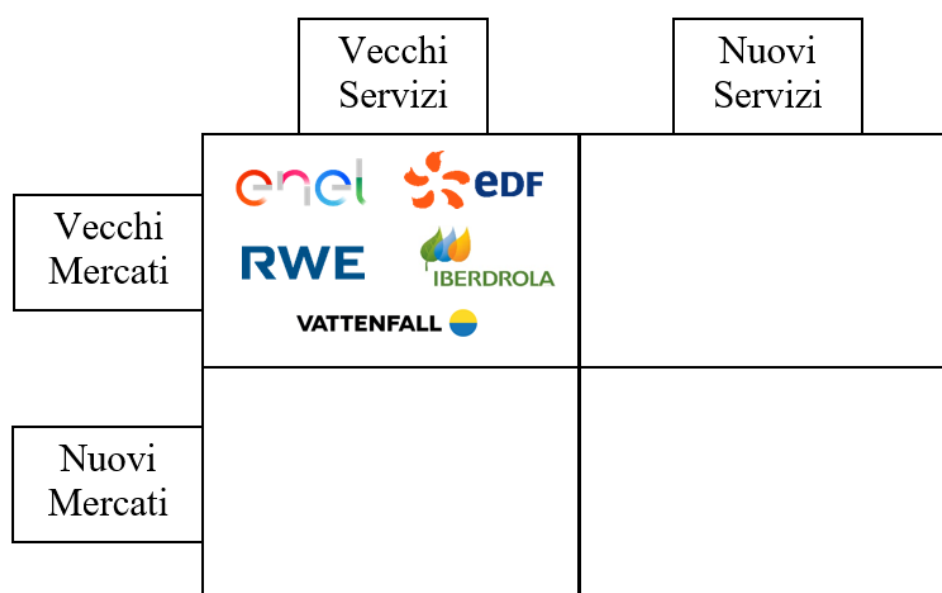
Per portare avanti il piano strategico e la crescita della società, Iberdrola ha sottoscritto nel corso degli anni diverse *partnership* con le università più importanti dei paesi in cui fa business, che rientrano nel progetto denominato Iberdrola University Program. I maggiori poli accademici che rientrano in tale programma sono il Massachusetts Institute of Technology (USA), il Tecnológico de Monterrey (Messico), la Universidad de Salamanca e la Universidad Pontificia de Comillas (Spagna) e la University of Strathclyde Glasgow (Scozia). Gli accordi hanno da un lato l'obiettivo di sviluppare insieme alle università i nuovi prodotti e i *know-how* che influenzeranno il futuro del settore: dalle *smart grids* agli *smart meters*, fino all'ICT e l'IoT applicati al campo dell'energia. Dall'altro lato hanno lo scopo di portare avanti quella che Iberdrola chiama "Young Entrepreneurs Initiative", un progetto che ha l'ambizioso traguardo di formare una nuova tipologia di ingegneri dei sistemi energetici, in grado non solo di scoprire e inventare soluzioni energetiche innovative, ma anche di trasformare queste innovazioni in *start-up* gestite da loro stessi, su cui Iberdrola potrà in caso di interesse avere una corsia preferenziale di acquisto.

### Capitolo III

#### Analogie e differenze

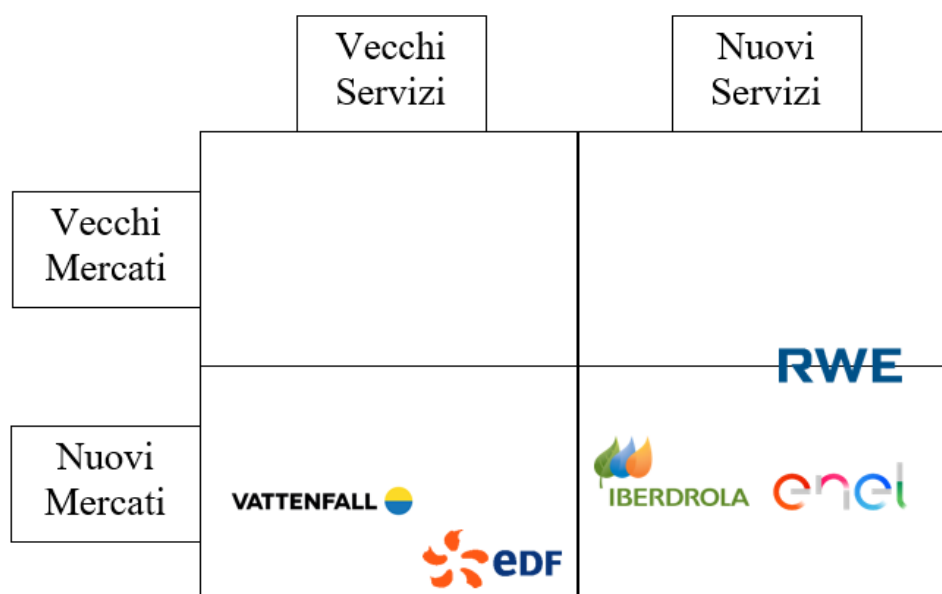
L'analisi della storia, dei profili organizzativi e strategici svolta nel capitolo precedente consente di identificare i tratti comuni e le diversità che sono emerse durante il *multiple case study*. Sotto il profilo storico si può trovare un comune denominatore nella formazione di Enel, EDF e Vattenfall, nate come società pubbliche col chiaro obiettivo, proveniente dai rispettivi governi, di velocizzare il processo di elettrificazione del paese. Delle tre, solamente Enel è stata realmente privatizzata con la venuta della libera concorrenza, fattore che probabilmente ha inciso sul fatto che dopo la scomparsa della gestione statale, il Gruppo abbia optato per la scelta di opzioni strategiche comparabili a quelle di RWE e Iberdrola, società che sono invece nate e rimaste private per tutta la loro storia. Per quanto riguarda l'evoluzione delle strutture organizzative è da notare che fino agli inizi degli anni '90, tutte e cinque le società prese in esame adottavano un modello funzionale basato sulla stessa ripartizione: una funzione per la generazione dell'energia, una per la trasmissione ed una per la distribuzione, con le funzioni amministrative che venivano accentrate o svolte direttamente dal *top management*. Con le liberalizzazioni e l'inizio dei processi strategici, le gerarchie hanno vissuto anni di grandi turbolenze. Enel, RWE e Iberdrola, i tre Gruppi che hanno scelto la strategia di diversificazione, riorganizzarono le attività adottando un modello divisionale, dove ogni divisione era responsabile di un business diverso. EDF e Vattenfall invece, le quali scelsero la strategia di espansione internazionale del *core-business*, suddivisero le attività in modo tale che le unità organizzative fossero responsabili di una determinata area geografica. Questo è accaduto anche nel momento in cui Enel, RWE e Iberdrola hanno abbandonato i settori estranei dal business tradizionale e si sono concentrate sull'internazionalizzazione di quest'ultimo. Oggi, all'opposto, sembra sia in atto un processo di progressivo abbandono delle unità suddivise in base alla regione, essendo utilizzate sempre più spesso unità che gestiscono una particolare attività, quale ad esempio la gestione degli impianti delle fonti energetiche alternative, il *trading*, la ricerca e sviluppo o i servizi al cliente. Anche Enel, che mantiene una delle due linee del suo modello matriciale suddivisa per "Countries and Regions", utilizza una suddivisione per "Business Lines" per le unità della seconda linea, a dimostrazione del fatto che una gerarchia basata unicamente su una ripartizione

