



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA CHIMICA E DEI PROCESSI INDUSTRIALI

**OTTIMIZZAZIONE DELLA FILIERA DI
PRODUZIONE DI BIOETANOLO IMPLEMENTANDO
MECCANISMI ECONOMICI DI
"EMISSION TRADING"**

Relatore: Prof. Fabrizio Bezzo

Correlatore: Dott. Andrea Bernardi

Laureando: STEFANO PENAZZI

ANNO ACCADEMICO 2011-2012

Riassunto

In accordo con le politiche dell'Unione Europea, è ormai evidente la necessità di aumentare l'utilizzo di energie da fonti rinnovabili. In particolare la via indicata dalle Normative per ridurre le emissioni di gas serra del settore dei trasporti considera l'utilizzo di bioetanolo miscelato con carburante tradizionale in percentuali via via crescenti nei prossimi anni. Anche l'Italia dovrà adeguarsi alle Normative europee creando una rete nazionale di produzione per i biocarburanti al fine di permettere un approvvigionamento di carburante ambientalmente sostenibile. È stato pertanto sviluppato un modello, secondo una programmazione MILP (*Mixed Integer Linear Programming*), per simulare la progettazione e la pianificazione della filiera produttiva di bioetanolo su un ampio orizzonte temporale e collocandola in maniera esplicita sul territorio del Nord-Italia. È stata inoltre studiata l'ottimizzazione della filiera considerando diverse biomasse e diversi processi produttivi, comprendenti prima e seconda generazione produttiva. In particolare sono state ottimizzate sia le prestazioni ambientali che economiche della filiera. In questo lavoro sono stati condotti due differenti studi per dettagliare la descrizione della filiera produttiva. Nella prima parte è stato studiato l'effetto sulla filiera della possibile introduzione di superfici agricole ausiliarie, consistenti nei cosiddetti terreni a riposo (*set-aside*), in aggiunta alle terre normalmente considerate per il reperimento della biomassa necessaria ai processi produttivi. Nella seconda parte è stato studiato l'effetto sulla filiera considerando la possibilità di ottenere incentivi derivanti dall'introduzione della filiera stessa all'interno dello *European Emission Trading System*, in accordo con le Normative europee sul commercio delle quote di carbonio.

Indice

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 –Il problema energetico e i biocarburanti	3
1.1. SITUAZIONE ENERGETICA ATTUALE	3
1.2. ENERGIA DALLE BIOMASSE.....	9
1.2.1. Biocarburanti di prima generazione	10
1.2.2. Biocarburanti di seconda generazione.....	12
1.3. PROCESSI PRODUTTIVI DEL BIOETANOLO	13
1.3.1. Prima generazione	13
1.3.2. Seconda generazione	16
1.3.3. Processi ibridi	18
1.4. SINTESI DEI PROCESSI PRODUTTIVI	18
1.5. MOTIVAZIONE DEL LAVORO	19
CAPITOLO 2 – Supply Chain Management: descrizione del modello di filiera	21
2.1. GESTIONE STRATEGICA DI FILIERA	21
2.2. MODELLI E APPROCCI ALGORITMICI	24
2.2.1. Definizione della superstruttura e modello di ottimizzazione.....	25
2.2.2. Metodi risolutivi per sistemi MILP	26
2.2.3. Modellazione multi obiettivo	29
2.3. DESCRIZIONE QUALITATIVA DEL MODELLO.....	30
2.4. PROGRAMMA UTILIZZATO.....	35
CAPITOLO 3 – I terreni a riposo nella modellazione della filiera di produzione	37
3.1. DEFINIZIONI E CONTESTUALIZZAZIONE.....	37
3.1.1. Breve profilo storico dell'utilizzo dei <i>set-aside</i>	38
3.1.1.1. L'estensione e l'utilizzo a livello europeo dei <i>set-aside</i>	42
3.1.2. Estensione nazionale delle superfici a riposo	44
3.2. MODELLAZIONE DEL <i>SET-ASIDE</i>	45
3.2.1. Assunzioni nella modellazione del <i>set-aside</i>	45
3.2.2. La funzione obiettivo	45
3.2.3. Ripartizione delle superfici a riposo nella griglia computazionale	46
3.2.4. Equazioni descrittive delle superfici a riposo	47
3.3. RISULTATI	50
3.3.1. Set di Pareto	50
3.3.2. Configurazioni spaziali e logistica	52
3.3.3. Pianificazione temporale della filiera.....	55

3.4. Conclusioni	57
CAPITOLO 4 – Contestualizzazione e descrizione dell’Emission Trading System	59
4.1. EMISSION TRADING SYSTEM.....	59
4.1.1. Il protocollo di Kyoto	59
4.1.2. Il mercato delle quote di emissione.....	62
4.1.3. European Emission Trading System	64
4.1.3.1. Settori partecipanti all’ETS.....	66
4.1.3.2. Fasi di attuazione	67
4.1.3.3. Piani nazionali di assegnazione	68
4.1.4. Recepimento italiano delle Normative sull’ETS.....	71
4.1.4.1. Piano Nazionale di Assegnazione italiano.....	71
4.1.5. Andamento del prezzo delle quote	73
CAPITOLO 5 – Introduzione della filiera nell’Emission Trading System.....	75
5.1. MODELLAZIONE DELLA FILIERA NELL’ETS.....	75
5.1.1. Assunzioni nella modellazione della filiera nell’ETS.....	75
5.1.2. Equazioni descrittive del comportamento della filiera nell’ETS	77
5.1.2.1. Aspetto economico.....	77
5.1.2.2. Aspetto ambientale.....	77
5.2. RISULTATI.....	79
5.2.1. Approccio 1	79
5.2.2. Analisi di sensitività sul comportamento della filiera non considerando <i>green-credits</i> per la vendita di energia elettrica	91
5.2.3. Approccio 2	97
5.3. CONCLUSIONI	100
CONCLUSIONI	103
APPENDICE A – MODELLO DELLA FILIERA DI PRODUZIONE.....	107
APPENDICE B – DATI GEOGRAFICI.....	119
NOMENCLATURA.....	123
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	131

Introduzione

Appare ormai chiara ed evidente, da alcuni anni e sempre con maggior forza, la necessità di intraprendere a livello globale scelte di politica energetica responsabili e volte all'utilizzo efficace e non lesivo delle risorse del pianeta. Si è pertanto venuta a formare una sensibilità ambientale a livello generale e, a livello politico, una consapevolezza sempre più evidente per le tematiche ambientali. In particolare, a livello politico sono state prese in quasi tutto il mondo, sin dal primo enorme richiamo sullo stato del pianeta quale fu il Protocollo di Kyoto, misure per integrare un consumo e garantire uno sviluppo energetici sostenibili e, nel medio periodo, ridurre in generale le emissioni di gas serra. L'Unione Europea ha aderito al Protocollo scegliendo come principale strumento per ridurre le emissioni di gas serra il commercio di quote di emissione, denominato *Emission Trading System*. Questo, semplificando, è un sistema *Cap&Trade* in cui ad ogni attività industriale vengono assegnati quantitativi di gas serra massimi emettabili che decrescono negli anni in linea con le politiche di riduzione delle emissioni a livello globale. Qualora l'attività riesca a sottostare con margine al limite imposto, potrà vendere il quantitativo di emissioni mancante per raggiungere il limite; in caso contrario, potrà acquistare l'eccesso emesso oltre il limite. Questo sistema è stato proposto nel Protocollo di Kyoto considerando che la riduzione di emissioni debba avvenire a livello globale e non sia influenzata dalla particolare dinamica spazio-temporale in cui questa avviene. La Commissione Europea ha emesso inoltre una serie di Normative volte ad incoraggiare il parziale abbandono delle fonti fossili in favore di quelle alternative, indicando in particolare, per il settore dell'autotrazione, come possibili sostituti per i combustibili tradizionali i biocarburanti. La Normativa CE 2009/28, riguardante il settore dei biocarburanti, prevede nello specifico l'utilizzo di bioetanolo miscelato con benzina in percentuali via via crescenti negli anni al fine di ridurre l'impatto ambientale del carburante tradizionale. Considerando questi due fatti, si viene quindi a creare la necessità di definire un sistema produttivo per il bioetanolo che sia efficiente e integrato con le realtà industriali, sociali e politiche dell'Unione Europea. Alcune delle tecnologie produttive, le cosiddette tecnologie di prima generazione, sono processi consolidati da diversi anni che vedono la produzione di bioetanolo a partire da mais; altre tecnologie produttive, la cosiddetta seconda generazione, si stanno sviluppando per supplire alle problematiche socio-ambientali della prima generazione. In un tale panorama, in cui vi è un innesto di processi produttivi in una realtà industriale esistente, è necessaria una pianificazione strategica della filiera produttiva. Questo permette infatti di considerare a priori i fattori di rischio e di individuare le caratteristiche sulle quali poter far leva per rendere la filiera nella sua totalità efficiente e

naturalmente inserita nella rete logistico-produttiva preesistente. Una siffatta analisi consente agli investitori di guardare anticipatamente il sistema nel suo complesso e comprenderne punti di forza e di debolezza, al fine di indirizzare coscientemente gli investimenti. È pratica consolidata sin dalla fine degli anni '90 l'utilizzo di modelli basati su tecniche di programmazione matematica multi-scenario per descrivere realtà industriali complesse al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati. I modelli, infatti, sono in grado di sviluppare l'intera filiera produttiva e di ricercare la migliore soluzione, ottimizzando quei parametri decisionali significativi per il sistema. In questo caso si è scelto di studiare le configurazioni di filiera sotto due differenti aspetti, economico ed ambientale, coerentemente con la sensibilità per lo sviluppo sostenibile intrinseca alla produzione di biocarburanti, ma anche tenendo presente la competitività del processo all'interno del mercato. Il *Net Present Value* è stata individuato come la funzione obiettivo economica da massimizzare, per valutare le performance finanziarie ed economiche delle *supply chain*. Per quanto riguarda, invece, l'aspetto ambientale è stata scelta la minimizzazione dell'impatto ambientale in termini di emissioni di CO₂ equivalente. L'Italia settentrionale è stata scelta come base geografica esplicita per lo studio dell'installazione della filiera. Su questo territorio, i modelli sviluppati ottimizzano la filiera, determinano le più convenienti allocazioni e produzioni delle coltivazioni di biomassa e degli impianti, tenendo presente la possibilità di caratterizzarli con diverse tecnologie produttive, nonché la struttura del *network* di approvvigionamento della biomassa e del trasporto delle merci nell'arco di dieci anni di attività. Questo lavoro studia inoltre la possibilità di installare coltivazioni per l'ottenimento della biomassa su terreni a riposo (*set-aside*) al fine di alleggerire il carico produttivo dei terreni normalmente adibiti a coltura. Viene anche considerata la possibilità di integrare l'attività di produzione del bioetanolo, a livello di totale filiera produttiva, nel sistema di scambio di quote di emissione, al fine di indagare i possibili incentivi derivanti dal mercato delle quote, tenendo presente le caratteristiche di sostenibilità dei processi produttivi.

Nel primo Capitolo viene discussa brevemente la situazione energetica attuale, contestualizzando la produzione di biocarburanti. Si descrivono poi le tecnologie di produzione di bioetanolo. Nel secondo capitolo, dopo una introduzione al tema della gestione strategica di filiera, vengono descritti i metodi matematici utilizzati per la modellazione della filiera. Nel Terzo capitolo vengono dapprima introdotte le caratteristiche delle superfici a riposo, contestualizzandole a livello normativo. Sono descritte poi le assunzioni e le modifiche apportate al modello di filiera per considerare l'utilizzo di tali superfici e, infine, vengono presentati i risultati ottenuti. L'inserimento della filiera nel sistema di scambio di quote viene infine preso in considerazione, dopo una contestualizzazione dei meccanismi del sistema di scambio al Capitolo 4, nel quinto Capitolo. Il lavoro è concluso da una discussione finale sui risultati ottenuti.

Capitolo 1

Il Problema energetico e i biocarburanti

In questo capitolo dopo una breve panoramica sulla situazione energetica attuale viene introdotta e descritta la possibilità di ottenere energia dalle biomassa. In particolare viene effettuata una descrizione delle materie prime e delle tecniche di produzione dei biocarburanti seguita da una trattazione più approfondita sul bioetanolo di prima e seconda generazione.

1.1 Situazione energetica attuale

Sono pochi i segnali che indicano che il necessario ed urgente cambiamento di direzione dei trend energetici globali è effettivamente in corso. Nonostante a partire dal 2009 la ripresa dell'economia mondiale sia stata disomogenea e le future prospettive economiche restino incerte, nel 2010 la domanda globale di energia primaria è tornata a crescere, come osservabile in Figura 1.1.

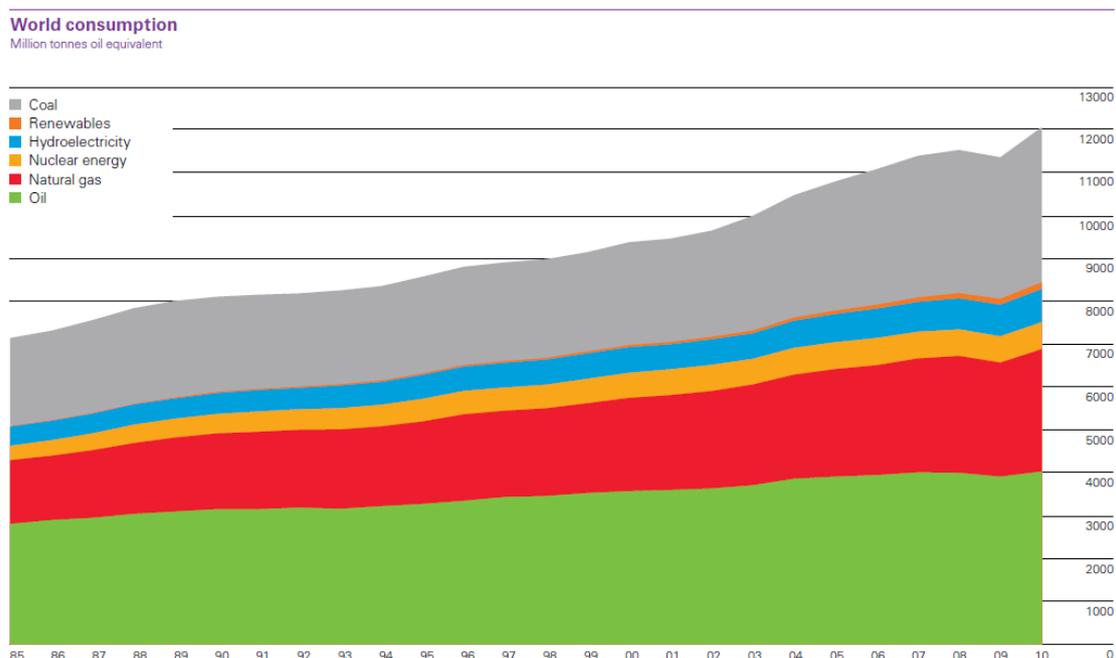


Figura 1.1. Consumo globale di energia nel periodo 1985-2010 per fonte energetica. (Fonte: BP Statistic Review of World energy June 2012).

Il consumo globale di energia primaria è cresciuto del 5.6% nel 2010, registrando la più forte crescita dal 1973. Si è assistito ad un aumento generalizzato su tutte le fonti, dal petrolio, alle energie rinnovabili.

Conseguentemente all'aumento del consumo energetico mondiale si è avuta una risalita dei quantitativi di anidride carbonica immessa in atmosfera dalle attività antropiche (Figura 1.2).

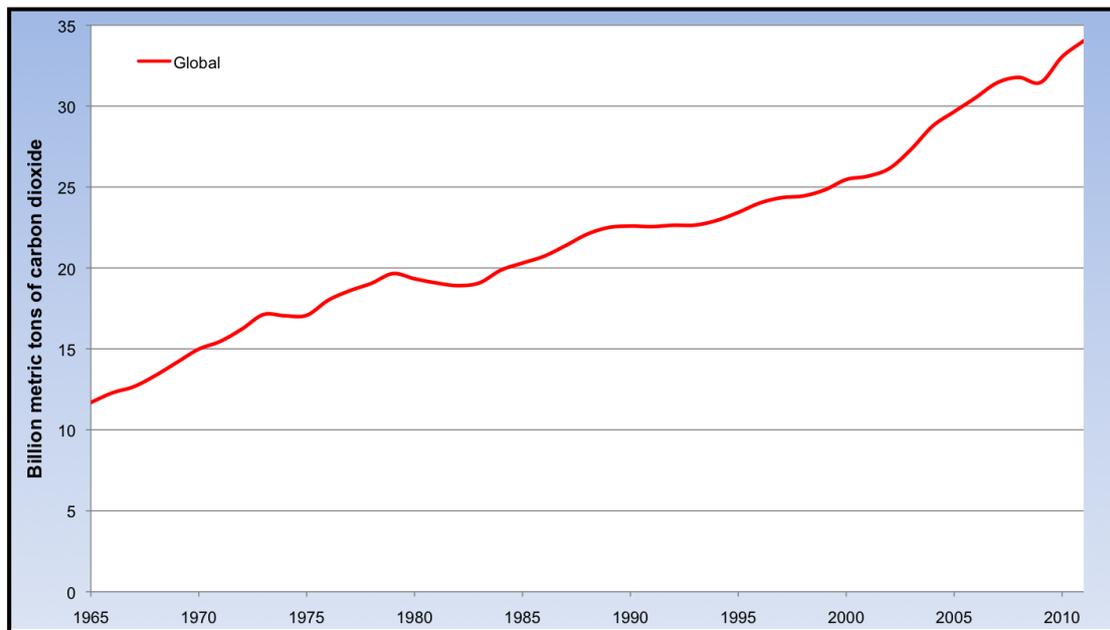


Figura 1.2. Emissioni globali di anidride carbonica nel periodo 1965-2011 (Fonte: BP *Statistic Review of World energy June 2012*).

In Figura 1.2 si osserva che dopo il calo del periodo 2007-2008, dovuto non tanto a misure di effettiva riduzione delle emissioni, ma ad un arresto delle produzioni industriali nei paesi occidentali, il quantitativo di emissioni globale è continuato a salire. Ciò è dovuto principalmente al contributo delle economie asiatiche che manifestano tassi di crescita per il secondo trimestre 2012, seppur in calo rispetto ai periodi precedenti, nettamente positivi con +7.6% e 5.6% rispettivamente per Cina ed India (Fonte: www.ilsole24ore.it, maggio 2012).

Eventi quali l'incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima Daiichi e le rivolte che hanno interessato diverse zone dell'area Medio Oriente e Nord Africa (MENA) hanno sollevato inoltre dubbi sull'affidabilità delle forniture energetiche.

Va sottolineato anche che in questo preciso momento storico, in Europa specialmente, le preoccupazioni legate alla crisi dei debiti sovrani, il protrarsi tragico della crisi del sistema finanziario del 2008, e conseguentemente i dubbi riguardanti l'integrità finanziaria degli Stati coinvolti, hanno allontanato l'attenzione dei governi dalla politica energetica e limitato i loro strumenti di intervento, segnale questo tutt'altro che incoraggiante per il conseguimento degli obiettivi climatici concordati a livello globale. Nel *World Energy Outlook* del 2010, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), ribadisce però il concetto che il quadro

energetico mondiale futuro dipenderà proprio dall'azione politica dei governi, e dal modo in cui questa azione influenzerà la tecnologia, i prezzi dei servizi energetici e il comportamento dei consumatori finali. Lo scenario principale considerato in questo *Outlook*, detto Scenario Nuove Politiche, considera pertanto gli impegni presi e le politiche annunciate dai vari paesi nel periodo pre-crisi. In questo scenario viene stimato che la domanda energetica globale salga del 36% tra il 2008 e il 2035, da circa 12300 milioni di tonnellate di petrolio equivalenti (Mtoe) a oltre 16700 Mtoe.

Nello scenario Nuove Politiche viene chiaramente espresso che l'era dei combustibili fossili è tutt'altro che terminata, ma il loro dominio potrebbe diminuire. Il consumo di tutte le fonti fossili, come illustrato in Figura 1.1, aumenta, ma la loro percentuale sulla domanda globale di energia primaria diminuirà leggermente scivolando dall'81% nel 2010 al 75% nel 2035; in questo orizzonte, il gas naturale è il solo combustibile fossile che aumenterà la sua quota nel mix energetico mondiale considerando che la domanda di gas si avvicini, sin quasi a raggiungerla, a quella di carbone di cui l'80% dell'incremento atteso è stimato provenire dai paesi non-OCSE (*Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico*). In Cina, ad esempio, le politiche volte a promuovere la diversificazione energetica incentivano una forte espansione del consumo di gas, soddisfatto attraverso una maggior produzione domestica, un aumento del commercio di Gas Naturale Liquefatto (GNL) e importazioni tramite la rete di gasdotti che attraversa l'Eurasia. Durante il periodo di previsione considerato, il commercio mondiale di gas raddoppierà e la Cina sarà responsabile di oltre un terzo di questo incremento. Il petrolio rimane il carburante principale, con il 33.6% sul totale globale, ma è da una decina di anni che il suo dominio vede la presenza di altre fonti energetiche. La produzione mondiale di petrolio nel 2010, come osservabile in Figura 1.3, è cresciuta di 1.8 milioni di barili al giorno (mb/g), in maniera generalizzata in tutte le regioni eccetto l'Europa e l'Eurasia. Inoltre tale dato è fortemente differenziato a seconda che si tratti di paesi OPEC o non-OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*). Parallelamente il consumo mondiale di petrolio è aumentato di 2.7 mb/g, principalmente dovuto alla domanda delle regioni dell'Asia che si affacciano sul Pacifico con il 54% della totale domanda di petrolio (BP Statistic Review of World energy June 2012).