geografica venga oggi considerata inefficiente. La comparazione delle opzioni strategiche adottate può invece essere effettuata tenendo conto di tre periodi differenti. Il primo è quello che va dalla nascita delle imprese fino all'inizio delle liberalizzazioni, il secondo riguarda gli anni in cui si è verificato il processo di apertura del mercato, il terzo periodo copre invece gli anni più recenti. Seguendo questa tripartizione, è facile notare come durante gli anni precedenti alle liberalizzazioni tutte le imprese erano concentrate sulla gestione prettamente tecnica del business nel mercato nazionale, protette legalmente da ogni possibile minaccia esterna. Utilizzando il modello della matrice di Ansoff possiamo quindi collocare le cinque società nel primo quadrante.



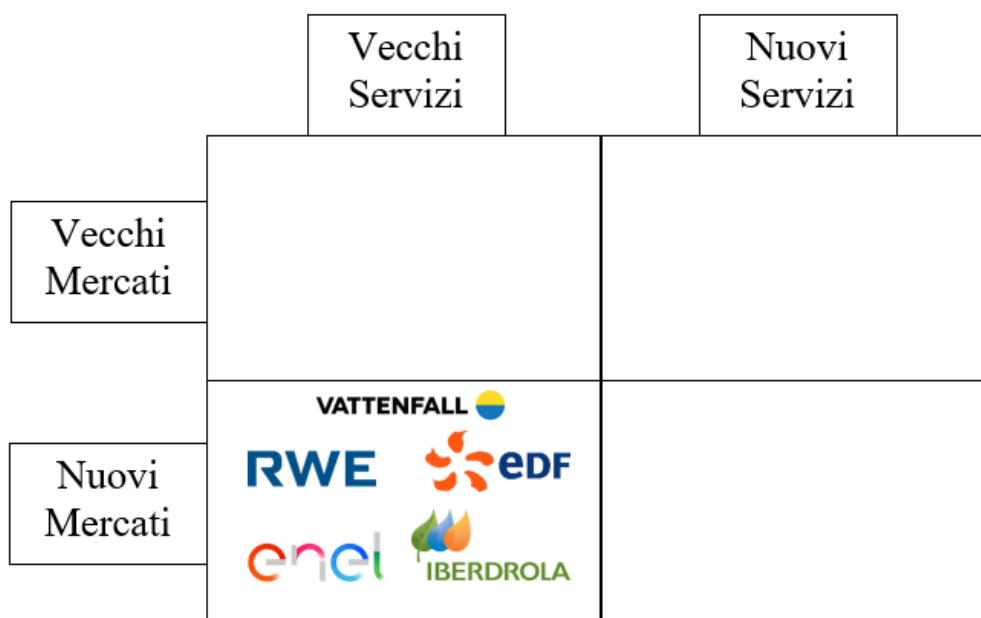
Con l'apertura del mercato le imprese cominciarono ad elaborare i primi processi strategici, con EDF e Vattenfall che optarono per una rapida internazionalizzazione del *core-business*, specialmente nel resto d'Europa e nei paesi dell'America Latina. Le ragioni di questa scelta furono però diverse. Da un lato, EDF non attuò una strategia di diversificazione poiché il governo ne mantenne il controllo e fu lento nell'apertura effettiva del mercato nazionale alla concorrenza. In sostanza, dato che la struttura del mercato francese non era molto cambiata rispetto al periodo precedente, il Gruppo non ebbe paura di perdere una quota eccessiva del suo mercato tradizionale, tant'è che ancora oggi oltre l'80% dei clienti *retail* si rivolge all'ex monopolista. La società preferì allora, forte della sostanziale protezione da parte dello stato, concentrarsi sull'espansione globale dell'attività che già era in grado di svolgere al meglio. Quasi 2000 chilometri più a nord,

Vattenfall scelse la via dell'internazionalizzazione dei servizi tradizionali, in quanto la prima preoccupazione del governo svedese fu quella di far raggiungere al Gruppo una dimensione ed una base clienti, nel *core-business*, simile a quella dei suoi nuovi concorrenti, che al momento dell'apertura del mercato avevano dimensioni maggiori ed erano dotati di economie di scala più rilevanti. Enel e RWE decisero invece di iniziare un'opera di diversificazione delle attività, in parte correlata ed in parte non correlata, diventando delle *holding* diversificate. Caratteristica comune fu il fatto che entrambe investirono nell'internazionalizzazione del business tradizionale e degli altri servizi di pubblica utilità, mentre l'opera di diversificazione non correlata riguardò soprattutto il mercato domestico (specialmente per RWE), dove più si temeva di perdere redditività. Iberdrola, infine, optò per la semplice diversificazione correlata e contemporanea espansione al di fuori dei confini spagnoli, trasformandosi in una *multiutility* globale. Ad ogni modo, *trait d'union* di questo periodo fu che le cinque le imprese portarono avanti la propria strategia di sviluppo attraverso acquisizioni di società già esistenti, fattore che fece adottare a tutte lo *status* di *holding*.



Il filo conduttore del terzo periodo furono le strategie di rifocalizzazione delle attività, processo inaugurato da Iberdrola nel 2002, seguita da Enel, EDF e RWE nel 2005, ed infine da Vattenfall nel 2011. Iberdrola, Enel e RWE, decisero di dismettere le attività esterne al *core-business* e concentrarsi sull'espansione internazionale di quest'ultimo, data la perdita di redditività che stavano subendo in quegli anni. Il processo di

rifocalizzazione di EDF e Vattenfall, invece, fu di natura geografica, con le due imprese che avevano effettuato una crescita dimensionale troppo rapida e poco ragionata, preferendo dunque concentrare i propri sforzi e i propri investimenti su un minor numero di mercati, specialmente europei. Vattenfall, inoltre, fu costretta a ridurre la propria presenza internazionale a seguito della decisione del parlamento tedesco di chiudere le centrali nucleari presenti in Germania entro il 2022, evento che fece crollare il valore delle attività del Gruppo. Tuttavia, è bene notare come entrambe le società non rinnegarono la scelta strategica dell'espansione internazionale, ma la rallentarono per ottenere una crescita più sostenibile nel lungo periodo.



L'evidenza empirica ci mostra dunque quella che, data la trasformazione della struttura del settore avvenuta con le liberalizzazioni, risulta essere la strategia ottimale per essere competitivi e profittevoli in questo particolare mercato. Riprendendo la suddivisione effettuata al punto 1.3, tale strategia è descritta dall'opzione strategica "C":

- C) Internazionalizzazione del *core-business*. Quest'opzione, definibile anche come il modello dell'*utility* globale, è stata realizzata specialmente con l'acquisizione di altre società operanti nella generazione o nella distribuzione di energia, più raramente attraverso l'acquisto di impianti produttivi al di fuori dei confini nazionali.