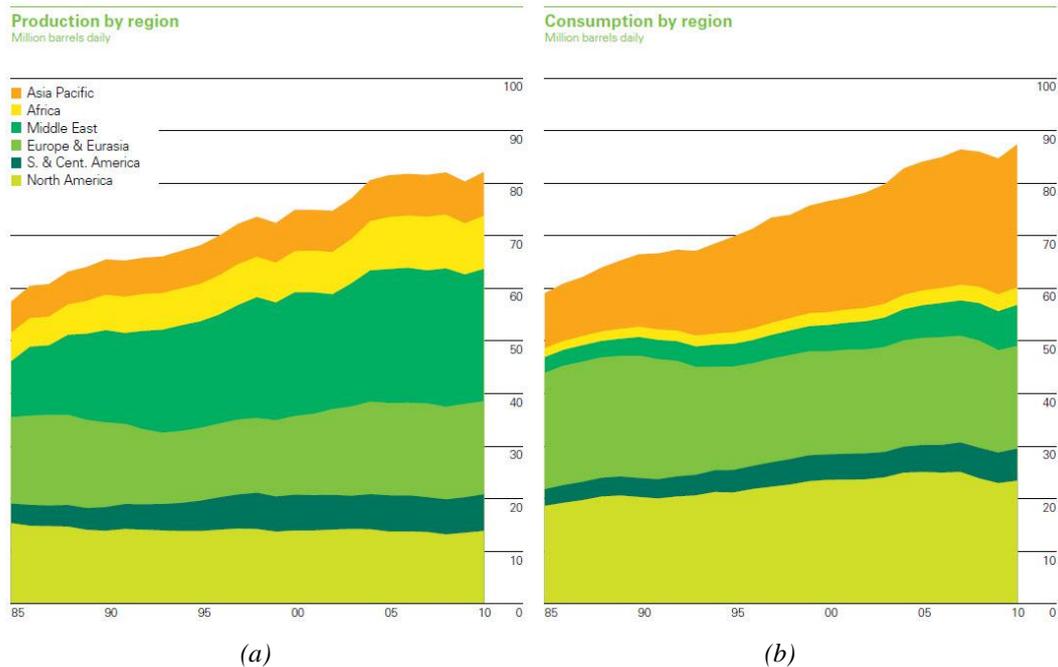


Figura 1.3. Produzione (a) e consumo (b) di petrolio in milioni di barili al giorno per Area globale (Fonte: BP Statistic Review of World energy June 2012).

Nello Scenario Nuove Politiche, si stima che il prezzo medio dell'import del greggio nei paesi membri dell'Agencia Internazionale dell'Energia (AIE) rimanga alto, avvicinandosi a 120 dollari al barile in dollari 2010 (oltre 210 dollari al barile in termini nominali) nel 2035. Tuttavia, è probabile che nel breve termine la volatilità dei prezzi continui ad essere elevata. Il previsto incremento netto della domanda petrolifera sarà dovuto interamente al settore trasporti delle economie emergenti, in quanto la crescita economica di questi paesi sosterrà la domanda di mobilità di persone e merci (Figura 1.4). Si stima che il consumo di petrolio (biocarburanti esclusi) aumenti da 87 mb/g nel 2010 a 99 mb/g nel 2035. In quello stesso anno, il numero totale di autoveicoli raddoppierà fino ad avvicinarsi a 1,7 miliardi. Nel 2020, le vendite nei mercati non-OCSE supereranno quelle OCSE, con il baricentro della produzione automobilistica che già prima del 2015 si sposterà verso i mercati emergenti. Il consumo di petrolio aumenterà nonostante in diverse regioni si otterranno impressionanti miglioramenti di efficienza volti ad ottimizzare il consumo di carburante. Ciò accadrà principalmente in Europa, soprattutto per i veicoli per il trasporto passeggeri, e negli Stati Uniti per i veicoli pesanti dedicati al trasporto merci. Emergeranno tecnologie motoristiche alternative con consumi di petrolio molto più efficienti o che non lo utilizzano affatto, come i veicoli elettrici, ma ci vorrà tempo prima che riescano a diffondersi su scala commerciale e che penetrino i mercati.

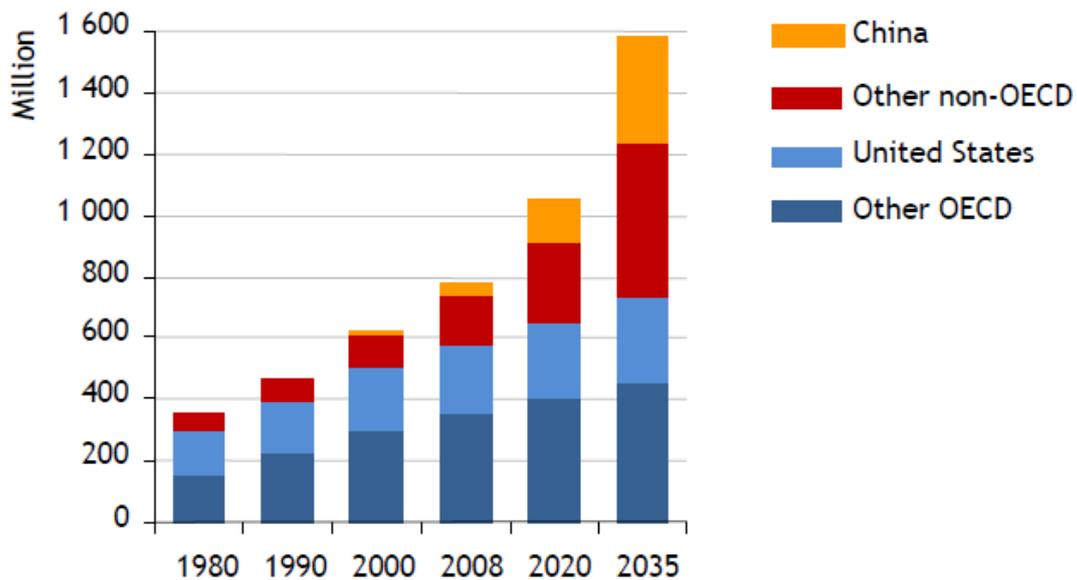


Figura 1.4. Numero di automobili al mondo nel periodo 1980-2035 (Fonte: World Energy Outlook 2010).

Per quanto riguarda il settore dei trasporti una delle alternative ai combustibili fossili ritenute più valide sono i biocarburanti e negli ultimi anni politiche favorevoli hanno portato al rapido aumento della loro produzione. L'aumento dei finanziamenti a favore del settore delle bioenergie è confermato dalle previsioni nel periodo che va dal 2008 al 2035 sia nel settore della produzione dell'energia elettrica, sia nel settore dei biocarburanti (Figura 1.5). L'aumento dei finanziamenti porterà ad un aumento della produzione globale di biocarburanti che nel 2035 potrebbero costruire l'8% dei carburanti utilizzati per il trasporto su ruota (in aumento rispetto all'attuale 3%).

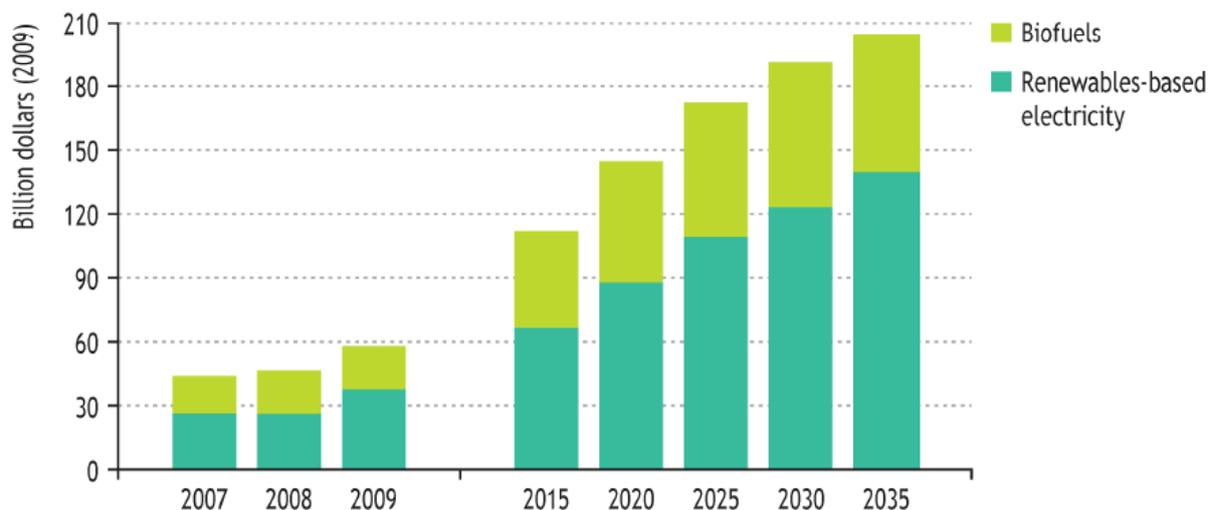


Figura 1.5. Finanziamenti al settore delle bioenergie, a livello mondiale, in dollari del 2009 nel periodo che va dal 2007 al 2035.

Secondo il *Technology Roadmap 2012* dell'IEA, viene stimato che le bioenergie nel 2009 abbiano contribuito per il 10% del fabbisogno globale di energia. Le bioenergie vengono prodotte in impianti con tecnologie più moderne nelle nazioni facenti parte dell'OECD, ma, tutto sommato, giocano un ruolo minore nel panorama energetico rispetto ai Paesi con economie in forte sviluppo (Figura 1.6).

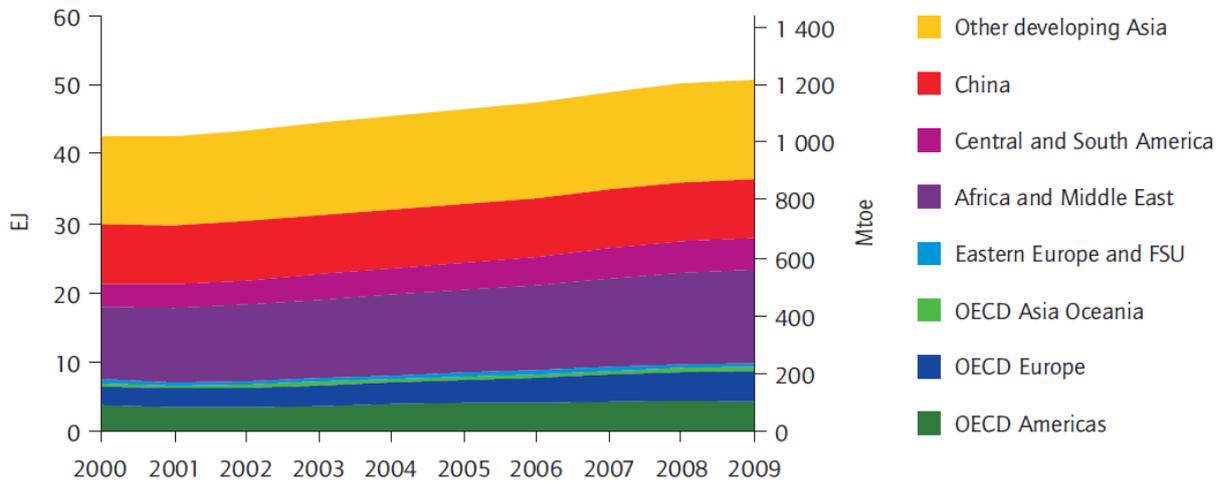


Figura 1.6. Fornitura di bioenergia nelle diverse regioni globali in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Fonte: IEA *Technology Roadmap 2012*).

Le bioenergie possono entrare in competizione con i combustibili fossili in circostanze favorevoli quali l'eccessivo prezzo del petrolio o il basso costo della materia prima per ottenerle; tuttavia, generalmente, è necessaria una politica di incentivazione che permetta a questi prodotti di entrare in maniera concorrenziale alle altre tipologie energetiche.

La produzione di energia elettrica dalla biomassa ha visto una crescita progressiva sin dal 2000; nel 2010 è stato stimato che le bioenergie abbiano contribuito con 280 TWh, cioè circa 1.5% della produzione di energia elettrica mondiale. La produzione di elettricità da biomassa avviene principalmente nei Paesi OECD; Cina e Brasile, però, stanno diventando importanti produttori grazie soprattutto alle politiche di supporto al settore energetico, in particolare considerando un approvvigionamento di biomassa a partire dai residui dell'agricoltura (Figura 1.7). Questa pratica di incentivazione integrata sta diventando l'esempio per i Paesi non-OECD che presentano alti fabbisogni energetici e hanno a disposizione volumi rilevanti di biomassa residua derivante dalle industrie agro-alimentari come zucchero e riso.

Attualmente l'elettricità da biomassa è ottenuta tramite combustione e conseguente generazione di vapore da utilizzare in turbine, spesso con l'utilizzo parallelo di carbone in camera di combustione.

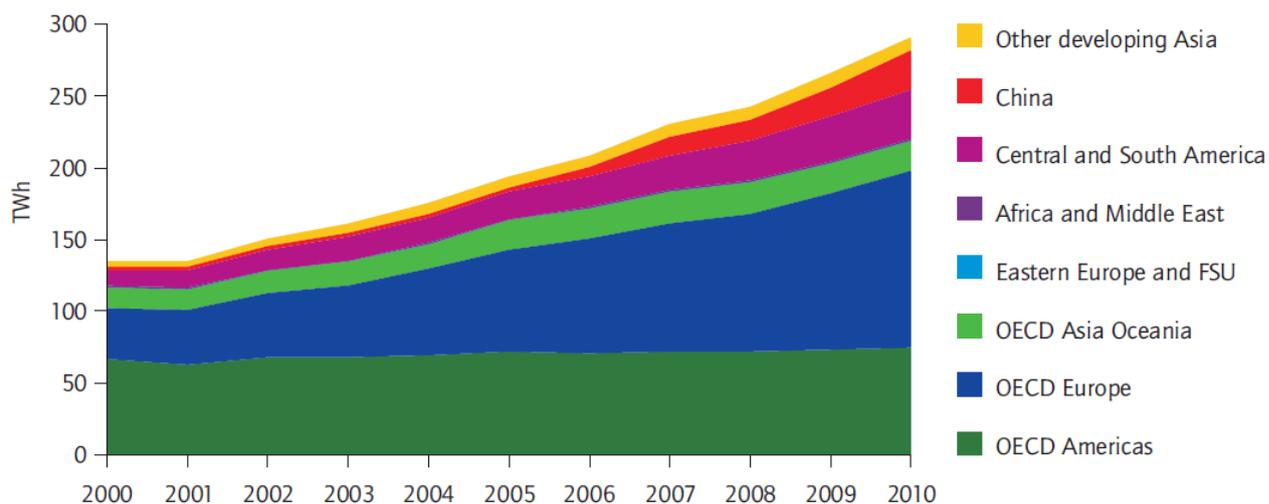


Figura 1.6. Produzione di energia elettrica da biomassa nelle diverse regioni globali in TWh (Fonte: IEA Technology Roadmap 2012).

In molte Nazioni industrializzate e ad economia emergente (comprese Brasile, Canada, Cina, Unione Europea, Sud Africa e Stati Uniti) sono state sviluppate diverse politiche di supporto al settore. Ultimamente però in alcune Regioni del Pianeta, si è assistito ad un rallentamento della produzione di energia elettrica da biomassa. Ciò è dovuto alla riduzione degli incentivi governativi verso questo tipo di produzione, dovuta alla crisi globale e quindi al cambio di destinazione e priorità nei finanziamenti nazionali; inoltre, l'aumento del prezzo delle materie prime ha fatto perdere competitività a queste fonti energetiche rispetto ad altre più economiche o più sviluppate. Hanno poi contribuito, seppur in maniera minore, le preoccupazioni in merito alla sostenibilità delle bioenergie, soprattutto per quanto riguarda i biocarburanti.

1.2 Energia dalle biomasse

Con il termine biomassa si intendono tutte le sostanze organiche di origine animale o vegetale, non fossili, che possono essere utilizzate per produrre energia.

Le biomasse a seconda delle loro caratteristiche possono essere utilizzate per produrre:

- Energia elettrica e termica (per combustione diretta o previa trasformazione in biocombustibili);
- Biogas;
- Biocarburanti.

I biocarburanti, che saranno l'oggetto di studio di questa Tesi, sono combustibili liquidi che possono essere utilizzati per l'autotrazione e vengono ricavati da biomasse di origine vegetale. Attualmente esistono tre tipi principali di biocarburanti:

- Prima generazione: biocarburanti derivanti da biomasse tradizionalmente utilizzate a scopi alimentari e ricche di zuccheri semplici, amido o olio;
- Seconda generazione: biocarburanti (principalmente bioetanolo) derivanti da materie prime non alimentari (es.: materiali lignocellulosici);
- Terza generazione: biocarburanti (principalmente biodiesel) derivanti da alghe o altri tipi di biomassa che non richiedano per la loro produzione l'uso di terreni coltivabili.

In questa Tesi verranno considerati biocarburanti di prima e seconda generazione, che verranno ora descritti in modo più dettagliato.

1.2.1 Biocarburanti di prima generazione

I biocarburanti di prima generazione si dividono in due categorie principali:

- bioetanolo che viene ottenuto per fermentazione di zuccheri semplici o amidi;
- biodiesel che viene ottenuto per trans esterificazione di oli vegetali (o animali).

Uno dei vantaggi dei biocarburanti è che rappresentano un sostituto diretto dei combustibili fossili impiegati nel settore dei trasporti e possono essere integrati rapidamente nei sistemi di distribuzione del carburante. Il punto di criticità nella produzione e nell'utilizzo dei biocarburanti è legato ai dubbi riguardanti il contrasto tra *food-for-food* e *food-for-fuel*. I biocarburanti trovano la materia prima nella biomassa che, come anticipato, in molti casi è di origine prettamente agro-alimentare. All'aumento di produzione di biocarburanti viene attribuita pertanto una diminuzione della produzione di cereali destinati alla nutrizione, e questo è ritenuto da molti una delle cause dell'aumento dei prezzi dei prodotti cerealicoli. Si capisce inoltre come, aggiungendo questo fattore all'accentuata instabilità climatica dell'ultimo periodo, i paesi più poveri che non dispongono di strutture moderne di produzione e gestione del settore primario, siano incapaci di affrontare la situazione. Per questo motivo i biocarburanti di prima generazione non vanno considerati come una soluzione definitiva ma devono essere visti anche come una possibilità di apprendimento delle dinamiche e dei meccanismi necessari all'introduzione nel mercato di questi prodotti, preparando così una via sicura per i biocarburanti di seconda generazione.

Una ulteriore fattore di criticità caratteristico dei biocarburanti è quello di avere spesso un NEB (*Net Energy Balance*, ovvero, semplificando, energia contenuta nel prodotto meno quella fossile fornita per ottenere il prodotto), positivo. Questo implicherebbe l'utilizzo diretto dei combustibili fossili come risorse energetiche primario piuttosto che utilizzarli per produrre biocarburanti. Se si considerano però i sottoprodotti del processo produttivo o il completo ciclo di vita del prodotto (LCA, *Lyfe Cycle Analysis*), dalla fase agricola alla distribuzione del carburante, si può mettere in evidenza il guadagno energetico e il risparmio di emissioni conseguente alla produzione di biocarburanti.

Nella produzione di etanolo a partire da mais, ad esempio, si ottiene come sottoprodotto il DDGS (*Distillers' Dry Grain with Solubles*, utilizzato principalmente come mangime per bestiame). Un corretto calcolo del NEB dovrà pertanto tener conto che l'impiego del DDGS come mangime comporta un risparmio energetico considerevole non essendo più necessaria una sua produzione specifica con processi produttivi dedicati.

In Figura 1.7 vengono riportate le valutazioni del NEB effettuate, sia per il bioetanolo che per il biodiesel, sia considerando i sottoprodotti che considerando il carburante da solo.

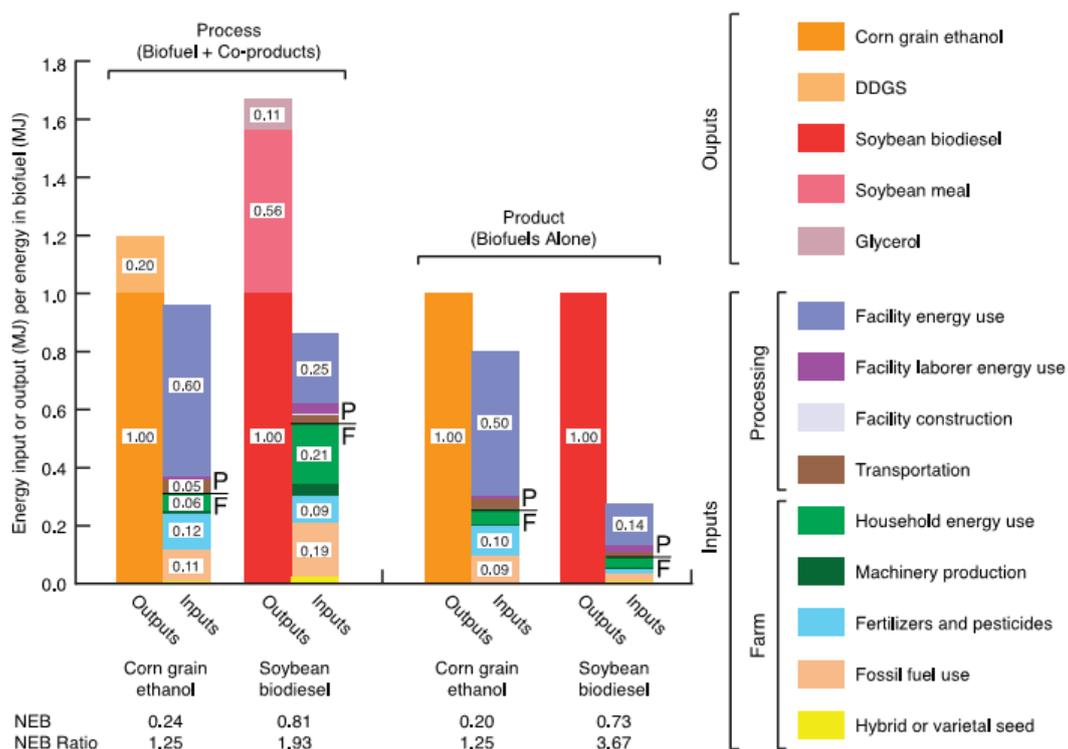


Figura 1.7. Istogramma indicante la composizione del NEB per bioetanolo e biodiesel. Valutazione eseguita considerando prodotti e sottoprodotti (sinistra) e solo i biocarburanti (destra). (Fonte: Hill et al., 2006).