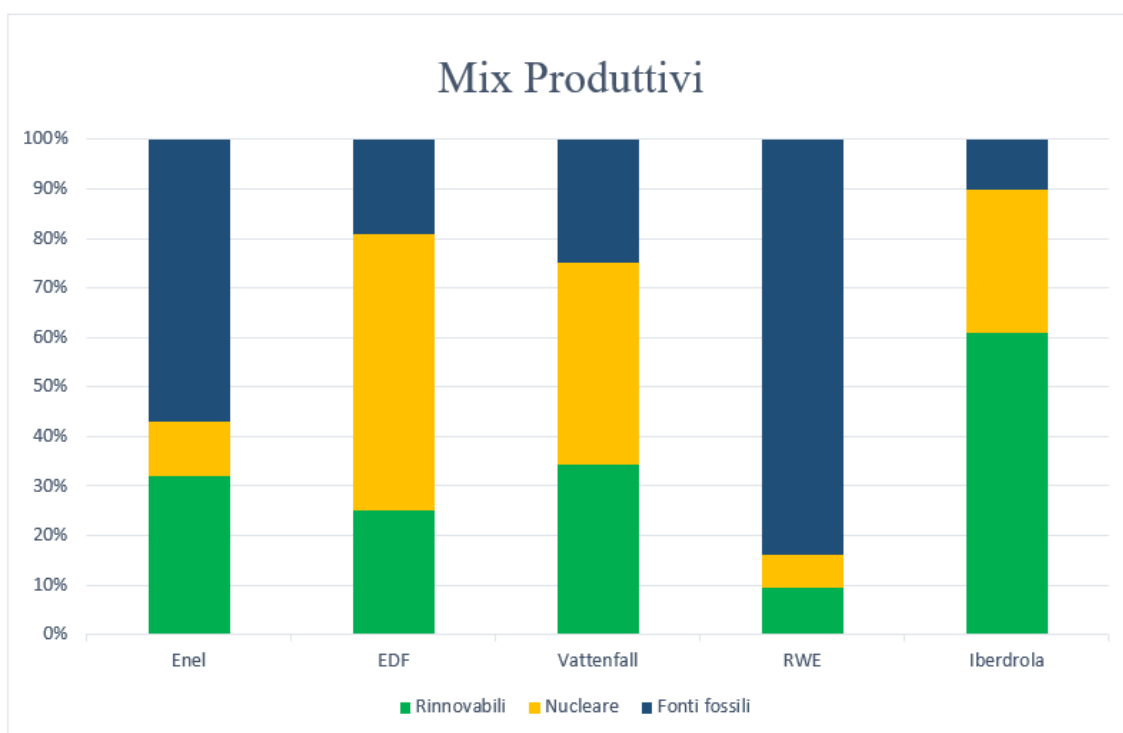


Ne consegue che l'ipotesi formulata al punto 1.3, secondo la quale il paradigma Struttura-Condotta-Performance resta un modello teorico valido per analizzare l'evoluzione delle cinque compagnie studiate, e più in generale del libero mercato energetico europeo, è risultata essere corretta. I mutamenti della *struttura* del settore hanno infatti guidato tutte le società, attraverso un processo di *trials and errors*, alla medesima linea di *condotta*, l'internazionalizzazione del *core-business*, la quale ha consentito alle cinque *holding* di ottenere una *performance* positiva. Appare inoltre evidente come il graduale allineamento che le strutture organizzative stanno subendo, scorra su un binario parallelo all'adozione della stessa opzione strategica. Ciò che emerge dalla ricerca è inoltre il grado di internazionalizzazione, che risulta essere diverso a seconda dell'azienda presa in esame, con Vattenfall e RWE che sono prevalentemente concentrate sui paesi europei, mentre Enel, Iberdrola e EDF hanno un *focus* particolare anche nel mercato sudamericano. Tuttavia, come mostra la tabella sottostante, è il mercato domestico che continua ad essere la maggiore fonte di ricavi per quattro delle cinque imprese studiate. L'unica eccezione è Vattenfall, che ha nella Germania il paese da cui derivano il 47% dei ricavi, evento spiegabile dal fatto che la Svezia ha una popolazione assai meno numerosa rispetto ai mercati domestici degli altri *player*.

Gruppo	Paese	% ricavi 2017
EDF	Francia	73%
RWE	Germania	62%
Enel	Italia	51%
Iberdrola	Spagna	42%
Vattenfall	Svezia	32%

Per quanto riguarda il raffronto dei vari mix produttivi, possiamo notare come che le *policy* di decarbonizzazione in atto nel *regulatory environment* stiano fortemente influenzando le scelte dei Gruppi, che stanno investendo sempre più nelle energie alternative. Iberdrola, in particolare, ha di gran lunga oltrepassato la simbolica soglia del 50% di energia prodotta da fonti alternative, arrivando al 62%. Sono in special modo gli impianti idroelettrici e gli eolici *offshore* ad attirare le maggiori risorse, mentre gli

investimenti nelle centrali solari sono per il momento di minor rilevanza. La stessa RWE, che per impatto ambientale è il fanalino di coda delle cinque società analizzate, ha come obiettivo quello di diventare la terza compagnia europea per quota di energia prodotta attraverso le fonti rinnovabili, e tra fine 2018 e inizio 2019 completerà l'acquisto di molti degli impianti energetici alternativi di EO.N.



Per quanto concerne la comparazione delle *partnership* che le imprese hanno stipulato, ciò che è emerso è che il filo conduttore è la necessità di avere organi esterni all'impresa altamente competenti in campo tecnologico. Lo scopo principale di questi accordi, stipulati in primo luogo con università e centri ricerca ed in secondo luogo con aziende del settore *tech*, è infatti gestire il cambiamento tecnologico in atto nel settore. Evidentemente, nessuna delle imprese studiate ritiene di poter sviluppare le invenzioni su cui stanno investendo in modo completamente autonomo, essendo sprovviste delle risorse tangibili e specialmente del *know-how* necessario. Dall'analisi delle *partnership*, dunque, è possibile comprendere quali saranno le innovazioni che più di altre potranno essere dei *game-changer* in questo mercato. Sono, infatti, essenzialmente tre le innovazioni che tutte e cinque le società analizzate stanno cercando di sviluppare: le *smart grids*, gli *smart meters* e nuovi sistemi di *storage*. Le prime sono la combinazione di reti di informazione e di reti di distribuzione elettrica, in modo da rendere la rete elettrica gestita dall'impresa

“intelligente”, ed essere in questo modo in grado di razionalizzare l’energia, evitando sovraccarichi e spegnimenti imprevisti degli impianti in caso di minor richiesta energetica, redistribuendo il surplus energetico nelle aree che più ne hanno bisogno. Gli *smart meters*, invece, sono i cosiddetti “contatori intelligenti”, i quali potranno permettere la gestione e il controllo dei consumi in tempo reale sia dagli operatori quanto da parte del consumatore finale. Infine, la terza grande innovazione su cui le imprese stanno investendo sono dei sistemi di accumulo energetico da affiancare alle *smart grids*, che saranno utilizzati per abbattere ulteriormente gli sprechi energetici. È evidente come queste tre innovazioni, qualora rispetteranno le attese, potranno essere una grande fonte di vantaggio competitivo rispetto ai *competitor*. Le *smart grids* e migliori sistemi di *storage* consentiranno infatti di abbattere i costi e dunque diminuire il prezzo del servizio. Dall’altro lato, gli *smart meters* potrebbero rappresentare la prima vera modalità di differenziazione del servizio offerto al cliente, il quale diverrà quindi un *asset* sempre più fondamentale per mantenere la competitività aziendale. Non è infatti un caso che, tra gli obiettivi futuri espressamente dichiarati dai cinque Gruppi, occupa quasi sempre il primo posto lo sviluppo della società fondato sulla crescita dell’attenzione e della vicinanza al cliente. Altro proposito ricorrente è la prosecuzione dell’espansione internazionale concentrata principalmente sulle economie mature europee, in parziale controtendenza con lo sviluppo avvenuto negli ultimi anni, che si è concentrato, specialmente per Enel e Iberdrola, nelle economie emergenti, in primo luogo quelle sudamericane. Infine, terzo pilastro strategico comune a tutte le *holding* è l’aumento del peso delle fonti alternative sulla quota di energia prodotta ogni anno. Vattenfall e Iberdrola, in particolare, hanno già affermato di voler costruire un mix produttivo 100% *carbon free*, con l’impresa spagnola che ha anche dichiarato la data entro cui raggiungere quest’obiettivo, il 2050.

## Conclusioni

Questo elaborato ha cercato di verificare la presenza di una correlazione tra l'avvento delle liberalizzazioni nel mercato elettrico e le strategie che Enel, EDF, Vattenfall, RWE e Iberdrola, cinque delle principali compagnie di questo settore, hanno portato avanti in risposta a questo cambiamento di portata storica. Dopo aver descritto la metamorfosi delle condizioni del mercato, attraverso un riepilogo delle Direttive UE e il modello delle Cinque Forze di Porter, nel primo capitolo è stata avanzata l'ipotesi dell'esistenza di una strategia che, date le evidenze empiriche, possa essere considerata come quella ottimale per ottenere i migliori risultati nel libero mercato. Il modello teorico di riferimento è stato quello espresso dal paradigma Struttura-Condotta-Performance, utilizzato per dimostrare come la trasformazione della struttura del settore abbia costretto le cinque imprese ad assumere, nel corso del tempo, la stessa linea di condotta, e come attraverso di essa tali società abbiano ottenuto una *performance* positiva. Sono state dunque presentate le quattro opzioni strategiche tra le quali i cinque *player* analizzati hanno potuto scegliere, sintetizzate attraverso lo strumento di *marketing* della matrice di Ansoff. Nel secondo capitolo sono state ripercorse le tappe principali della storia degli operatori selezionati, analizzando l'evoluzione delle strutture organizzative e delle scelte strategiche effettuate, oltre ad approfondire la composizione dei mix produttivi, le alleanze strategiche, gli *strategic plan* che saranno sviluppati nei prossimi anni e i risultati ottenuti finora. Nel terzo capitolo, grazie al confronto tra le società, si è verificata la correttezza dell'ipotesi avanzata in precedenza, identificando nella strategia di internazionalizzazione del *core-business*, effettuata specialmente attraverso acquisizioni delle imprese operanti nei mercati *target*, l'unica opzione strategica che ha permesso alle compagnie di essere profittevoli e divenire *leader* del settore. Sono state inoltre individuate alcune tendenze comuni fra le cinque società, come l'aumento del peso che le fonti alternative stanno avendo sull'energia totale generata annualmente, la sottoscrizione di *partnership* con aziende, centri ricerca e università con lo scopo di sopperire alla mancanza di *know-how* interno (indispensabile per gestire il cambiamento tecnologico in atto), ed il progressivo abbandono di strutture organizzative suddivise in base alla semplice ripartizione geografica delle attività. Si possono a questo punto effettuare alcune raccomandazioni generali alle società protagoniste del *multiple case study*. Innanzitutto, si consiglia di

proseguire l'internazionalizzazione e il consolidamento del business tradizionale, evitando tuttavia di ripetere l'errore che EDF e Vattenfall hanno compiuto in passato, ossia puntare su un'espansione eccessivamente rapida e su molti mercati contemporaneamente. L'identificazione di un numero più circoscritto di paesi, nei quali concentrare sforzi e risorse, risulta essere la scelta più saggia. Si è inoltre visto come i consumatori di questo settore siano piuttosto restii a cambiare operatore, specialmente se straniero, preferendo continuare ad affidarsi alle imprese nazionali che già conoscono. Partendo da questo presupposto, dunque, appare consigliabile proseguire l'espansione internazionale acquisendo operatori noti alla clientela del paese *target*, senza cambiarne il nome e lasciando ad essi ampia autonomia, com'è avvenuto con l'acquisizione di Endesa da parte di Enel, non a caso rivelatasi una delle operazioni di maggior successo. Inoltre, per incrementare il tasso di *switch*, sembra sempre più necessario aumentare i servizi accessori a quello tradizionale e velocizzare l'adozione delle innovazioni analizzate nell'ultimo capitolo, che costituiranno il primo vero elemento di differenziazione rispetto ai *competitor*. Qualora si dovesse riscontrare un rallentamento nella propria crescita dimensionale, è esattamente nel consolidamento della base clienti il bersaglio verso cui indirizzare le risorse aziendali, piuttosto che ripetere i tentativi di diversificazione delle attività, sia correlata che non correlata, strategie risultate in passato ampiamente fallimentari. Queste linee guida generali sono valide per tutti e cinque i Gruppi analizzati. Per quanto riguarda l'impresa che più di ogni altra ha ispirato questa ricerca, Enel, si riservano invece alcuni suggerimenti particolari. Oltre alle considerazioni espresse in precedenza, al maggior operatore italiano si consiglia una strategia basata su due pilastri: il consolidamento del business nei mercati europei in cui il Gruppo è già presente e l'espansione in quelli sudamericani. La prima raccomandazione deriva dal fatto che, attraverso l'analisi degli *strategic plan* dei quattro concorrenti effettuata in precedenza, è emerso come nei prossimi anni queste imprese cercheranno di crescere essenzialmente nelle economie mature dell'Unione, mercato in cui è quindi prevedibile un'agguerrita concorrenza. Appare dunque consigliabile ad Enel di concentrare gli sforzi sulla fidelizzazione dei clienti europei e sull'efficientamento delle proprie attività, piuttosto che impiegare ingenti risorse sull'espansione internazionale in Europa. Sembra infatti preferibile proseguire l'opera di internazionalizzazione specialmente in quello che, ad oggi, è il terzo mercato per flusso di ricavi della società,

quello sudamericano, che non sarà oggetto di particolare attenzione da parte delle altre quattro compagnie, ed in cui sarà quindi più facile continuare ad avere una sostenuta crescita dimensionale, specialmente grazie alle acquisizioni degli operatori locali.