Dall'istogramma in Figura 1.7 si può notare che il biodiesel presenta un NEB maggiore rispetto al bioetanolo. Questo è dovuto al fatto che i consumi energetici della fase di purificazione dell'alcol etilico per raggiungere il grado di purezza necessario agli usi motoristici sono molto elevati.

Il lavoro di Hill *et al.* (2006) dimostra inoltre che considerando tutte le fasi di produzione di biocarburanti si ha una riduzione delle emissioni di gas serra. Il lavoro considera infatti tutti i contributi in GHG nelle varie fasi del ciclo di vita, compresi quelli legati alla produzione di pesticidi e fertilizzanti (Tabella 1.1).

Tabella 1.1 Emissioni di gas serra per vari combustibili per megajoule di potenza sviluppata (Hill et al., 2006).

	Bioetanolo	Benzina	Biodiesel	Diesel
GHG (g _{eq} /MJ)	89.4	96.9	49.0	82.3

Si può notare che la riduzione legata al passaggio da diesel a biodiesel è molto maggiore rispetto a quella legata al passaggio dalla benzina al bioetanolo. In particolare il fattore di GHG emessi dal biodiesel è nettamente inferiore a quello del bioetanolo. Ciò è dovuto al maggior consumo di pesticidi e fertilizzanti legati alla produzione delle biomasse per la produzione dell'etanolo.

Nonostante il bioetanolo abbia prestazioni inferiori a quelle del biodiesel, sia dal punto di vista del NEB che delle emissioni di gas serra, è il biocarburante che trova maggior produzione e impiego. La spiegazione di questo fatto è legata alle rese agricole delle coltivazioni per produrre i due biocarburanti: la produttività per l'etanolo risulta essere circa 3.5-4 t/ha, mentre quella del biodiesel è di soli 0.9-1.5 t/ha (Garbero, 2008).

L'etanolo di prima generazione, in particolare quello prodotto a partire da mais, sembra essere la migliore soluzione a breve termine per la sostituzione parziale della benzina nei motori a combustione interna, come sostenuto da Zamboni *et al.* (2009).

1.2.2 Biocarburanti di seconda generazione

Con biocarburanti di seconda generazione ci si riferisce all'etanolo prodotto da biomassa con utilizzi non alimentari, in particolare a partire da biomasse lignocellulosiche. Queste biomasse possono essere scarti di produzioni agro-industriali ma esistono anche specie vegetali, dette generalmente *energy crops*, coltivate esclusivamente per scopi energetici.

Il vantaggio di partire da materiali di scarto è che non si entra in alcun modo in competizione con le coltivazioni alimentari. Se si utilizzano degli *energy crops* si può avere competizione indiretta con le coltivazioni alimentari in quanto i terreni utilizzati per la loro produzione tolgono spazio a quelli dedicati alle coltivazioni alimentari. Tuttavia, si cerca di selezionare biomasse in grado di crescere in terreni marginali, non adatti alle coltivazioni alimentari in modo da non avere competizione indiretta e allo stesso tempo valorizzare dei terreni che spesso sono in stato di abbandono e degrado.

Un altro vantaggio comune ai materiali di scarto e agli *energy crops* è il minor impatto ambientale legato alla produzione delle biomasse in quanto la lavorazione e le quantità di concimi e fertilizzanti richieste sono inferiori rispetto a quelle necessarie alle coltivazioni di biomasse come il mais o il frumento. In questa Tesi verrà considerato un materiale residuale della coltivazione del mais ovvero lo *stover* (stocchi di mais), che attualmente viene lasciato nei campi dopo la raccolta del grano. Ci sono dei limiti alla quantità di stover che può essere

prelevata dovuti a due motivi principali: conservazione del livello di carbonio nel terreno e erosione del suolo. Il prelievo dello *stover* comporta pertanto un reintegro dei nutrienti sottratti al suolo grazie all'uso di fertilizzanti; le quantità di questi ultimi dipendono dalle quantità di *stover* prelevato. Tuttavia tali quantità sono in genere minori di quelle legate alla produzione di mais (Zamboni *et al.* 2009b).

Lo svantaggio principale del bioetanolo di seconda generazione sta nel processo di produzione. Esso infatti è molto più complesso e la tecnologia produttiva non è ancora competitiva rispetto a quella per produrre biocarburanti di prima generazione; ciò comporta che i costi legati alla produzione di etanolo di seconda generazione sono molto più elevati.

1.3 Processi produttivi del bioetanolo

Il bioetanolo è un alcol (alcol etilico o etanolo) ottenuto mediante fermentazione di prodotti agricoli ricchi di amido (mais, frumento, etc.) o materiali lignocellulosici.

Di seguito vengono presentati i processi produttivi di prima e seconda generazione accennando infine anche a processi produttivi cosiddetti ibridi.

1.3.1 Prima generazione

Come accennato in §1.2.1 il bioetanolo di prima generazione è ottenuto per fermentazione di biomasse ad elevato contenuto zuccherino, come canna e barbabietola da zucchero, o biomasse ricche di amido, come mais e frumento.

Se si parte da cereali il processo di gran lunga più utilizzato è il *Dry Grind Process* (DGP) che porta alla produzione di etanolo e del sottoprodotto DDGS.

In figura 1.8 viene riportato lo schema a blocchi del processo DGP. Il processo può essere diviso in cinque sezioni principali:

- Macinazione, cottura e liquefazione;
- Saccarificazione e fermentazione;
- Distillazione e disidratazione;
- Evaporazione e riciclo dell'acqua;
- Essiccazione della frazione non fermentabile.

Nella prima sezione la granella di mais viene macinata a granuli di diametro inferiore ai 2 mm, per facilitare la penetrazione dell'acqua, aggiunta in rapporto 1.63:1 (Franceschin *et al.*, 2008). Lo *slurry* così ottenuto viene cotto utilizzando vapore in pressione a 110°C che ha la duplice funzione di sterilizzare lo *slurry* e rompere la struttura cristallina dell'amido, favorendo adsorbimento dell'acqua. Con l'aumento della temperatura i granuli di amido si gonfiano e portando la massa a gelificare, con conseguente aumento di viscosità. La successiva fase di liquefazione ha il principale scopo di ridurre la viscosità dello *slurry*. Essa

viene realizzata mediante l'aggiunta di enzimi α -amilase, aggiunti in concentrazione pari a 0.082%_w (rispetto al mais), che servono a rompere i legami α -1,4 glucolamili e amilopeptidici. Segue poi un raffreddamento dello *slurry* a 35°C (Franceschin *et al.*, 2008).

Nella seconda fase viene aggiunto alla massa l'enzima glucoamilase (in concentrazione 0.11%_w), iniziatore della fermentazione, e successivamente viene inviata al fermentatore all'interno del quale lo *slurry* prende il nome di *mash*.

Le due operazioni di saccarificazione e fermentazione avvengono in simultanea nello stesso reattore (*Simultaneous Saccharification and Fermentation, SSF*). Nel reattore gli oligosaccaridi vengono idrolizzati dalla glucoamilase a glucosio, che viene immediatamente convertito in etanolo e anidride carbonica dal lievito *Saccharomices Cerevisiae* secondo la reazione:



Oltre alla reazione principale avvengono altre reazioni secondarie che portano alla formazione di prodotti indesiderati quali metanolo, acetaldeide, butanolo, acido acetico e glicerolo.

L'anidride carbonica che si forma nel reattore SSF viene in gran parte spurgata dal reattore mentre quella che rimane disciolta nella birra viene rimossa da un degasatore a valle del reattore. Lo spurgo è sottoposto ad un trattamento di *scrubbing* che serve a recuperare le tracce di etanolo presenti in esso e l'acqua, con il prodotto viene riciclata a monte.

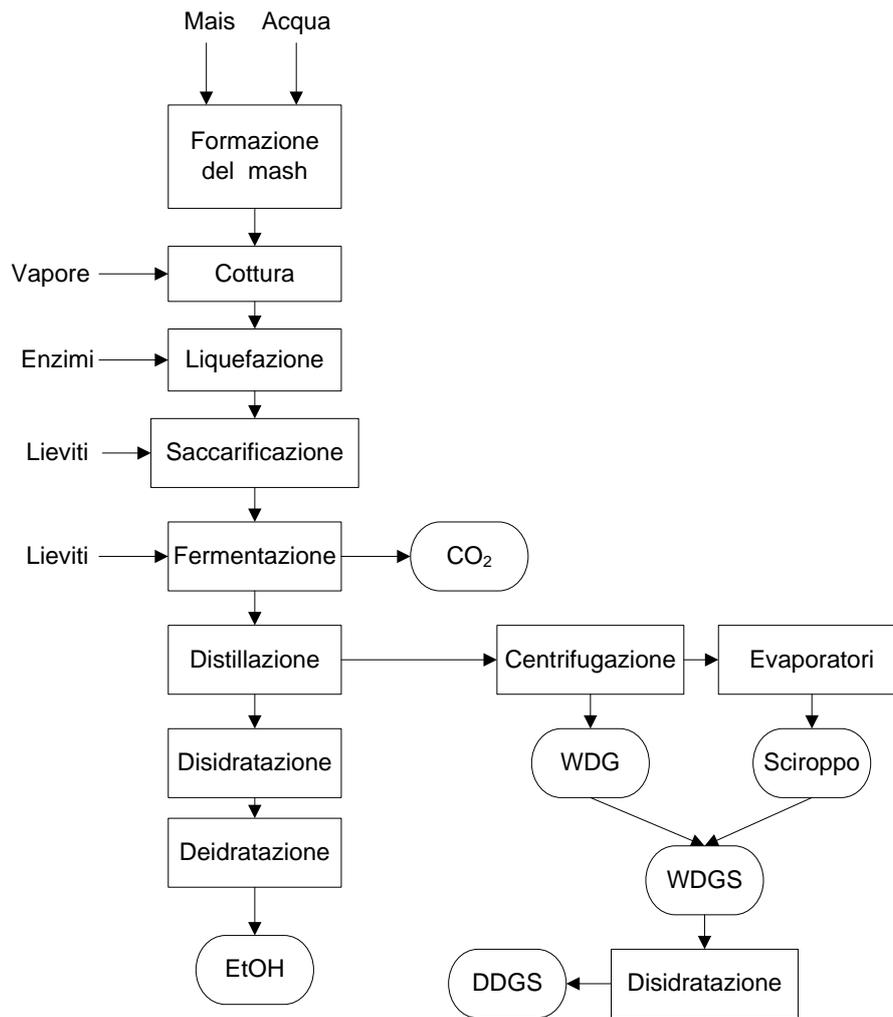


Figura 1.8. Schema a blocchi di un processo Dry Grind Process per la produzione di bioetanolo a partire da mais (Fonte: Franceschin et al., 2008).

La massa in fermentazione è caratterizzata da una concentrazione di etanolo pari a circa il 15% in volume. Nella successiva fase di distillazione e disidratazione l'etanolo viene dapprima sottoposto a una distillazione frazionata fatta con più colonne energeticamente integrate, quindi viene sottoposto ad un trattamento su setacci molecolari per raggiungere la purezza richiesta per impieghi motoristici (pari al 99.8% in peso).

I residui solidi non fermentabili sono sottoposti a centrifugazione per ottenere uno slurry chiamato *Wet Distillers Grains* (WDG) e una sospensione di solidi detta *thin stillage*. Il *thin stillage* viene inviato ad una serie di evaporatori a multiplo effetto che portano alla formazione di uno sciroppo contenente il 35% in peso di solidi sospesi che viene di nuovo mescolato con il WDG. L'ultima fase consiste nell'essiccare il tutto fino a raggiungere un'umidità complessiva del 10% ottenendo il DDGS, che può essere usato come mangime per i bovini (Franceschin et al., 2008).

1.3.2 Seconda generazione

Come accennato in §1.2.2 il bioetanolo di seconda generazione viene prodotto a partire da materiali lignocellulosici. Pertanto tali processi produttivi vengono denominati *Ligno Cellulosic Ethanol Process* (LCEP).

Questo tipo di biomasse è formato da tre principali componenti: la cellulosa, l'emicellulosa e la lignina, di cui i primi due sono composti da catene di molecole zuccherine. Per ottenere l'etanolo da questi materiali, i carboidrati devono essere idrolizzati a zuccheri monometrici che vengono poi inviati alla fermentazione. L'idrolisi è di due tipi: acida ed enzimatica; quest'ultima deve però essere preceduta da una fase di pretrattamento per rendere il materiale lignocellulosico adatto all'attacco enzimatico.

In base al tipo di pretrattamento utilizzato esistono diversi processi produttivi. Il processo considerato in questa Tesi è il processo DAP (*Diluite Acid Prehydrolysis*), il cui diagramma a blocchi è riportato in figura 1.9. In questo processo possiamo individuare tre fasi principali:

- Pretrattamento della biomassa;
- Saccarificazione e fermentazione;
- La distillazione e disidratazione.

La fase di pretrattamento consiste in due operazioni principali: la macinatura e la preidrolisi. La macinatura serve a ridurre la dimensione della biomassa e facilitare l'operazione successiva al fine di aumentare l'area specifica e pertanto permettere una diminuzione dei tempi di permanenza richiesti.

La preidrolisi consiste nel trattare la biomassa con una soluzione diluita di acido solforico (1.1%) ad elevata temperatura (190°C) per un periodo di tempo che varia tra i due e i dieci minuti a seconda della biomassa (Aden *et al.*, 2002). Lo scopo di questa operazione è quello di trasformare l'emicellulosa in zuccheri solubili, principalmente xilosio, mannosio, arabinosio e galattosio, e di solubilizzare la lignina esponendo così la cellulosa all'attacco enzimatico che verrà realizzato nella fase successiva. In questa fase si producono anche alcuni sottoprodotti indesiderati, quali acetaldeide, acido acetico, e altre sostanze potenzialmente dannose alla fase di fermentazione, che vengono rimosse attraverso un flash posto subito dopo il reattore di preidrolisi. L'acido solforico viene rimosso aggiungendo della calce ottenendo così del precipitato solido (gesso) facilmente separabile.

La seconda fase consiste nell'idrolisi enzimatica (o saccarificazione) e nella fermentazione dello *slurry* che avvengono separatamente. L'idrolisi enzimatica ad opera dell'enzima cellulase avviene in cinque reattori in serie e serve a convertire la cellulosa in glucosio. La fermentazione degli zuccheri ad etanolo avviene in cinque fermentatori anaerobici in serie ad opera del lievito *Zymomonas Mobilis* in grado di convertire il glucosio e lo xylosio in etanolo. Al termine della fase di saccarificazione e fermentazione il brodo di fermentazione, che contiene circa il 6%_w di etanolo, viene inviato alla fase di purificazione (Aden, *et al.*, 2002).

La sezione di purificazione dell'etanolo è la medesima del processo DGP descritta nella sezione §1.3.1.

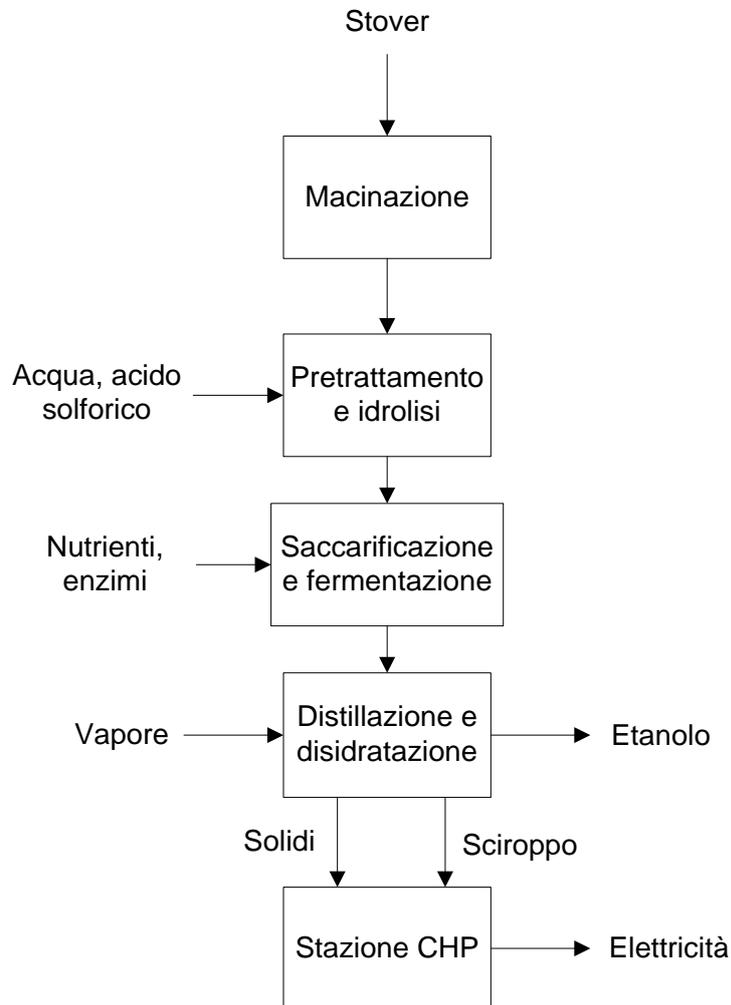


Figura 1.9. Schema a blocchi del processo DAP per la produzione di bioetanolo a partire dallo stover (Fonte: Bernardi, 2011).

I residui solidi composti principalmente da lignina vengono bruciati in una stazione CHP (*Combined Heat and Power*) di cogenerazione di vapore ed energia, che riesce a produrre tutto il vapore e l'energia elettrica richiesta dall'impianto. L'eccesso di elettricità può invece essere venduto alla rete nazionale.

1.3.3 Processi ibridi

Tra le possibili alternative per la produzione di etanolo esistono anche delle tecnologie dette ibride che utilizzano contemporaneamente biomasse ricche di amido e materiali lignocellulosici. Il processo considerato in questa Tesi, descritto in Wallace *et al.* (2005), utilizza come biomassa sia mais che *stover* ed è pertanto detto *Integrated Grain-Stover Process* (IGSP). Esso consiste in una prima parte in cui mais e *stover* sono trattati separatamente: il primo attraverso un processo DGP descritto nella sezione §1.3.1 e il secondo attraverso un processo DAP descritto nella sezione §1.3.2. Il brodo di fermentazione dei due processi viene quindi inviato allo stesso treno di distillazione e successiva disidratazione. I due processi sono integrati dal punto di vista energetico e l'energia elettrica richiesta dal processo DGP viene ricavata dall'eccesso di energia del processo DAP. Le alternative che saranno considerate nella Tesi differiscono per il rapporto tra mais e *stover* utilizzato e per la destinazione finale del DDGS che può essere venduto come mangime o impiegato come combustibile per la stazione CHP.

1.4 Sintesi dei processi produttivi

Nel seguito della trattazione, in particolare quando verranno descritte le equazioni che modellano la filiera di produzione, le varie tipologie di biomassa (mais e *stover*) saranno identificate dall'indice i . Le diverse tecnologie produttive esposte in §1.3 saranno invece identificate dall'indice k . In Tabella 1.2 viene presentata una descrizione sintetica delle tecnologie produttive in termini di input, output dei processi e indicizzazione utilizzata per identificare la specifica tecnologia.

Tabella 1.2. Tecnologie produttive di etanolo: identificazione e descrizione dei prodotti per ogni tecnologia appartenente all'indice k .

k	Processo			Input		Output		
	DGP	LCEP	IGSP	Mais	<i>Stover</i>	EtOH	CHP	DDGS
1	×			×		×		×
2		×			×	×	×	
5			×	×	×	×	×	×
6	×			×		×	×	

La tecnologia DGP $k=6$, non descritta in precedenza, è del tutto simile al processo DGP descritto in §1.3.1 differenziandosi nell'utilizzo del DDGS; in questo caso è prevista la possibilità di generare energia elettrica bruciando il DDGS in una stazione CHP.

1.5 Motivazione del lavoro

L'attuale stato di crisi globale, radicato ormai non più nel settore finanziario ma anche nel settore produttivo, si manifesta in questo periodo come crisi dei debiti degli Stati Nazionali. In questo contesto, come brevemente accennato in §1.1, si viene ad imporre la necessità e l'urgenza di fronteggiare problemi strutturali e sistemici, sia per risolvere contingentemente la situazione, con vaste azioni di riforma politica, ma anche per proteggere il sistema cercando di includere nelle Riforme stesse il "vaccino" contro eventi di tale natura. Considerando ciò, si capisce come le Normative ambientali, e i provvedimenti che da esse derivano nonché gli impegni presi a Kyoto a livello internazionale, possano uscire dal fulcro della discussione e azione, volta a ben altri orizzonti. Per il settore dei biocarburanti la situazione è ancora più articolata, venendo a mancare, dal 2009, gli aiuti diretti, istituiti nel 2003, ai coltivatori atti ad incentivare le colture a fini energetici. Si legge infatti nel Regolamento n. 73/2009 (CE, 2009a) della Commissione Europea che *"Il regolamento (CE) n. 1782/2003 ha istituito un aiuto specifico per le colture energetiche per favorire lo sviluppo del settore. A motivo di recenti sviluppi nel settore delle bioenergie e in particolare della forte domanda di tali prodotti sui mercati internazionali e della fissazione di obiettivi vincolanti relativi alla quota della bioenergia sul totale dei carburanti entro il 2020, non appare più sufficientemente giustificato erogare un aiuto specifico per le colture energetiche"*.