## Bibliografia e Sitografia

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2016). *Market monitoring report 2015*. Disponibile da [http://www.acer.europa.eu/official\\_documents/acts\\_of\\_the\\_agency/publication/acer\\_market\\_monitoring\\_report\\_2015.pdf](http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer_market_monitoring_report_2015.pdf)

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2017). *Public data underlying the figures of Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2016*. Disponibile da [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Public%20data%20underlying%20the%20published%20figures%20electricity%20wholesale%202016.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Public%20data%20underlying%20the%20published%20figures%20electricity%20wholesale%202016.pdf)

Ait Abdeslam, S. (2008). *Du monopolo au marche: cas d'EDF, entreprise en mutation*. Tesi di dottorato, Università della Lorena, Nancy, Francia. Disponibile da <http://docnum.univ-lorraine.fr/public/NANCY2/doc358/2008NAN22003.pdf>

Battista Zorzoli, G. (2005). *Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza*. Roma: Franco Muzzio Editore

Consiglio Nazionale delle Ricerche (2010). *La liberalizzazione dei mercati*. Disponibile da [http://www2.ceris.cnr.it/homedipendenti/vitali/dispense2010\\_11\\_PE/introduzione%20liberalizzazioni%2026%2011%202010.pdf](http://www2.ceris.cnr.it/homedipendenti/vitali/dispense2010_11_PE/introduzione%20liberalizzazioni%2026%2011%202010.pdf)

Czarnes, R. (2002). *François Roussely présente aujourd'hui la nouvelle organisation d'EDF*. Les Echos.fr: Disponibile da [https://www.lesechos.fr/17/01/2002/LesEchos/18574-044-ECH\\_francois-roussely-presente-aujourd-hui-la-nouvelle-organisation-d-edf.htm](https://www.lesechos.fr/17/01/2002/LesEchos/18574-044-ECH_francois-roussely-presente-aujourd-hui-la-nouvelle-organisation-d-edf.htm)

Czarnes, R. (2003). *EDF réorganise sa direction pour mieux affronter la concurrence*. Les Echos.fr Disponibile da [https://www.lesechos.fr/25/02/2003/LesEchos/18853-037-ECH\\_edf-reorganise-sa-direction-pour-mieux-affronter-la-concurrence.htm](https://www.lesechos.fr/25/02/2003/LesEchos/18853-037-ECH_edf-reorganise-sa-direction-pour-mieux-affronter-la-concurrence.htm)

Daft, R. L., (2013). *Organizzazione aziendale (5. ed.)*. Milano: Apogeo

De Simone, E. (2014). *Storia economica. Dalla rivoluzione industriale alla rivoluzione informatica (5. ed.)* Milano: Franco Angeli

De Vincenti, C., Vigneri, A. (2006). *Le virtù della concorrenza: regolazione e mercato nei servizi di pubblica utilità (1. ed.)* Milano: Il Mulino

Di Gaspare, G. (2015). *Diritto dell'economia e dinamiche istituzionali (2. ed.)*. Vicenza: Cedam

- Diekmann, F., Kwasniewski, N., Schultz, S. (2015, 01 Dicembre). *Die Guten ins Töpfchen*. Disponibile da <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/rwe-die-wichtigsten-antworten-zum-geplanten-umbau-a-1065476.html>
- EDF Group. (2002). *Rapport Annuel 2002*. Disponibile da [http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/36/095/36095225.pdf?r=1](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/36/095/36095225.pdf?r=1)
- EDF Group. (2005). *Annual report 2005*. Disponibile da [https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/finance/Annual%20Report%20VA/2005/Report/ra2005\\_corporate\\_full\\_va.pdf](https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/finance/Annual%20Report%20VA/2005/Report/ra2005_corporate_full_va.pdf)
- EDF Group. (2011). *2011 Reference document. Annual financial report*. Disponibile da [https://www.edf.fr/sites/default/files/uploads/edf\\_ddr2011\\_interactif\\_va.pdf](https://www.edf.fr/sites/default/files/uploads/edf_ddr2011_interactif_va.pdf)
- EDF Group. (2013). *Annual report 2013*. Disponibile da <https://www.edf.fr/sites/default/files/uploads/2013%20Annual%20Report.pdf>
- EDF Group. (2017). *2017 Management report. Group results*. Disponibile da <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/financial-information/publications/financial-results/2017-annual-results/pdf/fy-results-2017-management-report-20180216.pdf>
- EDF Group. (2017). *Delivering on CAP 2030*. Disponibile da <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/investors-analysts/events/investor-call-delivering-on-cap-2030-7-march-2017.pdf>
- EDF Group. (2017). *Reference document 2017 including the Annual Financial Report*. Disponibile da <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/financial-information/regulated-information/reference-document/edf-ddr-2017-en.pdf>
- EDF Group. (2018). *Executive Management*. Disponibile da <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/who-we-are/governance/executive-management>
- EDF Group. (2018). *Strategy CAP 2030*. Disponibile da <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/who-we-are/strategy-cap-2030>
- Enel. (1999). *Annual Report 1999*. Disponibile da [http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC\\_ESOCF\\_1999.pdf](http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC_ESOCF_1999.pdf)
- Enel. (2002). *Annual Report 2002*. Disponibile da [http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC\\_ESOCF\\_2002.pdf](http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC_ESOCF_2002.pdf)
- Enel. (2008). *Annual Report 2008*. Disponibile da [http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC\\_ESOCF\\_2008.pdf](http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC_ESOCF_2008.pdf)



- Enel. (2010). *Annual Report 2010*. Disponibile da [http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC\\_ESOCF\\_2010.pdf](http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC_ESOCF_2010.pdf)
- Enel. (2014). *Annual Report 2014*. Disponibile da [http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC\\_ESOCF\\_2014.pdf](http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/e/OTC_ESOCF_2014.pdf)
- Enel. (2016). *La nostra storia, il nostro futuro*. Disponibile da <https://www.enel.com/it/storie/a/2016/09/lanostrastoriailnostrofuturo>
- Enel. (2017). *Annual Report 2017*. Disponibile da [https://www.enel.com/content/dam/enel-com/governance\\_pdf/reports/annual-financial-report/2017/annual-report-2017.pdf](https://www.enel.com/content/dam/enel-com/governance_pdf/reports/annual-financial-report/2017/annual-report-2017.pdf)
- Enel. (2017). *Bilancio di sostenibilità 2017*. Disponibile da [https://www.enel.com/content/dam/enel-com/governance\\_pdf/reports/bilanci-annuali/2017/bilancio-sostenibilita-2017-enel.pdf](https://www.enel.com/content/dam/enel-com/governance_pdf/reports/bilanci-annuali/2017/bilancio-sostenibilita-2017-enel.pdf)
- Enel. (2018). *Capital markets day. Strategic Plan 2018-2020*. Disponibile da <https://www.enel.com/content/dam/enel-com/investors/presentations/Enel-Capital-Markets-Day-2017.pdf>
- Enel. (2018). *Comunicato stampa*. Disponibile da [http://strategy2017.enel.com/it/files/Piano\\_Strategico\\_2018-2020-ITA.pdf](http://strategy2017.enel.com/it/files/Piano_Strategico_2018-2020-ITA.pdf)
- Enel. (2018). *Comunicato stampa*. Disponibile da <https://www.enel.com/content/dam/enel-common/press/it/2018/09/Enel%20X%20Ufinet%202.pdf>
- Enel. (2018). *Partnership e Technology Map*. Disponibile da <https://www.enel.com/partnership-map/enel-partnership-map.html?lang=it#>
- Giachetti Fantini, M. (2017). *La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale: il caso italiano nel panorama europeo*. Genova: Centro Studi Aperta Contrada
- Hybritdevelopment. (2018). *Hybrit – Towards fossil-free steel*. Disponibile da <http://www.hybritdevelopment.com/>
- Iberdrola. (2014). *Integrated Report / April 2014*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/inversores/docs/IA\\_InformeIntegrado14.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/inversores/docs/IA_InformeIntegrado14.pdf)
- Iberdrola. (2015). *Integrated Report / February 2015*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/inversores/docs/IA\\_InformeIntegrado15.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/inversores/docs/IA_InformeIntegrado15.pdf)
- Iberdrola. (2016). *2016-2020 Strategic Pillars*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/inversores/docs/Perspectivas16\\_1.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/inversores/docs/Perspectivas16_1.pdf)

Iberdrola. (2016). *2016-2020 Strategic Plan execution*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/conocenos/docs/infografiaPerspectivas\\_9M16\\_eng.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/conocenos/docs/infografiaPerspectivas_9M16_eng.pdf)

Iberdrola. (2017). *Annual Financial Report. Iberdrola, S.A. and subsidiaries /Financial year 2017*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/corporativos/docs/FinancialStatements\\_AuditorsReport\\_Consolidated17.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/corporativos/docs/FinancialStatements_AuditorsReport_Consolidated17.pdf)

Iberdrola. (2017). *Integrated Report / February 2017*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/inversores/docs/IA\\_IntegratedReport17.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/inversores/docs/IA_IntegratedReport17.pdf)

Iberdrola. (2017). *Sustainability Report / 2017* Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/corporativos/docs/IB\\_Sustainability\\_Report.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/corporativos/docs/IB_Sustainability_Report.pdf)

Iberdrola. (2018). *Integrated Report / February 2018*. Disponibile da [https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en\\_US/inversores/docs/IA\\_IntegratedReport18.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/inversores/docs/IA_IntegratedReport18.pdf)

J.G. (2003, 26 Settembre). *Iberdrola reajusta su organigrama y crea una dirección para Iberoamérica*. ABC.es. Disponibile da [https://www.abc.es/hemeroteca/historico-26-09-2003/abc/Economia/iberdrola-reajusta-su-organigrama-y-crea-una-direccion-para-iberoamerica\\_209783.html](https://www.abc.es/hemeroteca/historico-26-09-2003/abc/Economia/iberdrola-reajusta-su-organigrama-y-crea-una-direccion-para-iberoamerica_209783.html)

Kauflin, J. (2017). *The world's most sustainable companies 2017*. Disponibile da <https://www.forbes.com/sites/jeffkauflin/2017/01/17/the-worlds-most-sustainable-companies-2017/#76e6739d4e9d>

La Spina, A., Majone, G. (2000). *Lo stato regolatore (1. ed)*. Milano: Il Mulino

Notargiovanni, A., Degrassi, G., Sanna, R. (2006). *Governare la riforma. Imprese, sindacato e regole nel mercato dell'energia*. Istituto di ricerche economiche e sociali.