Scopo del lavoro è quindi quello di studiare, utilizzando gli strumenti della gestione strategica di filiera, possibili soluzioni per incentivare e in generale agevolare la produzione di biocarburanti, tenendo in considerazione le strutture politiche esistenti che influenzano la conduzione della filiera. In particolare due possibilità verranno presentate. La prima prevede l'utilizzo di superfici agricole ausiliarie che consentano di alleggerire il carico produttivo delle terre normalmente adibite a coltura per il reperimento della biomassa necessaria ai processi e permettano quindi di diminuire la frazione di prodotti alimentari che dovrebbero destinarsi alla produzione di biomassa per biocarburanti, sanando, almeno parzialmente, il conflitto tra *food-for-fuel* e *food-for-food*. La seconda considera l'inserimento della filiera all'interno del mercato delle quote di carbon, derivante dalle misure europee di attuazione del Protocollo di Kyoto. Tenendo presente infatti i processi produttivi di bioetanolo esposti in §1.3, è stata considerata la possibilità di utilizzare le loro caratteristiche di *green technologies*, e quindi i bassi livelli di emissioni di gas serra, per ottenere incentivazioni dal sistema di commercio di quote di emissione. È opportuno anche sottolineare che la reale esistenza e funzionamento del sistema di commercio delle emissioni esclude la possibilità di non includere attività industriali emettitrici di carbonio nello stesso. Pur non essendo ancora il settore dei biocarburanti compreso nelle Normative riguardanti il commercio di quote, non si può trascurare che la tendenza futura imporrà che i comportamenti sostenibili debbano essere

estesi a tutte le aree produttive. Ciò risulta particolarmente coerente con le caratteristiche ambientalmente sostenibili proprie dei biocarburanti.

Capitolo 2

Supply Chain Management: descrizione del modello di filiera

In questo Capitolo, viene inizialmente descritta e contestualizzata la gestione strategica di filiera (*Supply Chain Management SCM*). Vengono in seguito presentate le tecniche e gli approcci algoritmici per la modellazione di filiera. Infine viene presentata una breve descrizione delle principali caratteristiche del modello di filiera di produzione di bioetanolo sviluppato in Giarola *et al.* (2011) su cui si sono innestate le modifiche che verranno esposte nel Capitolo 3 e nel Capitolo 5.

2.1 Gestione strategica di filiera

Le moderne realtà aziendali industriali comprendono produzioni estremamente differenziate, delocalizzate, potenzialmente, su tutta la superficie terrestre disponibile; esse si devono confrontare con esigenze, vincoli, clientele ed obiettivi derivanti da un mercato intrinsecamente globalizzato. In un panorama così articolato si capisce come la pianificazione generale dell'azienda, il coordinamento delle sue diverse parti, la risposta efficace alla domanda della clientela, sia a livello locale che globale, siano un punto focale per l'efficienza, la competitività, la crescita e la redditività dell'impresa. In questo contesto si è riconosciuta la necessità di un approccio integrato che miri a ridurre i costi fissi e variabili e a sviluppare la potenzialità della filiera nel suo complesso, e che permetta di migliorare le risposte agli stimoli delle innovazioni aziendali.

È possibile definire la filiera di produzione (*Supply Chain SC*) come una rete di centri produttivi e meccanismi di distribuzione che presenta le funzioni di: approvvigionamento delle materie prime, trasformazione di queste in prodotti intermedi e prodotti finiti e di distribuzione di tali prodotti al cliente.

Si capisce come ogni filiera produttiva sia caratterizzata quindi da un flusso di materiali da monte a valle e un flusso di informazioni in verso opposto e come le combinazioni tra le varie parti della filiera comportino una notevole complessità gestionale (Figura 2.1).

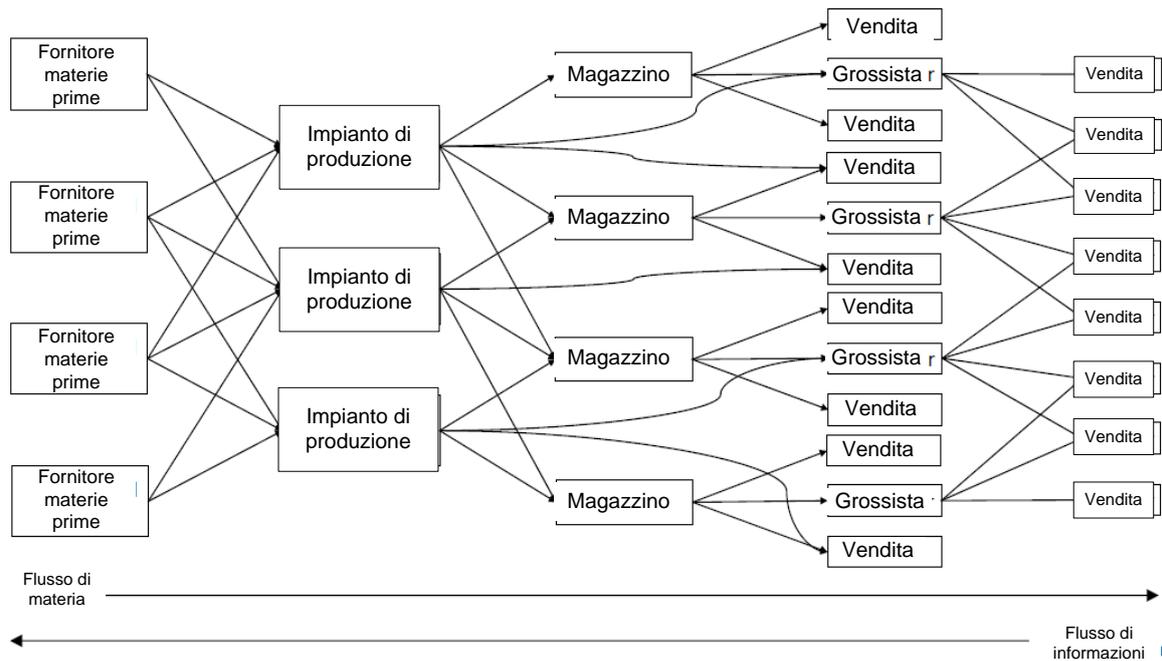


Figura 2.1 Descrizione di una generica filiera produttiva con la rappresentazione dei flussi di materia e di informazioni.

La gestione di filiera può essere definita come la coordinazione della fase produttiva, dell'inventario, della gestione dei magazzini e dei trasporti tale per cui tutti i partecipanti alla filiera raggiungano il miglior risultato in termini di efficienza e di risposta al mercato (Hugos, 2003).

Le attività del SCM possono essere divise in tre principali categorie:

- *Design and planning* ossia progettazione strategica della struttura logistica della filiera (orizzonte temporale di medio-lungo periodo);
- *Operational* cioè la programmazione delle attività e della distribuzione della filiera (su periodo medio-breve);
- *Scheduling* per la programmazione esclusivamente temporale delle attività di filiera ed in particolar modo dei livelli di stoccaggio (a breve termine).

Il *design e planning* serve a determinare la struttura ottimale della filiera di produzione e a decidere come usare i prodotti e a che mercati destinarli. Il livello decisionale più basso va a determinare come e quando produrre e distribuire i prodotti, una volta nota la struttura, essendo stata determinata al livello gerarchico precedente. La fase di *scheduling* serve infine a minimizzare la quantità di prodotto che si ha nei siti di stoccaggio, riuscendo al contempo a soddisfare in breve tempo le richieste dei clienti.

L'analisi della SC è uno strumento utile in quanto consente di aumentare l'efficienza dell'azienda intesa come sistema interconnesso anziché come un impianto funzionale gerarchico. Appare chiaro ormai come una azienda non possa essere competitiva nel caso trascuri la gestione della filiera e ciò risulta particolarmente evidente data l'evoluzione della specializzazione in un mercato molto differenziato.

Molte filiere di produzione vedono gli impianti delle diverse fasi di produzione del prodotto allocati in Paesi differenti e conseguentemente con mercati, limiti e possibilità diversi. Si capisce quindi come i fattori fondamentali di impatto delle SCs sui processi siano:

- un volume di ricavi di 1650 miliardi di Euro (escluso il farmaceutico) a livello globale e in crescita (Fonte: www.cefic.org) ;
- un flusso di merci ed informazioni internazionale;
- nuovi investimenti in tutto il mondo.

Per quanto esposto si intuisce come i costi di mantenimento degli inventari lungo tutta la filiera di produzione e i costi necessari per mantenere una produzione che risponda sempre in maniera efficiente ed esaustiva alle esigenze dei clienti, possano essere rilevanti. È pertanto obiettivo importante riuscire a ridurre i costi di inventario e di immobilizzo delle merci pur mantenendo una produzione di qualità. È inoltre opportuno, in molte situazioni, migliorare il processo manifatturiero in sé per poter utilizzare al meglio il lavoro operaio e le spese di produzione.

È stato ampiamente riconosciuto che, al fine di migliorare le prestazioni della SC sono necessarie sia una appropriata progettazione della filiera nelle sue componenti principali e sia effettiva disponibilità di risorse su tutta la rete (Shah, 2005).

È infatti ormai nota, soprattutto al settore industriale, la necessità di sviluppare modelli di pianificazione e gestione della filiera produttiva al fine di concentrare efficacemente le energie anziché affidarsi ad approcci tradizionali basati su considerazioni meramente qualitative (Shapiro, 2001, 2004). Per questi motivi si è assistito ad una crescita negli sforzi volti al miglioramento della modellazione della gestione e ottimizzazione di filiera (per esempio Papageorgiu & Georgiadis, 2008).

La gestione di filiera è una operazione complessa soprattutto dovuta alla larga scala di interesse affetta da molteplici incertezze. In un ambiente altamente competitivo le decisioni per la gestione efficiente della filiera sono sia strategiche che operative, con orizzonti temporali che spaziano rispettivamente da anni a pochi giorni.

A seconda infatti del livello decisionale (se strategico, tattico od operativo) una o più delle seguenti decisioni devono essere prese:

- numero, taglia e locazione di siti produttivi, magazzini e centri di distribuzione e le risorse in essi;
- decisioni di produzione inerenti al piano operativo e di programmazione;
- connessione tra le diverse parti della rete produttiva (ad esempio la gestione degli approvvigionamenti di materie prime ai siti di produzione e le distribuzioni del prodotto da essi ai mercati);
- gestione degli inventari e dei rifornimenti;
- decisioni sulle modalità di trasporto (strada, ferrovia, via marittima etc.) e sulle quantità da trasportare;

L'efficienza e l'efficacia delle connessioni della filiera può essere riscontrata attraverso opportuni indici di prestazione (Beamon, 1998). Questi indici possono essere utilizzati sia per progettare una sistema con l'appropriato livello di prestazione sia per il confronto tra alternative diverse. Come indici di prestazione flessibili si possono considerare, dal punto di vista economico, la minimizzazione dei costi, la massimizzazione dei volumi di vendita, la massimizzazione dei profitti, la minimizzazione dei costi per l'inventario oppure il *return on investment*; dal punto di vista della risposta del cliente si possono considerare indici come la minimizzazione dei tempi d'attesa di prodotti, la minimizzazione dei tempi di risposta del cliente e la minimizzazione dei tempi di esecuzione.

In aggiunta ai sopraccitati obiettivi per migliorare la prestazione della filiera, le industrie di processo stanno cercando di intraprendere significative trasformazioni per potersi confrontare con le nuove sfide. Tra queste si possono includere:

- adeguamento delle condizioni di mercato e miglioramento della competitività grazie a cicli di produzione più brevi;
- miglioramento dell'impatto della sostenibilità e dell'impatto sociale lungo tutta la filiera di produzione;
- futura regolamentazione e requisiti di conformità (ad esempio la responsabilità del recupero e riciclo dei prodotti a fine vita).

2.2 Modelli e approcci algoritmici

Gli approcci utilizzati per la progettazione e l'ottimizzazione di una filiera produttiva possono essere schematizzati in questo modo:

- 1) definizione di una "superstruttura", ovvero un insieme di configurazioni che rappresenti tutte le opzioni rilevanti per la descrizione del problema reale;
- 2) formulazione di un modello di ottimizzazione;
- 3) risoluzione del modello attraverso un algoritmo risolutivo opportuno portando all'individuazione della configurazione ottimale.

2.2.1 Definizione della superstruttura e formulazione del modello

Per riuscire a definire la superstruttura della SC è necessario rappresentare attraverso un modello matematico il sistema considerato. Il modello non è altro che una serie di equazioni, disequazioni, relazioni logiche costituite da parametri e variabili che possono essere continue intere o binarie (Kallrath, 2000). La determinazione della soluzione ottimale è ottenuta in seguito alla minimizzazione di una funzione obiettivo congiuntamente alla definizione di vincoli dati dai bilanci di materia, energia ed eventuali vincoli logici.

Il problema (P) si può esprimere nella sua forma generale secondo:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{s.t. } h(\mathbf{x}) = 0 \\ \quad g(\mathbf{x}) \leq 0 \\ \quad \mathbf{x} \in \mathcal{R}^n \end{array} \right. \quad (2.1)$$

dove $f(\mathbf{x})$ è la funzione obiettivo, $h(\mathbf{x})$ sono le equazioni che rappresentano il sistema (bilanci di materia ed energia, condizioni logiche), e $g(\mathbf{x})$ sono le disequazioni che definiscono l'insieme di vincoli ai quali il sistema è soggetto. Il vettore \mathbf{x} è l'insieme di variabili continue il cui valore sarà determinato dalla soluzione del problema di ottimizzazione. Generalmente il vettore \mathbf{x} rappresenta l'insieme di variabili di stato che caratterizzano il sistema (portate dei vari prodotti, temperature, etc.) di dimensione n .

In (2.1) sono presenti solamente variabili continue. Tuttavia per rappresentare dettagliatamente una filiera produttiva devono essere introdotte delle variabili discrete (nella maggior parte dei casi variabili binarie) che tengano conto delle decisioni mutuamente esclusive del tipo “yes or no”, come ad esempio, la costruzione o meno di un determinato impianto in una certa zona.

Di conseguenza il problema (P) diventa :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s.t. } h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ \quad g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \\ \quad \mathbf{x} \in \mathcal{R}^n, \mathbf{y} \in \{0,1\}^m \end{array} \right. \quad (2.2)$$

dove \mathbf{y} è l'insieme di variabili discrete di dimensione m , considerando in questo caso solo variabili binarie; queste ultime, come anticipato, rappresentano le variabili decisionali del problema. Le variabili decisionali trovano applicazione esemplificativa nell'operazione di installazione degli impianti: qualora in una determinata cella venga installato un sito produttivo la variabile binaria assume valore unitario, nullo in caso contrario.

L'equazione (2.2) rappresenta un modello MIP (*Mixed Integer Programming*). Se le equazioni del modello sono tutte lineari si parla di modelli MILP (*Mixed Integer Linear Programming*), viceversa, se una o più equazioni sono non lineari si avrà un modello MINLP (*Mixed Integer Non-Linear Programming*).

Le due tipologie di modelli hanno fondamenti teorici e algoritmi risolutivi diversi. Il modello considerato in questa Tesi è un modello MILP e di conseguenza in questo capitolo verranno descritti alcuni degli algoritmi risolutivi per questo tipo di problemi.

2.2.2 Metodi risolutivi per sistemi MILP

Vista la notevole complessità del sistema, dovuto alla presenza simultanea di variabili continue e discrete, non esiste un algoritmo risolutivo che risolva efficacemente ogni tipo di problema. Sono stati quindi sviluppati diversi algoritmi risolutivi, ciascuno specifico per una certa tipologia di problemi.

Tra i vari algoritmi risolutivi per i problemi MILP si vogliono ricordare (Grossmann, 2005):

- Metodo *branch and bound* introdotto per la prima volta da Land e Doig (1960) e successivamente formalizzato da Dakin (1965)
- Metodo *cutting planes* proposto da Gomory (1958)
- Metodo della decomposizione di Bender (Bender, 1962).

Tutti questi metodi si basano sull'idea di trasformare il problema MILP in tanti sottoproblemi LP a cui applicare il metodo del simplesso nella sua versione rivisitata (Beale, 1968).

Uno degli algoritmi più utilizzati è l'algoritmo *branch and bound*. L'idea di base è quella di generare delle soluzioni parziali al problema eliminando le regioni dello spazio delle soluzioni che l'algoritmo riesce a scartare a priori. In questo modo l'algoritmo riesce a partizionare il problema in un numero di sotto problemi LP limitato ma sufficiente a trovare la soluzione ottima. Gli algoritmi *branch and bound* sono detti di enumerazione implicita perché si comportano esattamente come un algoritmo di enumerazione, cioè "provando" tutte le soluzioni possibili fino a trovare quella ottima (o quella corretta) scartandone alcune dimostrandone a priori la non ottimalità.

Con il termine rilassamento del problema si intende la trasformazione del modello MILP in un modello LP in cui le variabili discrete diventano variabili reali appartenenti all'intervallo $[0,1]$.

Si consideri il problema MILP di equazione (2.2). Per ottenere il rilassamento del problema le m variabili binarie vengono convertite in variabili continue appartenenti all'intervallo $0-1$. L'equazione (2.2) pone il problema P_0 (nell'ipotesi di $\mathbf{x} \geq 0$):

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s.t. } h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \\ \mathbf{x} \geq 0, 0 \leq \mathbf{y} \leq 1 \end{array} \right. \quad (2.3)$$

Si considerino ora due problemi rilassati, (P_i) e (P_j) , nei quali un numero k' e k'' di variabili binarie \mathbf{y}' e \mathbf{y}'' vengono fissate prima di rilassare il problema. I due problemi possono essere espressi come:

$$P_i \left\{ \begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s.t. } h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \\ \mathbf{x} \geq 0, 0 \leq \mathbf{y} \leq 1 \\ \mathbf{y}' \in K_i, \text{ fissato} \end{array} \right. \quad (2.4)$$

e:

$$P_j \left\{ \begin{array}{l} \min f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s.t. } h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \\ \mathbf{x} \geq 0, 0 \leq \mathbf{y} \leq 1 \\ \mathbf{y}'' \in K_j, \text{ fissato} \end{array} \right. \quad (2.5)$$

dove $\dim\{K_i\} \leq m$.

Questo processo di ramificazione (*branching*) si può rappresentare mediante un albero decisionale (*branch decision tree*), dove ogni nodo rappresenta il sottoproblema mentre ogni arco la relazione di discendenza.

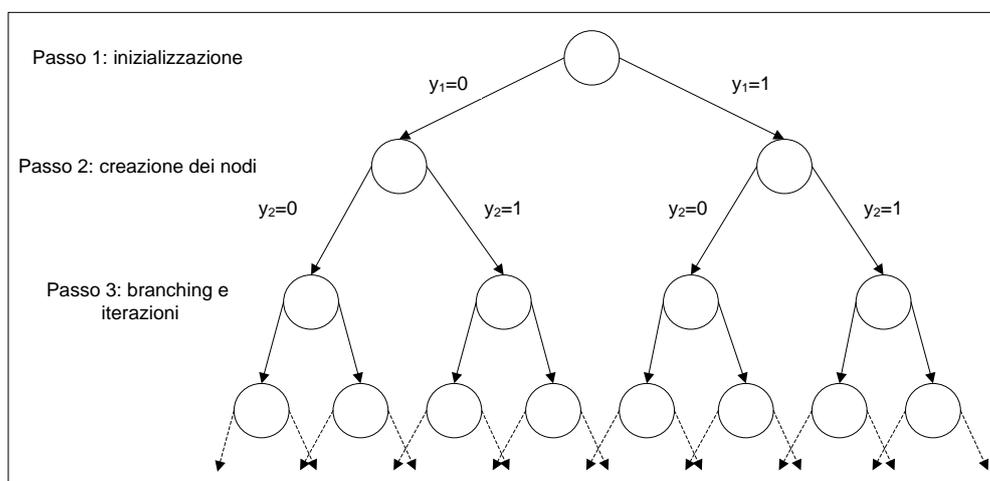


Figura 2.2 Rappresentazione del diagramma ad albero decisionale dell'algoritmo branch and bound.

Sia f^* la soluzione del problema originario (equazione 2.2), siano f_i^* e f_j^* rispettivamente le soluzioni dei problemi P_i e P_j . La soluzione complessiva sarà pertanto data dal minimo tra le soluzioni ottenute nei partizionamenti del *branching*, $f^* = \min\{f_1^*, f_2^* \dots f_i^*\}$.

Sia inoltre f_{best}^* la miglior soluzione ammissibile nota.

Nella predisposizione di un algoritmo *Branch and Bound*, bisogna quindi stabilire come e quando calcolare soluzioni ammissibili. Alcune procedure possono essere:

- aspettare semplicemente che l'enumerazione generi una soluzione ammissibile;
- implementare un algoritmo euristico che valuti una buona soluzione all'inizio, prima dell'esplorazione;
- sfruttare, con frequenza da valutare, l'informazione raccolta durante l'esplorazione dell'albero per costruire soluzioni ammissibili sempre migliori.

In ogni caso, bisogna sempre valutare il compromesso tra la qualità della soluzione ammissibile corrente e lo sforzo computazionale per ottenerla.

Un sottoproblema P_i si può considerare risolto se si verifica uno dei seguenti casi:

- si determina la soluzione ottima di P_i (soluzione ammissibile);
- si dimostra che lo spazio delle soluzioni di P_i è l'insieme vuoto (soluzione non ammissibile);
- si dimostra che $f_i^* \geq f_{best}^*$ la soluzione del sottoproblema è peggiore della migliore conosciuta (assenza di soluzione migliorante).

Qualora la soluzione non sia ammissibile è necessario suddividerlo in altri sottoproblemi. Inoltre per ogni sottoproblema, è possibile determinare un *lower bound* della soluzione $L(f_i^*)$ tale che $L(f_i^*) \leq f_i^*$, in modo da seguire una strategia di esplorazione dell'albero più efficiente. Verificando che $L(f_i^*) \geq f_{best}^*$ è possibile escludere quel nodo visto che la miglior soluzione ottenibile è peggiore della soluzione ammissibile del problema originale.

Dalle osservazioni precedenti, è possibile definire il metodo di *Branch and Bound* per la soluzione di problemi di ottimizzazione combinatoria. Si tratta di un metodo che enumera in modo esplicito o implicito tutte le soluzioni del problema, basandosi sui seguenti elementi:

- *operazione di branch*: costruzione dell'albero delle soluzioni ammissibili;
- disponibilità di una soluzione ammissibile di valore f_{best}^*
- *operazione di bound*: valutazione della funzione obiettivo per le soluzioni rappresentate da ciascun nodo (*bound*), per evitare lo sviluppo completo di sotto-alberi (enumerazione implicita delle soluzioni rappresentate dai nodi con *bound* non migliore di f_{best}^*).

2.2.3 Modellazione multiobiettivo

Da quanto esposto finora appare evidente che la soluzione ottima di un problema MILP è in generale unica e coincide con la configurazione che rende minima la funzione obiettivo, che rappresenta un singolo criterio di ottimizzazione. Spesso gli aspetti che si vogliono ottimizzare sono però più di uno: ad esempio un investitore sarà interessato a minimizzare il rischio finanziario oltre che a massimizzare la redditività, un governo può essere invece interessato anche a minimizzare alcuni impatti ambientali come le emissioni di gas serra o lo sfruttamento delle risorse idriche, etc.

Se si desidera minimizzare due o più funzioni obiettivo il problema diventa un problema di ottimizzazione multiobiettivo (*Multiobjective MILP*, MoMILP), la cui caratteristica peculiare è quella di considerare due o più aspetti che devono essere ottimizzati simultaneamente.

Questa nuova caratteristica può essere espressa attraverso la cosiddetta formulazione MoMP (*Multi-objective Mathematical Programming*), secondo la quale vengono considerate k funzioni obiettivo simultaneamente:

$$\begin{cases} \min f_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}), & \forall j \in \{1, 2, \dots, k\} \\ \text{s.t. } h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ \quad g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \\ \quad \mathbf{x} \in \mathfrak{R}^n, \mathbf{y} \in \{0, 1\}^m \end{cases} \quad (2.6)$$

A differenza dei modelli MILP, nei quali la soluzione, se esiste, è unica, i modelli MoMILP producono una matrice di soluzioni che sono tutte in un certo senso delle soluzioni ottimali. Solo in casi molto rari infatti tutte le funzioni obiettivo realizzano il loro minimo per la stessa configurazione della filiera. Ad esempio, se un investitore è interessato a massimizzare la resa di un certo investimento minimizzando il rischio, avrà a disposizione una serie di alternative ma quella con il rischio minimo non è mai quella con la redditività massima.

Con riferimento al problema (2.6), la soluzione di k funzioni obiettivo $f_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}): \mathfrak{R}^{n \times m} \rightarrow \mathfrak{R}^1$ è un sottoinsieme \mathbf{Z} dello spazio \mathfrak{R}^k detto spazio delle soluzioni accettabili. Gli elementi di \mathbf{Z} , detti vettori obiettivo, rappresentano tutte le soluzioni sub-ottimali possibili. È necessario dare dunque una nuova definizione di soluzione ottimale. A questo proposito si da ora la definizione di Pareto efficienza (Miettinen, 1999):

Definizione 2.1: un vettore decisionale $(\mathbf{x}, \mathbf{y})^*$ è Pareto ottimale (o Pareto efficiente) se non esiste un altro vettore (\mathbf{x}, \mathbf{y}) tale che $f_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq f_i(\mathbf{x}, \mathbf{y})^*$ per ogni $i=1, \dots, k$ e $f_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}) < f_j(\mathbf{x}, \mathbf{y})^*$ per almeno una funzione obiettivo j . Altrimenti $(\mathbf{x}, \mathbf{y})^*$ non è ottimale.

In altre parole una soluzione è Pareto ottimale se non è possibile trovarne un'altra che riesca a migliorare una funzione obiettivo senza peggiorarne almeno una delle altre.

In generale un problema ammette molte soluzioni Pareto ottimali, e il loro insieme è detto curva di Pareto o superficie di Pareto. Tutti i punti appartenenti alla superficie di Pareto sono matematicamente equivalenti. La scelta “giusta” dipenderà dagli aspetti che interessa valorizzare maggiormente.

2.3 Descrizione qualitativa del modello

La struttura generale di una filiera di biocarburante può essere definita come una rete di nodi integrati mutuamente connessi che cooperano per rispondere alla domanda del consumatore per uno specifico carburante (Dunnett & Shah, 2007). Come visualizzabile in Figura 2.3, una filiera produttiva generica di biocarburante può essere divisa in due principali sottostrutture: la parte anteriore riguarda l'*upstream* delle produzione del carburante e comprende le coltivazioni di biomassa, il trasporto di questa ai centri produttivi e i centri produttivi stessi; la parte seguente riguarda il *downstream*, ovvero i flussi di distribuzione del prodotto finito ai centri di domanda e al consumatore.

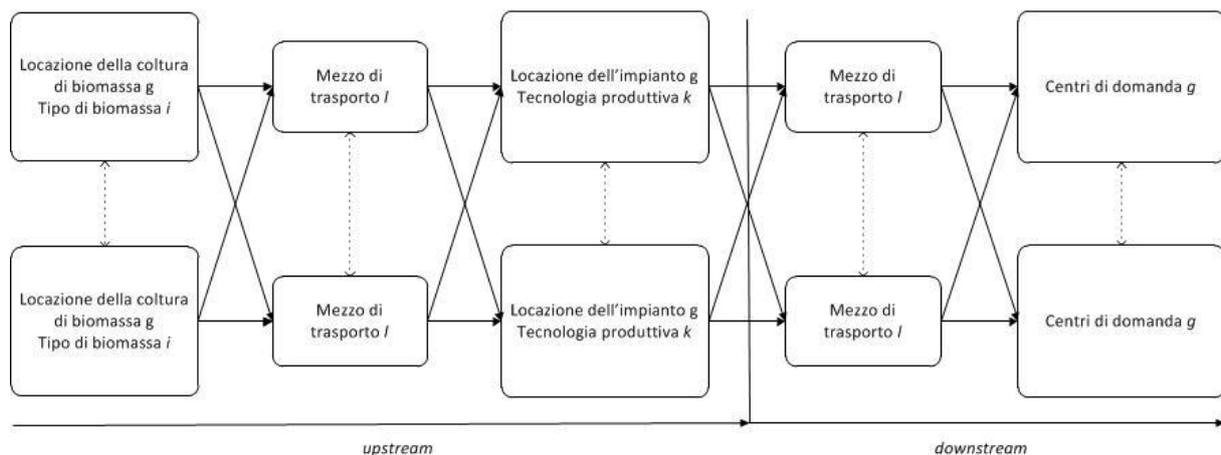


Figura 2.3 Struttura generale della filiera di produzione di biocarburante.

Tra i vari nodi ci possono essere una certa quantità di tecnologie produttive, modalità di trasporto di biomassa e di prodotto, scelte logistiche di allocazione degli impianti e di trasporto.

Il modello sviluppato in Giarola *et al.* (2011) descrive la filiera di produzione del bioetanolo considerando le tecnologie e le modalità produttive espone nel Capitolo 1.

Uno degli aspetti fondamentali e peculiari del modello considerato è la collocazione spaziale esplicita della filiera sul territorio del Nord Italia (Zamboni *et al.* 2009a). Non esistendo una realtà italiana di produzione di bioetanolo, è stato infatti considerata come *case-study* la possibilità di installare la filiera sul territorio italiano formato dalle regioni del Nord Italia

(Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino Alto Adige, Bolzano, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna). È Stato pertanto suddiviso tale territorio in cinquantanove zone di forma quadrata con lato di 50 km, secondo il reticolo riportato in Figura 2.3, al fine di poter descrivere più agevolmente le varie operazioni della filiera. La trattazione dell'area geografica come un *continuum* avrebbe infatti sicuramente consentito un'elevata accuratezza, ma avrebbe, d'altro canto, complicato notevolmente sia il calcolo sia la modellazione.

Non si è utilizzata una discretizzazione che seguisse i confini geografici di province o regioni per rendere i risultati indipendenti dalla suddivisione amministrativa del territorio.

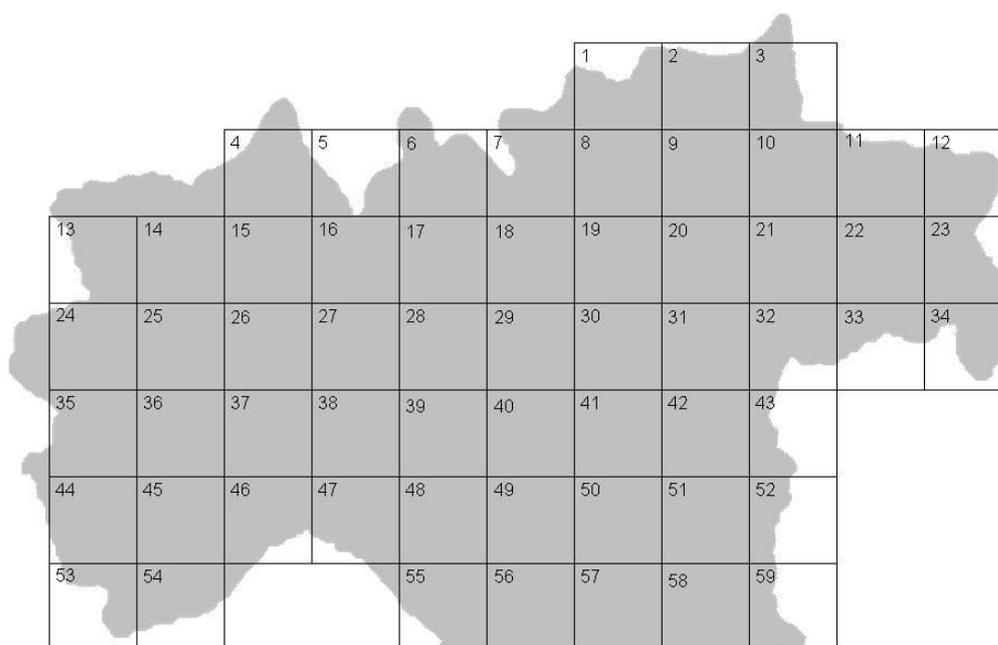


Figura 2.4 *Suddivisione del territorio del Nord Italia in celle computazionali.*

Grazie infatti a tale suddivisione è stato possibile modellare cella per cella i flussi di materia sia *upstream* che *downstream*. In particolare la collocazione spaziale esplicita risulta molto utile per la descrizione del sistema di trasporti, sia per l'approvvigionamento della biomassa che per la distribuzione del prodotto. Sono state infatti considerate diverse modalità di trasporto quali: trasporto terrestre su gomma e su rotaia, sull'interno del territorio, trasporto fluviale su chiatte lungo il Fiume Po e trasporto marittimo dalle celle con disponibilità portuale.

Sono state infatti mantenute le varie caratteristiche geografiche del territorio considerato e conseguentemente le disponibilità e le potenzialità logistiche delle aree incluse nella griglia; ad esempio sono state considerate celle con la possibilità di ospitare flussi marittimi quelle

celle in cui han sede i maggiori centri portuali del territorio considerato, ovvero: Genova (cella 46), Venezia (cella 32), Trieste (cella 34) e Ravenna (cella 43).

Grazie alla presenza di vie marittime è stata considerata inoltre la possibilità di ottenere biomassa importandola da altri Paesi tramite questa via.

Benzina ed etanolo, nelle basse percentuali in alcol considerate, danno origine ad un sistema instabile, che nel tempo si può smiscelare in due fasi distinte, data la forte igroscopicità del $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$. Al fine di non provocare discontinuità nell'alimentazione dei motori ed evitare l'impiego di stabilizzanti, è necessario realizzare la miscela il più vicino possibile al luogo e al momento d'utilizzo, in apposite strutture chiamate *Terminal* o centri di miscelazione.

I *Terminal* devono inoltre essere collocati sul territorio in modo da permettere una distribuzione il più centralizzata possibile della benzina miscelata, evitando così la miscelazione nei centri di distribuzione finali ai consumatori, operazione che sarebbe estremamente complessa dato il dettaglio logistico con il quale si dovrebbe confrontare il trasporto della benzina e dell'etanolo a destinazione.

La collocazione spaziale dei terminali di miscelazione (Figura 2.4) è stata determinata in maniera tale da riuscire a soddisfare la domanda di etanolo su tutta la superficie territoriale, minimizzando i costi di trasporto, manodopera, manutenzione e generali dovuti alla distribuzione dell'etanolo dai terminali al consumatore.

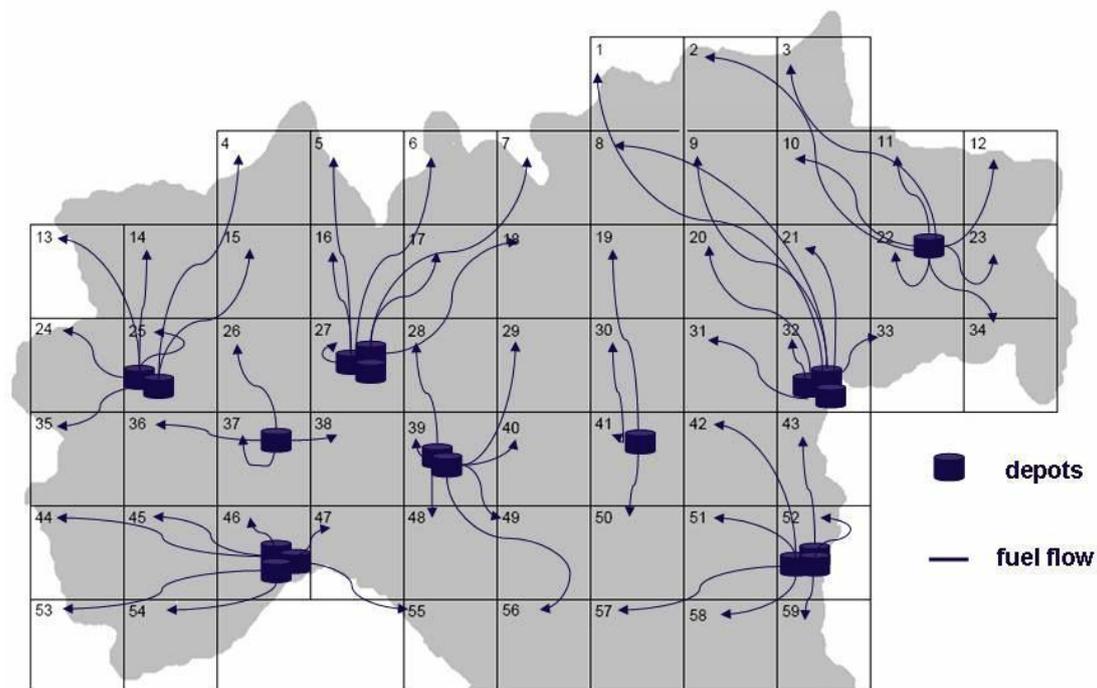


Figura 2.5 Rappresentazione della domanda di carburante nei Terminal del Nord Italia.

Un'altra caratteristica fondamentale del modello di filiera consiste nel considerare una pianificazione, oltre che spaziale esplicita, dinamica. Viene infatti incorporata nel modello la possibilità di pianificare e ottimizzare la filiera lungo un orizzonte temporale di quindici anni, suddiviso in cinque periodi di cinque anni ciascuno. La pianificazione temporale della filiera in un'orizzonte così ampio permette infatti di tenere in considerazione lo sviluppo della capacità produttiva degli impianti necessaria a soddisfare l'aumento della domanda di etanolo.

L'ottimizzazione della filiera viene condotta con un duplice obiettivo: economico ed ambientale. Il criterio economico adottato è stato quello di ricercare il massimo del valore di cassa cumulato attualizzato alla fine dell'orizzonte temporale (*Net Present Value* NPV). Il NPV è calcolato in seguito all'attualizzazione dei flussi di cassa dell'intera filiera in ogni periodo; ogni flusso di cassa è ottenuto sottraendo, in ogni periodo, i costi ai ricavi.

I ricavi sono ottenuti dalla vendita del prodotto principale costituito dall'etanolo e dalla vendita dei sottoprodotti caratteristici dei processi considerati nella particolare configurazione di ottimo di volta in volta trovata. I sottoprodotti possibili sono, come accennato nel Capitolo 1, il DDGS, che trova mercato come mangime per bestiame, o l'energia elettrica, venduta alla rete nazionale. È importante precisare che il prezzo dell'elettricità viene considerato inclusivo degli incentivi derivanti dai Certificati Verdi, essendo questa energia ottenuta da fonti rinnovabili.

La prestazione ambientale del sistema viene valutata in termini di emissioni di gas ad effetto serra (*Greenhouse Gases* GHG) utilizzando un approccio *Well-To-Tank*, WTT, (CONCAWE 2007) al fine di considerare l'impatto ambientale dato dalle operazioni lungo tutta la filiera produttiva. Le emissioni vengono pertanto conteggiate su tutte le fasi di produzione del prodotto considerate nell'analisi (*Life Cycle Analysis* LCA), ovvero: crescita, pre-strattamento e trasporto della biomassa, produzione e distribuzione del carburante. Vengono inoltre conteggiati come pseudo stadi di produzione gli *Emission Credits* definiti come il risparmio di gas serra in seguito all'ottenimento di DDGS o di energia elettrica come sottoprodotti; si considera infatti che le emissioni derivanti dalla loro produzione vadano a sostituire le emissioni derivanti dai consueti processi di produzione per i medesimi prodotti e quindi conteggiate come risparmio a livello di sistema globale. Maggiori dettagli su questo tema saranno forniti in Appendice A.

In Tabella 2.1 viene fornita una sintesi delle caratteristiche principali del modello appena esposte, correlandole in particolare agli indici con cui sono descritte all'interno delle equazioni del modello della filiera che verranno presentate nei prossimi Capitoli.

Tabella 2.1. Sintesi delle caratteristiche principali del modello di filiera in termini di: indice descrittivo nelle equazioni, descrizione e campo di esistenza.

indice	Descrizione
<i>g</i>	Celle computazionali (59) in cui è suddiviso il territorio considerato (cfr. Figura 2.4)
<i>l</i>	Modalità di trasporto: gomma, ferrovia, vie marittime, vie fluviali
<i>s</i>	Fasi del ciclo di produzione del bioetanolo: crescita (<i>bg</i>), pre-strattamento (<i>bpt</i>) e trasporto della biomassa (<i>bt</i>), produzione (<i>fp</i>) e distribuzione del carburante (<i>fd</i>), emission credits (<i>ec</i>)
<i>t</i>	Periodi di tempo in cui è suddiviso l'orizzonte temporale considerato: 5 periodi di 3 anni ciascuno.

Considerando le caratteristiche sopraccitate, si può formulare, in sintesi, il problema della pianificazione strategica della filiera come segue.

Date le seguenti informazioni iniziali:

- distribuzione geografica dei centri di domanda;
- fabbisogno di carburante lungo tutto l'orizzonte temporale;
- disponibilità territoriale di biomassa;
- locazione geografica e potenzialità in termini di conversione di biomassa degli impianti installati;
- costo di produzione della biomassa in funzione della regione di interesse;
- parametri tecnologici (rese) ed economici (costi fissi e variabili) in funzione del tipo di biomassa, della tecnologia produttiva e della scala dell'impianto;
- impatto ambientale della produzione di biomassa in funzione del tipo di biomassa e della locazione geografica;
- impatto ambientale della produzione di carburante in funzione del tipo di biomassa e della tecnologia produttiva;
- logistica dei trasporti (modalità, capacità, distanze, accessibilità, impatto ambientale e costi);
- caratteristiche del mercato dei biocarburanti;
- prezzi di mercato dell'energia ed eventuali incentivi (Certificati verdi, *green credits*).

la soluzione determina la configurazione ottimale (economica o ambientale) agendo sulle seguenti variabili:

- locazione geografica delle coltivazioni di biomassa;
- quantità e tipologia di biomassa da produrre e mandare in impianto;
- tecnologia produttiva, locazione e potenzialità degli impianti;
- caratterizzazione della logistica di trasporto;
- redditività del sistema lungo l'orizzonte temporale;
- impatto ambientale complessivo del sistema.

Il modello utilizza una programmazione MoMILP per l'ottimizzazione della filiera al fine di fornire uno strumento tattico-decisionale per la definizione di una struttura su larga scala di produzione di bioetanolo sul territorio considerato. In particolare la progettazione viene fornita nelle caratteristiche spaziali e temporali sotto il duplice obiettivo di massimizzazione dell'aspetto economico e minimizzazione dell'impatto ambientale in termini di emissioni caratteristiche.