Novakovic, N., Stankovic, N., Smiljic, P., Gasovic, B., Bajic, Z. (2005). *EDF vs. RWE*. IIM/EURO – MBA Studies. Disponibile da <https://www.rodenberg.nl/publications/publications/EDFvsRWE.pdf>

Pederson Jay, P. (2003). *International Directory of Companies Histories. Vol. 49*. Detroit: St. James Press

Peters, M., Gast, T. (2002). *Konzernsteuerung mit Holdingkonzepten. Das Beispiel RWE*. WiSt-Fallstudie. Disponibile da [https://www.brainguide.de/upload/publication/80/23v91/5e0629b16024c9771abf99136f611d45\\_1311687038.pdf](https://www.brainguide.de/upload/publication/80/23v91/5e0629b16024c9771abf99136f611d45_1311687038.pdf)

Prosperetti, L. (2006). *Economia e diritto antitrust*. Roma: Carrocci

RWE. (2006). *Annual report 2006. Investing in Innovation and Growth*. Disponibile da <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/283532/data/280474/1/rwe/investor-relations/reports/archive/2006/blob.pdf>

RWE. (2010). *Annual Report 2010*. Disponibile da <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/543512/data/414532/6/rwe/investor-relations/reports/archive/2010/RWE-Annual-Report-2010.pdf>

RWE. (2014). *Annual Report 2014*. Disponibile da [http://www.rwe.com/app/wartung/hv2014/bpk\\_docs/RWE-Annual-Report-2014.pdf](http://www.rwe.com/app/wartung/hv2014/bpk_docs/RWE-Annual-Report-2014.pdf)

RWE. (2017). *Annual Report 2017*.

RWE. (2018). *RWE Generation SE*. Disponibile da <https://www.group.rwe/en/the-group/organisational-structure/rwe-generation>

RWE. (2018). *RWE AG*. Disponibile da <https://www.group.rwe/en/the-group/organisational-structure/rwe-ag>

RWE. (2018). *RWE Company Presentation*. Disponibile da <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/3707752/data/2495606/12/rwe/investor-relations/presentations/RWE-company-presentation-2018-08-16-.pdf>

RWE. (2018). *RWE Group. Structure*. Disponibile da <https://www.group.rwe/en/the-group/organisational-structure>

RWE. (2018). *RWE History*. Disponibile da <https://www.group.rwe/en/the-group/history>

RWE. (2018). *RWE Power AG*. Disponibile da <https://www.group.rwe/en/the-group/organisational-structure/rwe-power>

RWE. (2018). *RWE's strategy*. Disponibile da <https://www.group.rwe/en/the-group/profile-and-strategy>

Scognamiglio Pasini, C. (2013). *Economia industriale (3. ed)*. Roma: Luiss University Press

Sticchi Damiani, E. (2008). *Studi in tema di liberalizzazioni. Riflessi giuridici dell'evoluzione della disciplina*. Torino: Giappichelli Editore

Swedish Competition Authority. (1996). *Deregulation of the Swedish Electricity Market* Disponibile da <http://www.konkurrensverket.se/globalassets/english/publications-and-decisions/deregulation-of-the-swedish-electricity-market.pdf>

Testarmarta, S. (2012). *Le strategie delle local utility europee nel settore dell'energia*. Padova: Cedam

Vattenfall. (1997). *Annual Report 1997*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/1997/annual-report-1997\\_8460594.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/1997/annual-report-1997_8460594.pdf)

Vattenfall. (2000). *Annual Report 2000*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/2000/annual-report-2000\\_8458302.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2000/annual-report-2000_8458302.pdf)

Vattenfall. (2001). *Annual Report 2001*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/2001/annual-report-2001\\_8458199.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2001/annual-report-2001_8458199.pdf)

Vattenfall. (2002). *Annual Report 2002*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/finanzberichte/annual\\_report\\_2002.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/finanzberichte/annual_report_2002.pdf)

Vattenfall. (2004). *Annual Report 2004*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/finanzberichte/annual\\_report\\_2004.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/finanzberichte/annual_report_2004.pdf)

Vattenfall. (2009). *Annual Report 2009*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/2009/annual\\_report\\_2009.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2009/annual_report_2009.pdf)

Vattenfall. (2011). *Annual Report 2011*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/2011/annual\\_report\\_2011.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2011/annual_report_2011.pdf)

Vattenfall. (2012). *Annual Report 2012*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/finanzberichte/jahresbericht/annual\\_report\\_2012.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/deutschland/finanzberichte/jahresbericht/annual_report_2012.pdf)

Vattenfall. (2014). *Annual Report 2014*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/2014/annual-and-sustainability-report-2014.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2014/annual-and-sustainability-report-2014.pdf)

Vattenfall. (2017). *Annual and Sustainability Report 2017*. Disponibile da [https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual\\_reports/2018/vattenfall annual and sustainability report 2017 eng.pdf](https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/annual_reports/2018/vattenfall_annual_and_sustainability_report_2017_eng.pdf)

Vattenfall. (2018). *Centuries of corporate challenges*. Disponibile da <https://history.vattenfall.com/the-company-and-the-people/centuries-of-corporate-challenges>

Vattenfall. (2018). *History*. Disponibile da <https://corporate.vattenfall.com/about-vattenfall/history/>

Vattenfall. (2018). *The history and heritage of Vattenfall*. Disponibile da <https://history.vattenfall.com/>

Votteler, T. (2003). *International Directory of Companies Histories. Vol. 50*. Detroit: St. James Press