2.4 Programma utilizzato

Il programma utilizzato per la risoluzione dei MoMILP sviluppati si è utilizzato il software di ottimizzazione CPLEX[®] (basato sul metodo Simplex) ed adottato nel sistema di modellazione GAMS 23.9[®]. Il software General Algebraic Modeling System, più comunemente conosciuto con l'acronimo GAMS[®], presentato nel 1975 all'ISMP di Budapest, fu progettato dalla GAMS Development Corporation per modellare problemi mixed-integer lineari e non-lineari e fu inoltre il primo software ad adottare l'Algebraic Modeling Language (AML). Economia, finanza e ingegneria chimica sono stati i campi scientifici che maggiormente hanno contribuito e sollecitato lo sviluppo di GAMS[®].

Capitolo 3

I terreni a riposo nella modellazione della filiera di produzione

Scopo di questo capitolo è quello inizialmente di fornire una descrizione e contestualizzazione delle superfici agricole a riposo (*set-aside*). In seguito verranno presentate le modifiche apportate al modello di filiera, sviluppato in Giarola et al. 2011 , per la produzione di bioetanolo al fine considerare l'utilizzo combinato delle superfici a riposo con le superfici normalmente adibite a coltura necessarie all'ottenimento della biomassa necessaria al processo. Infine verranno presentati e studiati i risultati ottenuti dal modello, articolati nel confronto tra diverse possibilità tecnologiche e configurazioni logistiche della filiera.

3.1 Definizioni e contestualizzazione

In questo paragrafo verranno presentate le definizioni legali di superficie agricola utilizzata e a riposo, le caratteristiche principali di tali tipologie di suoli e un breve excursus che contestualizza l'evoluzione e le diverse modalità di utilizzo dei *set-aside* dalla loro introduzione fino ad oggi. Verranno inoltre descritti l'estensione e l'utilizzo a livello europeo delle superfici *set-aside*. Infine, saranno presentati i dati che descrivono l'effettiva superficie non adibita a coltura del Nord Italia a livello regionale, confrontati e contestualizzati con la totalità delle superfici coltivate regionali.

Nella Normativa viene definita Superficie Agricola Utilizzata (SAU) la superficie che prevede il seguente utilizzo dei terreni: seminativi, coltivazioni legnose agrarie (comprese quelle in serra), altre coltivazioni agrarie, orti familiari, prati permanenti e pascoli. Definizione derivante dal 5° censimento generale dell'agricoltura – Regolamento di esecuzione – DPR 6 giugno 2000 n. 197 - modello di rilevazione – sezioni II e IX (ISTAT 2000).

Si definisce invece *set-aside* il ritiro delle superfici dalla produzione. Si tratta della messa a riposo (a maggese) delle superfici agricole, generalmente allo scopo di ridurre la produzione di un determinato prodotto. In certi casi per beneficiare di determinati aiuti l'agricoltore ha l'obbligo di ritirare dalla produzione una certa percentuale delle superfici che coltiva.

Le caratteristiche dei terreni a riposo vengono indicate nella Decisione della Commissione del 19 giugno 1997 che modifica l'allegato I della decisione 89/651/CEE (CE,1989), dove si legge:

“D/22 Terreni a riposo soggetti a regime d'aiuto per la messa a riposo, non sfruttati economicamente

I. Terreni che entrano nell'avvicendamento, lavorati o meno, che non forniscono alcun prodotto per tutta la durata della campagna

II. I terreni a riposo non devono essere confusi con le coltivazioni successive (I/01) né con la superficie agricola non utilizzata (H/01). La caratteristica essenziale di questi terreni consiste nell'essere lasciati a riposo, generalmente per tutta la durata della campagna.

I terreni a riposo possono essere:

1) terreni nudi senza alcuna coltivazione;

2) terreni ricoperti da una vegetazione spontanea, che può essere utilizzata come alimento per il bestiame o come sovescio;

3) terreni seminati esclusivamente per la produzione di concime verde (sovescio).”

3.1.1 Breve profilo storico dell'utilizzo dei set-aside

In questo paragrafo verrà presentato un breve profilo storico dell'introduzione e dell'evoluzione della superficie *set-aside* e una contestualizzazione a livello europeo di tale realtà. Tale excursus è necessario per comprendere più approfonditamente le ragioni che hanno portato a considerare tali superfici potenzialmente utili per l'ottenimento di biomassa per fini energetici.

Il *set-aside* è stato introdotto nella politica agricola comunitaria (PAC) con il Regolamento CEE n. 1094/88 (CEE,1988), con uno schema che inizialmente consisteva in un pagamento annuale per quei produttori che decidessero, per un periodo minimo di cinque anni, di ritirare dalla produzione una quota pari ad almeno il 15% della superficie a seminativi.

Con la riforma MacSharry del 1992 la natura e lo scopo del *set-aside* cambiarono radicalmente: il Regolamento del Consiglio n. 1765/92 introdusse l'obbligatorietà della messa a riposo annuale dei terreni, trasformando la misura in un vero e proprio strumento di controllo dell'offerta dei cereali. La frazione di superficie libera obbligatoria venne mantenuta al 15% della superficie aziendale coltivata a COP (cereali, semi oleosi e piante proteiche).

La quota di terreno da adibire a *set-aside* ha subito numerose variazioni dalla sua introduzione al fine di cercare di adattare l'offerta dei cereali all'evoluzione degli stoccaggi e all'andamento dei mercati internazionali (Tabella 3.1).

Tabella 3.1. *Evoluzione della quota di set-aside obbligatorio (Orède-Breche, 2002; Areté e DEIAgra, 2008)*

Campagne	Quota di <i>set-aside</i> obbligatorio [%]	Calcolata sulla superficie a :
1993/1994 e 1994/1995	15	COP
1995/1996	12	COP
1996/1997	10	COP
1997/1998 e 1998/1999	5	COP
Dal 1999/2000 al 2003/2004	10	COP
2004/2005	5	Seminativi
2005/2006 e 2006/2007	10	Seminativi
2007/2008	Sospensione temporanea	
2009	Abolizione definitiva	

Tra le principali innovazioni introdotte ci sono l'introduzione del *set aside volontario*, ovvero la possibilità di ricevere un aiuto per lasciare a riposo volontariamente una quota della superficie aziendale superiore a quella imposta dalla messa a riposo obbligatoria, ed il *set aside non rotazionale*, praticato su un terreno che generalmente non viene coltivato per un periodo di almeno cinque anni.

La riforma del 1999 (Agenda 2000) ha lasciato invariata la frazione di *set-aside* obbligatorio e ha introdotto una maggiore flessibilità nell'applicazione della norma. Si ha infatti secondo l'articolo 11 del Reg.(CE) 1251/1999 del Consiglio che: *“gli importi dei pagamenti per superficie e del pagamento per il ritiro di seminativi dalla produzione, nonché la percentuale della superficie da ritirare dalla produzione, stabiliti dal presente regolamento, possono essere modificati in considerazione dell'andamento della produzione, della produttività e dei mercati”*.

Grazie alla successiva riforma cosiddetta di Medio termine del 2003 (riforma Fischler) venne riconosciuta al *set-aside*, concepito come mero strumento di controllo dell'offerta, anche una rilevante importanza ambientale in quanto una consistente quota di terreni a riposo incrementava la biodiversità degli agro-ecosistemi e riduceva l'impatto delle pratiche agricole intensive. Si legge infatti nel Regolamento CE 1782/2003: *“al fine di salvaguardare gli effetti positivi della messa a riposo dei terreni (set-aside) come strumento di contenimento dell'offerta e, nello stesso tempo, potenziarne il ruolo ecologico nell'ambito del nuovo regime di sostegno, le condizioni per il ritiro dei terreni dalla produzione dovrebbero essere mantenute”*.

Le modifiche introdotte dalla riforma del 2003 sono principalmente: (i) l'estensione dell'obbligatorietà della messa a riposo dei terreni al 10% del totale della superficie a seminativi, e non solo a quella a COP; (ii) l'applicazione dei requisiti della condizionalità anche alle superfici ritirate dalla produzione, dove con condizionalità si intende norme di gestione dei terreni eco-compatibile, riguardanti sia criteri di gestione obbligatoria (CGO) che il mantenimento della terra in buone condizioni agronomiche ed ambientali (BCAA).

Parallelamente a questa valorizzazione del *set-aside* come strumento di politica agro-ambientale, la riforma Fischler ha introdotto una profonda revisione dei meccanismi di sostegno, concentrando nel pagamento unico aziendale (PUA) un aiuto al reddito dell'agricoltore che prima era in qualche misura vincolato al tipo e alla quantità delle produzioni. In questo modo, se l'obiettivo del pagamento disaccoppiato è quello di non condizionare le scelte produttive dell'agricoltore, la forza di controllo del *set-aside* sull'offerta di cereali è stata certamente ridimensionata, rivestendo prevalentemente un ruolo di bilanciamento tra i diversi settori.

Nella Normativa CE 1782/2003 si faceva inoltre esplicito riferimento alla possibilità di destinare le superfici a riposo alla coltivazione di biomassa per fini energetici. Si legge infatti *“Attualmente, il sostegno alle colture energetiche è offerto tramite la possibilità di impiantare colture industriali su terreni ritirati dalla produzione. Le colture energetiche rappresentano la principale produzione non alimentare sui terreni messi a riposo. È opportuno istituire un aiuto specifico a favore delle colture energetiche atte a ridurre la produzione di biossido di carbonio.”*

Con il Regolamento CE N. 1107/2007 il *set-aside* obbligatorio venne temporaneamente sospeso in quanto, come espone la Normativa, *“Il mercato dei cereali all'inizio della campagna di commercializzazione 2007/2008 è caratterizzato da prezzi eccezionalmente elevati sia a livello comunitario che mondiale”*, inoltre *“Il ridotto livello delle scorte finali della Comunità al termine della campagna 2006/2007 è dovuto ad un raccolto più limitato del previsto nel 2006”*

In seguito vennero svolti degli studi per conto dell'Unione Europea (Orède-Breche, 2002; Areté e DEIAgra, 2008) con lo scopo di indagare l'effettiva efficacia del *set-aside* come strumento di controllo dell'offerta, in relazione ai mutati comportamenti del mercato internazionale. Da tali studi emerse l'inefficienza della misura del ritiro dei seminativi nel raggiungimento degli obiettivi di controllo dell'offerta e la sua incoerenza con l'attuale assetto della politica agricola europea.

Ciò era dovuto al fatto che i pagamenti relativi a terreni messi a riposo potevano essere associati a superfici che sarebbero comunque rimaste incolte e inoltre, all'interno della stessa azienda (o tra aziende diverse attraverso il trasferimento di diritti/titoli), poteva avvenire il

cosiddetto fenomeno dello *slippage*, ovvero la messa a riposo dei terreni peggiori e l'intensificazione della produzione in quelli più fertili. Inoltre, a causa del disaccoppiamento dei contributi, era accresciuta l'inefficienza della misura nel contenere l'offerta, sia a causa dell'aumento dei prezzi, sia a causa dell'estensione degli obblighi di ritiro a tutti i seminativi. Si può aggiungere inoltre che il ritiro dalla produzione risultava essere in conflitto con l'obiettivo di promuovere la competitività dell'agricoltura dell'Unione Europea, contribuendo a mantenere i prezzi dei seminativi al di sopra dei livelli dei prezzi mondiali. Infine dopo l'allargamento dell'UE, la misura non è stata inoltre applicata ai nuovi stati membri, diminuendo così ulteriormente il ruolo della messa a riposo come strumento di controllo dell'offerta di cereali (Silcock e Lovegrove, 2007).

Con la Normativa CE. 73/2009 (il cosiddetto *Health Check*) venne quindi decisa l'abolizione del *set-aside* obbligatorio, ritenendo che dal punto di vista del controllo dei mercati la messa a riposo obbligatoria dei terreni fosse uno strumento obsoleto. Si legge infatti: *"Il ritiro obbligatorio dei seminativi dalla produzione era stato a suo tempo istituito in quanto meccanismo di contenimento dell'offerta. Gli sviluppi prodottisi sul mercato dei seminativi e l'introduzione degli aiuti disaccoppiati non giustificano più il mantenimento di tale strumento, che dovrebbe quindi essere abolito."*

È opportuno ricordare come il controllo delle eccedenze produttive della misura abbia lasciato sempre più spazio al ruolo, inizialmente secondario, di introdurre importanti vantaggi ambientali all'interno degli agro-ecosistemi. In seguito alla sua abolizione è stato pertanto necessario rafforzare le politiche comunitarie a favore del mantenimento di tali ecosistemi. A questo proposito il Reg. 73/2009 sottolinea come *"L'abolizione, a norma del presente regolamento, dell'obbligo di ritiro dalla produzione nell'ambito del regime di pagamento unico in certi casi potrebbe avere ripercussioni negative sull'ambiente, in particolare per quanto riguarda talune caratteristiche paesaggistiche. È opportuno pertanto rafforzare le disposizioni comunitarie intese a proteggere specifiche caratteristiche paesaggistiche. In particolari situazioni dovrebbe inoltre essere possibile per uno Stato membro prevedere la costituzione e/o il mantenimento di habitat."*

Focalizzando infatti sui benefici ambientali del *set-aside* è importante precisare come il *set-aside* volontario sia da preferirsi a quello obbligatorio, poiché interessa superfici più ampie, e come sia da preferirsi il *set-aside* non-rotazionale, ovvero praticato per la durata di almeno cinque anni, rispetto al *set-aside* rotazionale annuale. La conservazione della biodiversità degli agro-ecosistemi e il controllo dell'erosione sono i maggiori benefici derivanti dalla messa a riposo quinquennale, mentre il *set-aside* annuale, interrompendo le rotazioni, può certamente avere effetti positivi sulla fertilità dei suoli. Infine, è importante sottolineare come la corretta applicazione dei criteri della condizionalità, la presenza di colture energetiche,

l'adesione ad altri schemi agro-ambientali da parte dei produttori, sono tutti elementi che hanno avuto un forte impatto sull'effettivo ruolo ambientale dei terreni a riposo. Infatti il *set-aside*, disattivando una parte della superficie produttiva e determinando una generale riduzione dell'utilizzo di input chimici, ha una valenza ambientale che deriva proprio da questa spinta alla estensificazione delle pratiche agricole.

Attualmente le superfici a riposo possono essere considerate unicamente *set-aside* volontario. È infatti chiaro come dal punto di vista agronomico la rotazione dei terreni sia vantaggiosa per il recupero delle sostanze nutrienti dei suoli e permetta pertanto una produttività più elevata. In seguito al disaccoppiamento dei pagamenti diretti ed essendo quindi l'incentivo all'attività rurale rappresentato unicamente dal pagamento unico aziendale, si capisce come la gestione produttiva dei suoli sia lasciata al coltivatore in prima persona che avrà quindi libera facoltà sulla frazione di terreno da porre a riposo.

3.1.1.1 L'estensione e l'utilizzo a livello europeo del *set-aside*

Nel decennio 1996/1997 – 2006/2007, il *set-aside* obbligatorio (con una quota obbligatoria pari al 10%) ha interessato mediamente 3.9 milioni di ettari, mentre il *set-aside* volontario è passato da 1.7 milioni di ettari della campagna 1996/1997 ai 3.0 milioni di ettari della campagna 2006/2007 (Figura 3.1). Come riportato in Tabella 3.1, a partire dal 2000 la quota di *set-aside* obbligatorio è stata mantenuta quasi costantemente al 10%, con l'unica eccezione per la campagna 2004/2005 dove è stata ridotta al 5%.

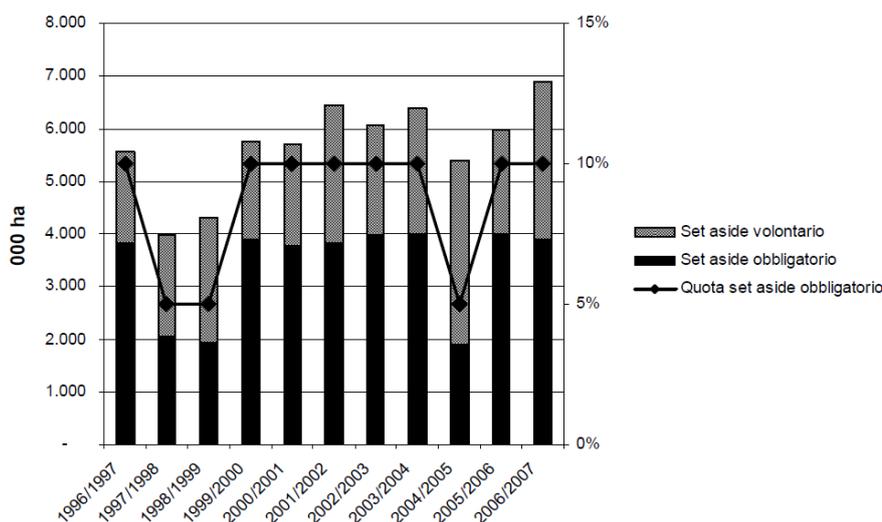


Figura 3.1. Evoluzione della superficie di *set-aside* nell'UE-15 (migliaia di ettari)
(Fonte: Commissione Europea, DG agri)

È possibile osservare come, dimezzando la quota di *set-aside* obbligatorio, la superficie a *set-aside* volontario sia aumentata del 46%, passando da 2.4 a 3.5 milioni di ettari. Questo indica chiaramente come l'abolizione di una quota di *set-aside* obbligatorio non si traduca

necessariamente in una messa a coltura delle superfici precedentemente ritirate dalla produzione, ma come una quota significativa di queste superfici sia mantenuta volontariamente a riposo. È lecito supporre che questo fenomeno sia avvenuto prevalentemente nelle aree meno fertili e meno vocate alla produzioni di cereali, dove spesso gli obblighi/titoli di ritiro sono associati a terreni marginali e poco produttivi. Si può invece supporre che l'immediata riattivazione delle superfici a riposo nel passaggio da una quota del 10% ad una quota del 5% sia avvenuta nelle aree più fertili e produttive dell'UE-15, dove i produttori generalmente hanno percepito il *set-aside* obbligatorio come un vincolo che non permetteva loro di sfruttare a pieno il loro potenziale produttivo.

Per quanto riguarda la distribuzione dei terreni europei all'interno dell'UE-15, la Figura 3.2 mostra come nella campagna 2006/2007 la Spagna avesse la maggiore estensione di terreni a riposo, seguita dalla Francia, dalla Germania, dal Regno Unito e dall'Italia. In Spagna emerge chiaramente una forte presenza del *set-aside* volontario (presumibilmente legata alla significativa estensione di terreni poco fertili e marginali), mentre il primato di *set-aside* obbligatorio spetta alla Francia, con circa 1.2 milioni di ettari, seguita dalla Germania, con 0.8 milioni di ettari.

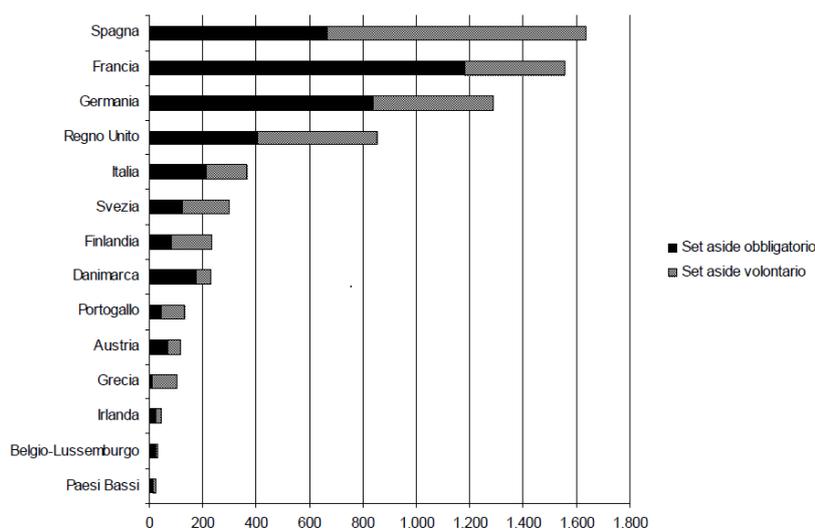


Figura 3.2. Distribuzione della superficie a *set-aside* nell'UE-15(2006/2007) in migliaia di ettari (Fonte: Commissione Europea, DG Agri)

Già dalla riforma del '99 si è assistito ad un incentivo ad utilizzare le superfici a *set-aside* per colture energetiche. A partire dal 2000, infatti, la superficie interessata dalle coltivazioni non alimentari su *set-aside* ha interessato una quota variabile di superfici ritirate dalla produzione, ma sempre superiore al 10% del *set-aside* totale (superiore al 20% se si considera esclusivamente il *set aside* obbligatorio), con la presenza di colture *non-food* su *set-aside* che durante la campagna 2006-2007 si attestava intorno a 960 000 ettari. Rispetto alla complessiva superficie *non-food* su *set-aside*, la quota di colture energetiche ha inoltre sempre rappresentato un ruolo preponderante, pari mediamente al 97%-99% del totale. La maggior

parte di questi terreni sono coltivati con la colza per la produzione di biodiesel, che rappresenta, secondo recenti stime della Commissione, l'85% del totale (Sardone,2008).

3.1.2 Estensione nazionale delle superfici *set-aside*

In questo paragrafo verranno presentati e contestualizzati i dati nazionali riguardanti la distribuzione dei terreni a riposo. In particolare si farà riferimento ai territori del Nord Italia formati da Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto, Trento, Bolzano e il Friuli Venezia Giulia.

In Tabella 3.2 vengono presentate per ogni regione la superficie a *set-aside*, la superficie agricola utilizzata (SAU) e la superficie coltivata a seminativi. Viene inoltre calcolata la frazione di *set-aside* rispetto alla superficie totale di seminativi, essendo il parametro di legge per il *set-aside* obbligatorio dell'ultimo Regolamento (1782/2003) che trattava la gestione di questi terreni prima dell'abolizione nel 2009.

Tabella 3.2. Superfici a *set-aside*, utilizzate, a seminativi e frazione di *set-aside* sui seminativi (ISTAT, 6° censimento dell'Agricoltura, 2010)

Regioni	Set-aside [ha]	SAU [ha]	Seminativi [ha]	Frazione di <i>set-aside</i> [%]
Piemonte	15 099	1 010 699	543 248	2.77
Valle d'Aosta	100	55 595	340	29.41
Liguria	650	43 783	6 795	9.56
Lombardia	6 800	986 825	715 162	0.95
Trentino alto Adige	130	377 000	7 147	1.81
Bolzano	46	240 535	4 044	1.13
Veneto	8 600	811 439	569 259	1.51
Friuli Venezia Giulia	5 000	218 443	162 237	3.08
Emilia Romagna	17 600	1 064 213	830 750	2.11
Totale	54 025	4 808 532	2 838 982	2

Dai dati presentati in Tabella 3.2 si nota anzitutto come le regioni di montagna (Valle d'Aosta, Trentino e Bolzano) e la Liguria, regione prettamente costiera, siano caratterizzate da modesti valori di superficie agricola utilizzata e conseguentemente di superficie destinata ai seminativi e pertanto di superficie *set-aside*. Le regioni invece che possiedono sia territori più estesi e sia una maggior disponibilità di tali territori al trattamento agricolo, manifestano superfici utilizzate, e quindi superfici a seminativi e *set-aside*, più elevate.

La frazione di *set-aside* sui seminativi per regioni ad estesa superficie utilizzata (Piemonte, Lombardia, Veneto, Friuli ed Emilia), presenta un valore medio del 2%, confermato inoltre dalla frazione di *set-aside* calcolata sul totale della superficie del Nord-Italia. Gli elevati valori di frazione di terreni a riposo caratterizzanti la Liguria e la Valle d'Aosta sono imputabili alla ristretta disponibilità di terreni da destinare a coltura (terreni poco fertili o difficilmente coltivabili).

3.2 Modellazione del *set-aside*

In questo paragrafo verranno presentate le assunzioni fatte e le modifiche apportate al modello di filiera sviluppato in Giarola et al. (2011) al fine di includere nella simulazione l'utilizzo combinato di terreni normalmente adibiti a produzione agricola e con i *set-aside*, utili all'approvvigionamento di biomassa necessaria al processo. Il modello sviluppato in Giarola et al. (2011) viene riportato in maggior dettaglio in Appendice A.

3.2.1 Assunzioni nella modellazione del *set-aside*

In questa trattazione le superfici *set-aside* vengono considerate come terreni aggiuntivi ai terreni normalmente adibiti a coltura e quindi con le medesime caratteristiche agronomiche. Viene però tenuto conto che la riattivazione a coltura di un terreno dopo un periodo di riposo comporta una resa temporale della produttività, che non sarà pertanto massima nel primo periodo di utilizzo del terreno. Si assume quindi una resa per il primo periodo di riattivazione del terreno pari al 70% rispetto alla totale produttività dei suoli considerati.

Le superfici *set-aside* vengono considerate superfici destinabili a colture energetiche qualora il modello lo ritenga opportuno, ovvero quando l'utilizzo di queste superfici porti alla configurazione di ottimo richiesta per la filiera. Sarà pertanto reperita su questi suoli, quantitativamente e qualitativamente, proporzionalmente alla capacità produttiva degli stessi, solamente la biomassa necessaria al processo caratteristico considerato nella configurazione di ottimo richiesta.

3.2.2 La funzione obiettivo

Come anticipato nel Capitolo 2 l'algoritmo risolutivo prevede l'ottenimento della soluzione risolvendo un sistema lineare misto che permette di minimizzare funzione obiettivo. La funzione obiettivo del sistema in analisi è formata da una componente economica e una parte ambientale:

$$obj = \alpha \cdot NPV - (1 - \alpha) \cdot TI \quad (3.1)$$

dove :

- *NPV* è il *Net Present Value* ottenuto sommando i flussi di cassa attualizzati meno il capitale di investimento necessario alla costruzione delle tecnologie considerate [€];
- *TI* è il *Total Impact Factor* che rappresenta l'impatto ambientale in termini di CO₂ equivalente del ciclo produttivo per la configurazione di filiera considerata [kg di CO_{2eq}/time period];
- α è un fattore peso che permettere di direzionare la soluzione del modello verso configurazioni di filiera orientate più verso l'ottimo ambientale ($\alpha=0$) o verso l'ottimo economico ($\alpha=1$).

In particolare l' NPV è definito come:

$$NPV = CCF - FCC \quad (3.2)$$

dove:

- CCF è il flusso di cassa cumulativo attualizzato [€];
- FCC è il capitale di investimento richiesto per l'installazione degli impianti produttivi [€].

Infine il TI è definito come la somma su tutto l'orizzonte temporale stimato nell'analisi delle emissioni derivanti dalle singole operazioni produttive della filiera, calcolate in ogni intervallo di tempo.

È importante precisare che in questa trattazione viene utilizzata una funzione mono-obiettivo, seppur formata da due componenti. Ciò si differenzia rispetto alla ottimizzazione multi-obiettivo impostata in Giarola et al.(2011) in cui, per ottenere la soluzione, viene utilizzato un particolare metodo risolutivo detto ε -*constraint method* che prevede l'utilizzo una sola funzione del set delle funzioni obiettivo come reale funzione obiettivo e le altre come vincoli. Si è scelto di impostare una formulazione mono-obiettivo sia per semplicità computazionale e sia perché è stata verificata la sostanziale coerenza dei risultati ottenuti con quelli pubblicati in Giarola et al.(2011).

3.2.3 Ripartizione delle superfici a riposo nella griglia computazionale

I dati reperiti descrittivi le aree non adibite a coltura (Tabella 3.2) sono su base regionale e non presentano ripartizioni particolari in base alle specificità orografiche delle aree considerate. Le celle in cui è suddiviso il territorio del Nord-Italia sono invece formate da ripartizioni pesate del territorio provinciale; ad esempio l'area di cella 35 è formata per 3/4 da territorio della provincia di Torino e per 1/4 da territorio delle provincia di Cuneo. In Tabella B1 vengono presentate le superfici arabili utili di ogni cella e le ripartizioni pesate delle provincie sulla griglia, come fornite da Giarola et al.(2011).

Per ottenere una rappresentazione che aderisca alla suddivisione del territorio in celle è stato quindi necessario mediare i dati regionali delle superfici *set-aside*, portare i contributi di ogni cella da provinciali a regionali e attribuire ad ogni cella il rispettivo quantitativo di superficie a riposo. In formula si ha:

$$FL_g = \sum_{i=1}^{n^{\circ}regioni} (\mathbf{YregG}_{i,g} \cdot AG_g \cdot yregFL_i) \quad \forall g \quad (3.3)$$

dove:

- FL_g è la superficie a riposo [ha] per ogni cella g ;
- $\mathbf{YregG}_{i,g}$ è una matrice di dimensioni $i \times g$ dove $i = 1$: numero delle regioni (9), con le corrispondenze indicate in Tabella B2, e $g = 1$: numero di celle (59), numerate come in

Figura 2.4. I termini di questa matrice sono i valori delle ripartizioni di ogni regione nelle celle della griglia che formano la regione stessa; ad esempio la Valle d'Aosta è ripartita nella cella 13 e in 1/3 della cella 14. Si avrà quindi $Y_{regG_{2,13}}=1$ e $Y_{regG_{2,14}}=1/3$. L'attribuzione regionale delle celle (Tabella B1) è stata fatta a partire dalla ripartizione provinciale, raggruppando le provincie, suddivise nelle celle con i pesi indicati in Tabella B1, nelle regioni corrispondenti e ottenendo quindi la ripartizione delle regioni nelle varie celle;

- AG_g è l'area [ha] utilizzabile per cella g (Tabella B1);
- Y_{regFL_i} è la superficie a riposo specifica [-] per ettaro per regione i , ottenuta dividendo la superficie *set-aside* di ogni regione per la superficie totale regionale ottenendo così un dato medio regionale (Tabella B2).

In questo modo è stata ottenuta la superficie agricola a riposo in ogni cella FL_g come contributo di superficie a riposo media delle varie regioni componenti la cella ricavate dalle ripartizioni provinciali, visualizzabile in Tabella B1.

3.2.4 Equazioni descrittive delle superfici a riposo

La disponibilità di biomassa proveniente dalle superfici a riposo viene espressa similmente alla formulazione in Giarola et al.(2011) per quanto riguarda i terreni normalmente adibiti a coltura (Eq.A.43):

$$BA_{g,i}^{sa} = GS_g^{sa} \cdot BY_{i,g}^{sa} \cdot AD_g^{sa} \cdot BCD_g^{sa \max} \quad (3.4)$$

dove:

- $BA_{g,i}^{sa}$ è la disponibilità di biomassa i (*corn* o *stover*) per la produzione di etanolo nella cella g [ton/time period];
- GS_g^{sa} è la superficie *set-aside* stimata per cella g [km²];
- $BY_{i,g}^{sa}$ è la resa delle coltivazioni di biomassa [ton/(time period km²)], assunta uguale a quelli riportati in Giarola et al.(2011);
- AD_g^{sa} è la percentuale di terra arabile della totale disponibile per cella g [-], assunta coincidente con la totalità della superficie per cella e posta uguale ad 1, essendo i terreni a *set-aside* considerati nell'analisi destinabili completamente alla coltura di biocarburanti;
- $BCD_g^{sa \max}$ è la massima frazione coltivabile a biomassa della terra arabile per cella g [-], assunta uguale a 1.

Dal momento che in quest'analisi si considera l'ipotesi che i terreni a *set-aside* vengano coltivati dopo un periodo di riposo del terreno è lecito ritenere che nel primo intervallo di tempo di utilizzo del suolo la produttività non sia completa. Come anticipato è stata considerata una resa del 70% nel primo intervallo di tempo di utilizzo del *set-aside*.

Ne consegue che la disponibilità di biomassa i , $BAy_{g,i,t}^{sa}$ [ton/time period], dai terreni a riposo nella cella g nel periodo t , risulta espressa come:

$$BAy_{g,i,t}^{sa} = 0.7 \cdot BA_{g,i}^{sa} + Pbcum_{g,i,t-1} \quad (3.5)$$

dove $Pbcum_{g,i,t}$ [ton/time period] è la produttività di biomassa cumulata nel tempo, definita come:

$$Pbcum_{g,i,t} = Pbcum_{g,i,t-1} + Pb_{g,i,t-1} \quad (3.6)$$

essendo $Pb_{g,i,t}$ la produzione di biomassa i (*corn* o *stover*) nella cella g nell'intervallo di tempo t [ton/time period].

Poiché la produttività di biomassa deve essere vincolata alla effettiva disponibilità di essa (Eq.A.42), sia che provenga da terreni normalmente adibiti a coltura sia che provenga da terreni a *set-aside*, si hanno le seguenti disuguaglianze:

$$Pb_{g,i,t} \leq (BAN_{g,i} + BA_{g,i}^{sa}) \quad (3.7)$$

$$Pb_{g,i,t} \leq (BAN_{g,i} + BAY_{g,i,t}^{sa}) \quad (3.8)$$

dove $BAN_{g,i}$ è la disponibilità di biomassa i per la produzione di etanolo nella cella g da terreni normalmente adibiti ad agricoltura [ton/time period].

Osservando le equazioni da (3.5) a (3.7) si comprende come $Pbcum_{g,i,t}$ sia un espediente numerico per includere linearmente nel modello una descrizione dinamica condizionata delle caratteristiche dei *set-aside*. Si vede infatti da Eq.(3.6) che nel primo intervallo di utilizzo di un terreno la variabile $Pbcum_{g,i,t}$ è nulla e pertanto la biomassa disponibile è data da Eq.(3.5). Inoltre da Eq.(3.8) si vede che la produttività è vincolata alla disponibilità di biomassa su suoli con resa. Al secondo intervallo di tempo però la variabile $Pbcum_{g,i,t}$ non è nulla e pertanto la variabile $BAy_{g,i,t}^{sa}$ assume un valore maggiore rispetto alla variabile $BA_{g,i}^{sa}$. Conseguentemente, tra i vincoli espressi dalle equazioni (3.7) e (3.8), viene considerato il più stringente ovvero Eq.(3.7); accadendo ciò nel secondo intervallo di utilizzo la produttività è vincolata alla disponibilità di biomassa derivante dai terreni normalmente adibita a coltura e dai *set-aside* con resa del 100%, come descritto appunto in Eq.(3.7).

Sono state infine modificate le relazioni che descrivono la produzione totale di biomassa (Equazioni A.44, A.45) in:

$$TPot_{i,t}^{sa} = \sum_g (BA_{g,i}^{sa} \cdot IBF_g) \quad (3.9)$$

$$TPot_{i,t}^n = \sum_g (BAN_{g,i} \cdot IBF_g) \quad (3.10)$$

$$(TPot_{i,t}^{sa} \cdot quota_i^{sa} + TPot_{i,t}^n \cdot quota_i^n) \geq \sum_g (Pb_{g,i,t} \cdot IBF_g) \quad (3.11)$$

Dove :

- $TPot_{i,t}^{sa}$ è la produzione totale di biomassa i al tempo t dai terreni a *set-aside* [ton/time period];
- $TPot_{i,t}^n$ è la produzione totale di biomassa i al tempo t dai terreni normalmente adibiti ad agricoltura [ton/time period];
- IBF_g è una variabile binaria che indica se una coltivazione è locata in una determinata cella g ;
- $quota_i^n$ è un fattore di utilizzo che indica quanto della biomassa i -esima prodotta è destinata alla filiera di etanolo [-]. Rispettivamente si considera che il 15% del mais ottenuto da terreni usualmente adibiti ad agricoltura sia destinabile alla produzione di bioetanolo. Si considera invece il 33% (USDA 2005) come frazione utilizzabile per quanto riguarda lo *stover*. Tale frazione è dovuta principalmente al fatto che un maggior prelievo quantitativo di *stover* dai suoli comporterebbe una erosione del suolo eccessiva. Inoltre lo *stover* è utilizzato a livello agronomico per favorire il recupero di nutrienti ai suoli e pertanto una sottrazione ingente del materiale comporterebbe il rischio di un impoverimento eccessivo del suolo coltivato;
- $quota_i^{sa}$ è un fattore di utilizzo che indica quanto della biomassa i -esima prodotta è destinata alla filiera di etanolo [-]. Rispettivamente si considera che il 100% del mais prodotto sulle superficie agricole a *set-aside* sia destinabile alla produzione di bioetanolo, essendo tali suoli considerati in questa analisi dedicabili completamente a coltivazioni energetiche; per quanto riguarda lo *stover* , come frazione utilizzabile, si mantiene il 33% (USDA 2005).

3.3 Risultati

In questo paragrafo viene presentato lo studio dei risultati forniti dal modello di ottimizzazione di filiera per la produzione di biocombustibili, considerando come superfici utili all'ottenimento della biomassa, come già accennato, sia terreni normalmente adibiti ad agricoltura che terreni a riposo del Nord-Italia, considerando per quest'ultimi una resa temporale per la produttività dei suoli.

3.3.1 Set di Pareto

In Figura 3.3 viene presentato il set di Pareto in cui si può leggere una classificazione delle configurazioni ottenute sulla base dell'impatto ambientale e della massimizzazione del *NPV*, caratterizzate da diverse tecnologie produttive.

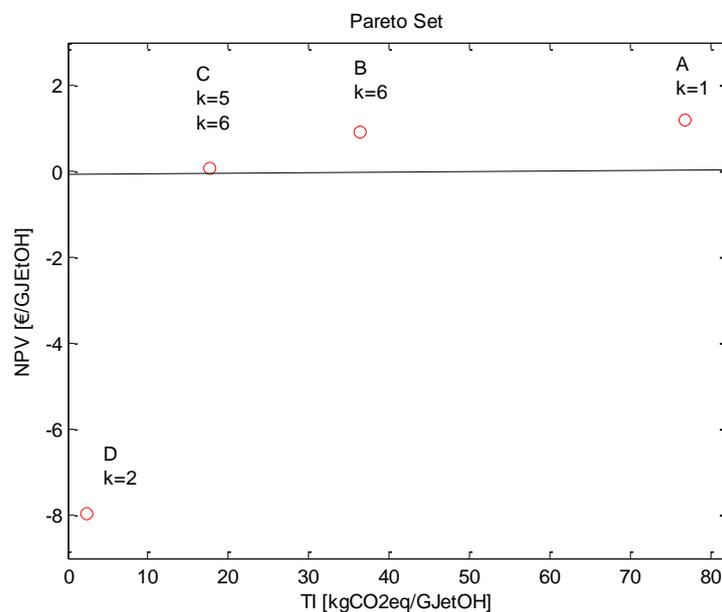


Figura 3.3. set di Pareto delle configurazioni considerate sulla base dell'impatto ambientale (TI) e della massimizzazione del profitto (NPV).

Come atteso l'andamento mostra un conflitto tra le rese ambientali ed economiche caratteristico della filiera produttiva di biocarburanti.

Il punto A rappresenta una configurazione di filiera che vede come tecnologia per la produzione di etanolo la prima generazione tecnologica DGP (*dry-grind process*, $k=1$) a partire da mais, con il mercato parallelo costituito dalla vendita di DDGS come mangime per bestiame. Tale configurazione è caratterizzata dal miglior valore di *NPV* con 1.18 €/GJ_{EtOH} ma risulta però essere la soluzione ambientale con il più alto apporto di CO₂ equivalente per GJ di etanolo prodotto, pari 77 kgCO₂eq/GJ_{EtOH}. Tale valore corrisponde al 10% di riduzione di gas serra se confrontato con le emissioni caratteristiche della benzina, poste a 85.8 kgCO₂eq/GJ_{EtOH} (HGCA, 2005). Questa percentuale di riduzione non è sufficiente per

soddisfare i vincoli imposti dall'Unione Europea, essendo richiesto infatti alle produzioni di biocarburanti almeno il 35% di riduzione di GHG rispetto alla benzina.

Un miglioramento dell'impatto ambientale ($36.46 \text{ Kg di kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ e $0.89 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$) si ha per la configurazione B in cui si ha la produzione di etanolo a partire da mais e l'utilizzo del DDGS sia come combustibile da bruciare per produrre energia elettrica ($k=6$). La riduzione di emissione rispetto alla benzina si assesta ora al 58%. Tale valore è sufficiente per soddisfare i valori di riduzione richiesti dall'Unione Europea sia per il 2010 (35%) e sia per il 2017 (50%) portandosi poco al di sotto del limite del 60% richiesto per il 2020.

Un ulteriore e netto miglioramento ambientale si ha per la configurazione rappresentata dal punto C ($17.75 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ e $0.08 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$) caratterizzato da una tecnologia DGP con DDGS utilizzato per produrre energia ($k=6$) e da una tecnologia mista IGSP, $k=5$ con DDGS venduto come mangime. Il valore del NPV è positivo, seppur di poco, e permette pertanto un autosostentamento del processo. D'altro canto questa configurazione permette una riduzione del 79% delle emissioni di gas serra, ben al di sopra del limite richiesto per il 2020.

L'ottimo ambientale infine, rappresentato dal punto D ($k=2$), caratterizzato da un potenziale economico di $-7.90 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$ e da soli $2.4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ di emissioni di gas serra, è caratterizzato da una tecnologia di seconda generazione, LCEP, che vede la produzione di etanolo e di energia elettrica utilizzando come biomassa unicamente lo *stover*. Il bassissimo livello di emissione comporta una riduzione di GHG molto ampia (97%).

Tale riduzione è dovuta al basso livello di emissioni caratteristico dei processi di seconda generazione ($9.5 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ contro i $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ caratteristici del processo DGP). Questo deriva dalla considerazione che lo *stover* sia da considerarsi materiale residuale e quindi tutte le emissioni (dirette) imputate alla fase di coltivazione vengano attribuite all'ottenimento del granoturco. Le uniche emissioni legate alla produzione di *stover* sono indirette, derivanti dall'incremento nell'uso dei fertilizzanti; incremento necessario dal momento che lo *stover* viene utilizzato a livello agronomico per permettere il recupero delle sostanze nutritive ai suoli. Si ha pertanto che le emissioni caratteristiche del processo DGP per quanto riguarda le operazioni inerenti la crescita della biomassa si assestano ad un valore di $40 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ contro i $4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$ caratteristici delle medesime operazioni nei processi produttivi di seconda generazione.

A fronte di un netto miglioramento dell'impatto ambientale assistiamo anche al fatto che questa tecnologia produttiva presenta gravi perdite economiche portando la tecnologia a non essere competitiva con le altre tecnologie produttive esistenti. I costi che aggravano maggiormente e rendono impossibile l'autosostentamento delle tecnologie di seconda generazione sono gli elevati costi di impianto e di pretrattamento della biomassa (Piccolo e Bezzo, 2008). Allo stato attuale per poter permettere l'installazione di tecnologie di questo tipo sarebbero necessari incentivi e politiche di supporto.

3.3.2 Configurazioni spaziali e logistica

In questo paragrafo vengono presentate le configurazioni spaziali della filiera, sul territorio considerato, all'ultimo periodo di tempo simulato, per i casi estremi segnalati in Fig.3.3 ovvero per il caso di ottimo economico (punto A) e di ottimo ambientale (punto D).

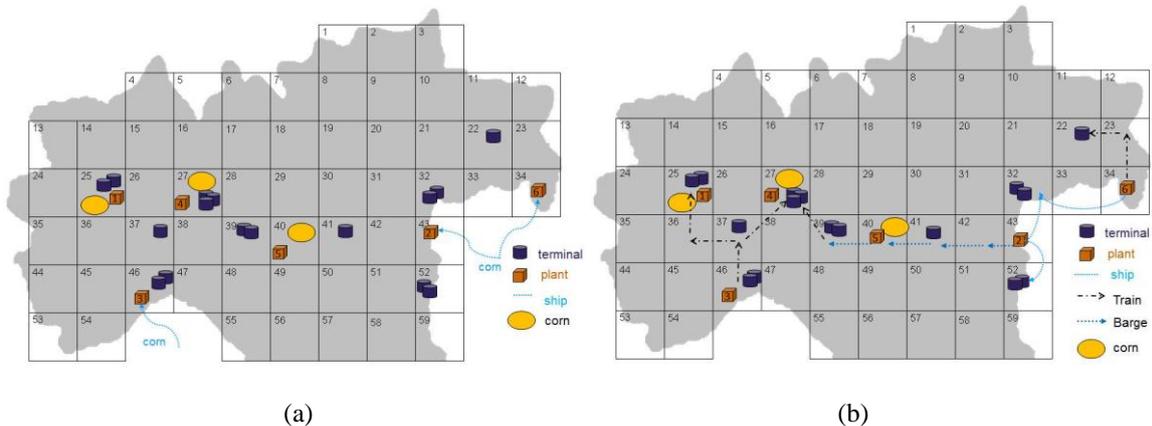


Figura 3.4. Configurazione di ottimo economico, $t=5$, approvvigionamento di biomassa (a) e distribuzione dell'etanolo prodotto (b).

Figura 3.4a mostra come la configurazione di ottimo economico sia caratterizzata sia dalla presenza di coltivazioni sul territorio che da flussi marittimi di importazione della biomassa. Conseguentemente si osserva che l'installazione degli impianti produttivi di prima generazione è situata in prossimità di centri portuali, quali Genova, Ravenna e Trieste (impianti 2, 3, 6) e in prossimità dei grandi centri di domanda del Nord-Ovest (impianti 1, 4). Si può inoltre osservare (Figura 3.4b) come l'impianto 5 sia collocato in una posizione strategica per la logistica di distribuzione del prodotto.

Considerando i valori di produttività di ciascun impianto (Tabella 3.3) e di richiesta di etanolo per ciascun terminale (Tabella 3.4) si comprende meglio la logistica di collocazione spaziale degli impianti e distribuzione del prodotto caratteristici della configurazione.

Tabella 3.3. Configurazione di ottimo economico, capacità produttiva degli impianti a $t=5$.

Impianto	1	2	3	4	5	6
Capacità produttiva [ton EtOH/mese]	8 000	23 000	15 000	8 600	8 600	16 000

Tabella 3.4. Configurazione di ottimo economico, domanda di etanolo ai terminali a $t=5$.

Terminale (cella)	22	25	27	32	37	39	41	46	52
Domanda di etanolo [ton EtOH/mese]	6 600	9 900	19 200	9 900	3 000	9 900	6 800	6 200	8 200

Si vede infatti (Figura 3.4b) come l'impianto 2, avendo la capacità produttiva maggiore, riesca a soddisfare completamente la richiesta nelle celle 52 e 41, e parzialmente la domanda in 32. Considerando inoltre l'elevata domanda di cella 27 si osserva una logistica di distribuzione più articolata, essendo necessario il trasporto di etanolo dagli impianti 2, 3 e 5, oltre a quello prodotto in 4, per soddisfare la domanda. Similmente accade per la domanda di cella 25, in cui, per soddisfare la richiesta, è necessario un trasporto supplementare di prodotto dall'impianto 3 sommato alla produttività dell'impianto 1. Infine la domanda delle celle 32 e 22 trova risposta principalmente nella produttività dell'impianto 6 in piccola parte nell'impianto 2.

La configurazione di ottimo economico è permessa principalmente dal fatto che una parte degli ingressi sia ottenuta dal parallelo mercato di vendita del DDGS, come mangime per bestiame, ottenuto come prodotto secondario dal processo produttivo dell'etanolo di prima generazione. Si ha infatti che il 30% degli ingressi, in ogni periodo di tempo, è costituito dagli introiti derivanti dalla vendita del DDGS; come valore medio dei ricavi dal DDGS, sull'orizzonte temporale considerato, si ottengono 600 M€, corrispondenti al 40% degli ingressi derivanti dalla vendita dell'etanolo.

La configurazione di ottimo economico è permessa inoltre dal fatto che buona parte della biomassa necessaria agli impianti sia importata, essendo il costo di importazione minore rispetto al costo di produzione all'interno della superficie territoriale. Inoltre si può osservare che gli impianti con capacità produttiva maggiore (2, 3 e 6) sono collocati, tra le posizioni disponibili, proprio in prossimità degli scali portuali.

In Figura 3.5 viene presentata la configurazione di ottimo ambientale (punto D di Figura 3.3) nell'ultimo periodo di tempo simulato, ed in particolare l'approvvigionamento di biomassa (Figura 3.5a) e la distribuzione ai terminali di domanda dell'etanolo prodotto (Figura 3.5b).

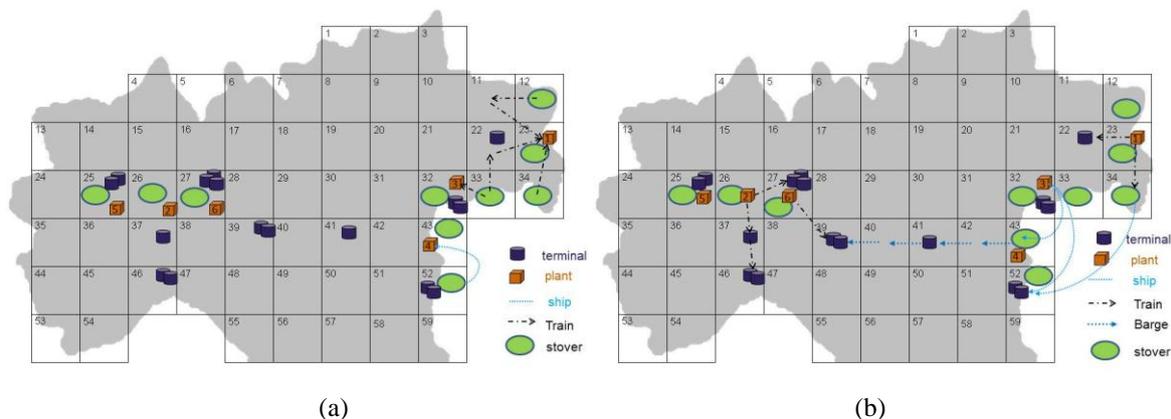


Figura 3.4. Configurazione di ottimo ambientale, $t=5$, approvvigionamento di biomassa (a) e distribuzione dell'etanolo prodotto (b).

Osservando Figura 3.5a si nota come le coltivazioni di biomassa siano coerentemente dedicate solo all'ottenimento di *stover* come biomassa utile al processo produttivo. Ricordiamo infatti che la configurazione di ottimo ambientale è caratterizzata da una tecnologia di seconda generazione, LCEP. A differenza del caso precedente non si ha importazione di biomassa e conseguentemente è possibile rilevare una maggior presenza di impianti sul territorio continentale. Da notare come anche in questo caso gli impianti vengano collocati in prossimità o comunque in posizioni logisticamente strategica rispetto ai grandi centri di domanda. Si vede infatti come la disposizione logistica veda ripartiti in numero uguale gli impianti nel Nord-Ovest (2, 5, 6) e nel Nord-Est (1, 3, 4). Ciò trova ulteriore conferma considerando la produttività di ciascun impianto (Tabella 3.5) e la logistica di distribuzione dell'etanolo prodotto (Figura 3.5b), tenendo presente che la domanda di etanolo ai terminali rimane la medesima di Tabella 3.4.

Tabella 3.5. Configurazione di ottimo ambientale, capacità produttiva degli impianti a $t=5$.

Impianto	1	2	3	4	5	6
Capacità produttiva [ton EtOH/mese]	7 900	20 100	17 300	12 700	9 900	12 200

Si vede infatti come l'area del Nord-Ovest, con i suoi 5 terminali di domanda (celle 25, 27, 35, 40, 46) sia coperta dai tre impianti 2, 5 e 6 e similmente per i terminali del Nord-Est con gli impianti 1, 3 e 4.

È inoltre interessante osservare il contributo che i terreni *set-aside* forniscono all'approvvigionamento della totale biomassa necessaria (Figura 3.6), considerando l'utilizzo di tutta la superficie a riposo disponibile.

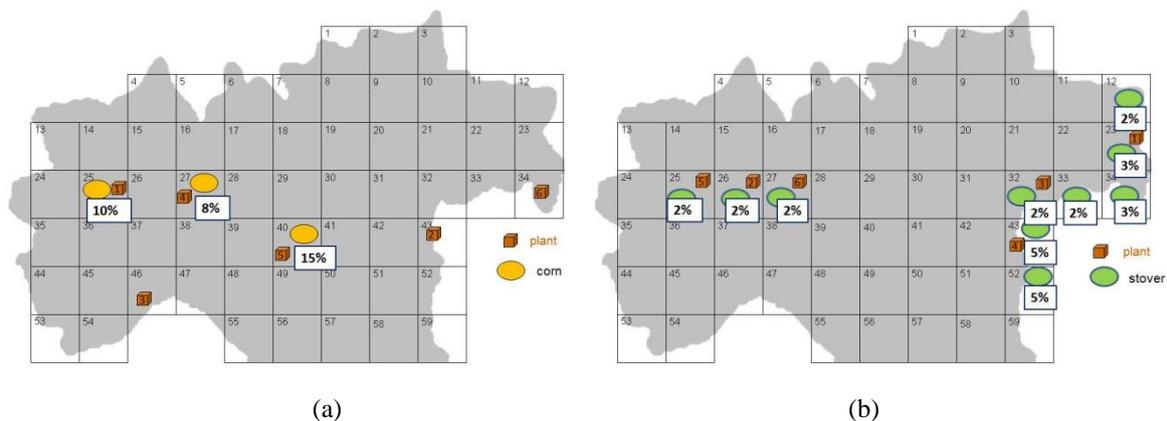
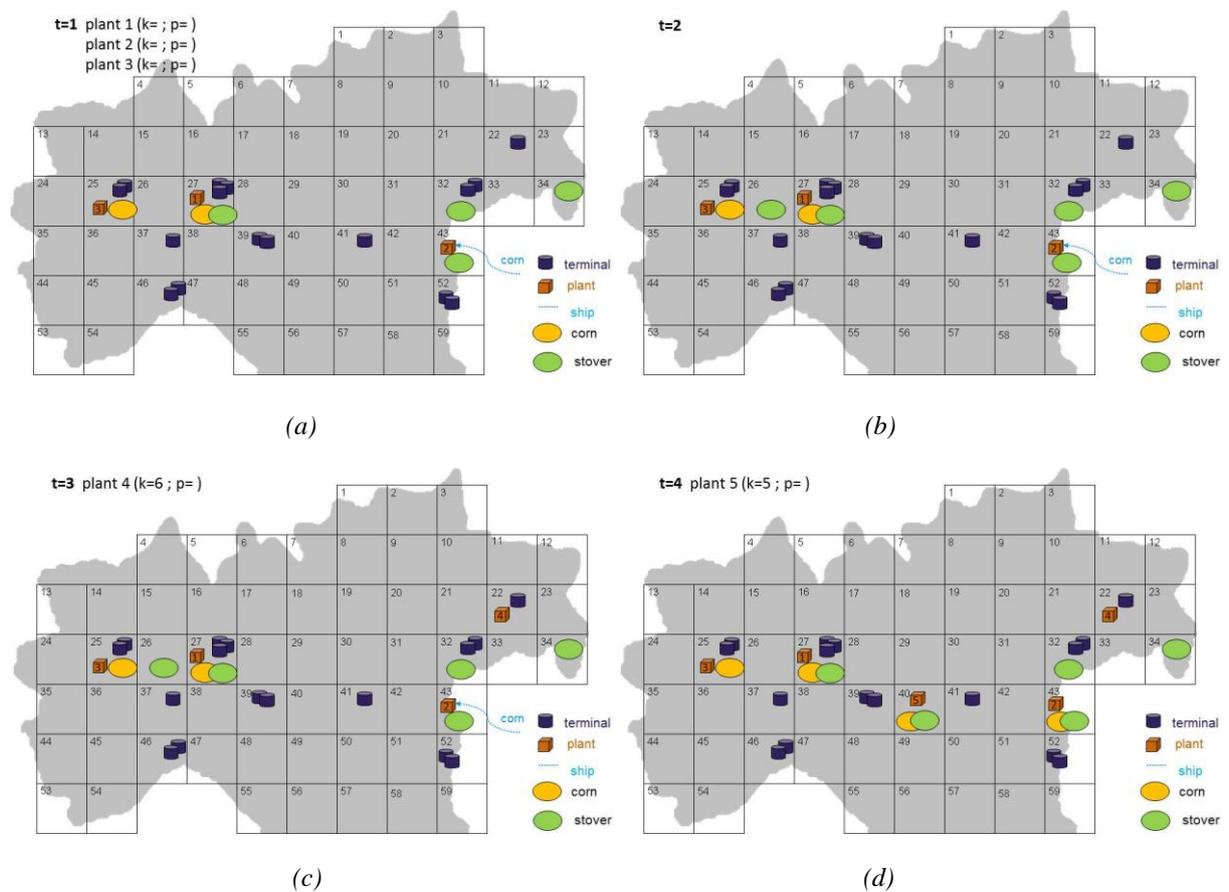


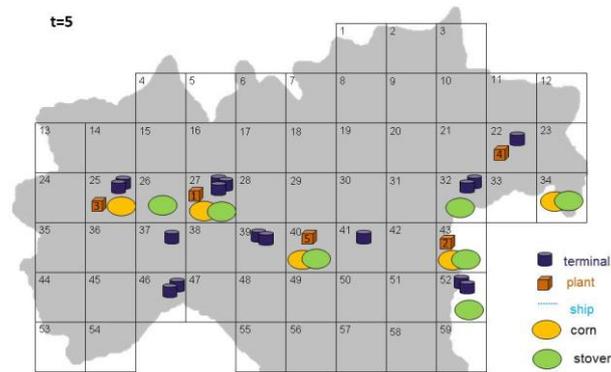
Figura 3.6 Contributo percentuale dei *set-aside* all'approvvigionamento della totale biomassa nella configurazione di ottimo economico (a) ed ambientale (b).

Le basse percentuali di contributo sono dovute chiaramente al fatto che le superfici *set-aside* disponibili, come emerge da Tabella 3.2, sono un piccola frazione di quelle normalmente coltivate a seminativi, e pertanto, anche considerando il completo utilizzo delle superfici a riposo, la biomassa ottenuta contribuisce in maniera esigua al totale fabbisogno per i processi. Si può inoltre osservare che, avendo considerato la completa disponibilità di utilizzo del mais prodotto nei terreni a riposo, la frazione di contributo per la configurazione di ottimo economico, caratterizzata da mais come biomassa per la tecnologia DGP, è più elevata rispetto al contributo che i *set-aside* hanno nella configurazione di ottimo ambientale, in cui lo *stover* disponibile per la produzione di bioetanolo è il 33% del totale ottenibile (Eq.3.11).

3.3.3 Pianificazione temporale della filiera

In questo paragrafo viene presentata la pianificazione temporale della filiera mostrando le configurazioni spaziali nei cinque intervalli di tempo considerato nella simulazione. Viene preso come esempio la soluzione rappresentata dal punto C di Figura 3.3, essendo la soluzione che permette di raggiungere gli obiettivi ambientali posti dall'Unione Europea, mantenendo un potenziale economico positivo.





(e)

Figura 3.7 Pianificazione temporale della filiera: caso C

Come già segnalato questa soluzione è caratterizzata dall'installazione di un sistema di produzione ibrido che vede coinvolte sia la prima ($k=6$) che la seconda ($k=5$) generazione tecnologica. Al primo intervallo di tempo (Fig. 3.7a) abbiamo l'installazione di tre impianti produttivi: il più grande (impianto 2), con produttività di 280 kton/anno, è situato nella zona portuale di Ravenna mentre gli altri due (impianti 1 e 3) vengono collocati nella zona continentale tra Milano e Torino. La produttività dell'impianto 2 è giustificata dal fatto che esso soddisfa da solo la domanda del Nord-Est (terminali delle celle 22,32,41,52) mentre la domanda del Nord-Ovest è soddisfatta dagli altri due impianti menzionati. L'impianto 2 utilizza una tecnologia produttiva mista IGSP che necessita sia di mais che di *stover* come biomassa. Si nota infatti che la produzione di *stover* avviene sul territorio mentre in mais viene importato. Anche l'impianto 1 utilizza una tecnologia IGSP e si può osservare che l'approvvigionamento di biomassa avviene completamente sul territorio. Similmente accade per l'impianto 3, caratterizzato da una tecnologia DGP, che ottiene tutto il mais necessario dalle coltivazioni limitrofe.

Nel secondo intervallo di tempo non si hanno modifiche della logistica eccetto per l'installazione di una coltura per ottenere *stover* alla cella 26 dovuta al fatto che, crescendo le domanda di etanolo, sia necessario aumentare la produttività degli impianti. È segnalato infatti che gli impianti 1 e 3 si portano da una produttività rispettivamente di 200 e 94 kton/anno ad una produttività di 280 e 100 kton/anno.

Nel terzo periodo abbiamo l'installazione dell'impianto 4, di media produttività (100 kton/anno), caratterizzato da un tecnologia DGP, e che ha il suo approvvigionamento di biomassa necessaria nella nuova coltura di mais di cella 33. Il nuovo impianto risponde completamente alla domanda del terminale in cella 22 e parzialmente alle necessità del terminale in cella 32.

L'installazione dell'impianto 5, caratterizzato da un tecnologia mista IGSP e da una produttività di 200 kton/anno, avviene nel quarto periodo. Data la sua alta produttività

l'impianto 5 risponde alla domanda dei terminali di cella 39 e parzialmente di cella 41 e 37. A causa di ciò la richiesta da 41 all'impianto 2 cala e la disponibilità di biomassa offerta dal territorio in prossimità dell'impianto è sufficiente a garantirne la produttività, che rimane di 280 kton/anno. La parte che veniva destinata al terminale di 41 dall'impianto 2 viene ora destinata al terminale in 32, che era soddisfatto dall'impianto 4 che, in questo periodo, registra una lieve diminuzione di produttività (da 100 a 94 kton/anno). Analogamente accade per l'impianto 3 poiché l'impianto 5 soddisfa parzialmente il terminale in 37. Infine nel quinto periodo osserviamo, a causa dell'aumento della domanda di etanolo, il ripristino della produttività di 100 kton/anno per gli impianti 3 e 4. Si nota inoltre l'installazione in cella 52 di una coltura per l'ottenimento di *stover* da destinare all'impianto 2.

3.4 Conclusioni

Scopo principale dell'analisi condotta è stato quello di studiare gli effetti sul modello di filiera in seguito all'introduzione dell'utilizzo combinato dei terreni a riposo con terreni normalmente adibiti a coltura al fine di ottenere la biomassa necessaria per il processo produttivo. L'analisi è stata giustificata dalle Normative Europee in merito alla Politica Agricola Comunitaria, in cui viene presentata la possibilità di utilizzare tali terreni per colture energetiche. È stato inoltre rilevato che i terreni a riposo dal 2009 non sono più passibili di incentivi finanziari diretti. Questo fatto, congiuntamente alla crescita della domanda cerealicola nell'ultimo quinquennio, ha certamente comportato una diminuzione del territorio destinato a *set-aside* all'insegna di un utilizzo più intensivo delle superfici disponibili. In Italia il territorio destinato a *set-aside* si è mantenuto su una media nazionale del 5% sul totale destinato a seminativi.

In seguito è stato modificato il modello di filiera sviluppato da Giarola et al.(2011) Per tenere in considerazione l'utilizzo combinato delle due tipologie di suoli disponibili. Si è considerato in particolare che la frazione di biomassa ottenibile dai suoli a *set-aside*, utile ai processi per la produzione di bioetanolo, sia del 100%, possibilità suggerita dalle Normative. È stata inoltre considerata e implementata una resa temporale dei terreni a *set-aside*, considerando che la produttività dei suoli, alla messa in opera dopo un periodo di riposo, non sia completa.

I risultati ottenuti dal modello di ottimizzazione di filiera mostrano l'esistenza di un set di possibilità configurazionali logistiche e tecnologiche caratterizzato essenzialmente da un conflitto tra potenzialità economiche e riduzione dell'impatto ambientale. Sono state analizzate quindi le caratteristiche delle configurazioni estreme di ottimo economico e ambientale, alla fine dell'orizzonte temporale di quindici anni, suddiviso in cinque periodi di tre anni, considerato nell'analisi.

La configurazione di ottimo economico è caratterizzata da una tecnologia di prima generazione con un processo DGP che necessita quindi di granoturco come biomassa per il processo produttivo; questa configurazione vede inoltre una considerevole quota di biomassa importata dall'estero e l'ottenimento di una frazione del ricavo economico dalla vendita di DDGS, prodotto secondario del processo produttivo dell'etanolo, come mangime. Queste caratteristiche permettono da un lato il di ottenere l'*NPV* maggiore tra le configurazioni ottenute (1.18 €/GJ_{EtOH}), ma anche il più alto impatto ambientale (77 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}).

Simmetricamente la configurazione di ottimo ambientale non presenta un potenziale economico positivo (-7.90 €/ GJ_{EtOH}) ma è caratterizzata da un impatto ambientale nettamente inferiore (2.4 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}) rispetto alla configurazione di ottimo economico. La configurazione di ottimo ambientale è caratterizzata da una tecnologia produttiva di seconda generazione LCEP e vede l'ottenimento della biomassa necessaria al processo, lo *stover*, da coltivazioni situate sul territorio. L' ottimo ambientale è permesso dal fatto che lo *stover*, considerandosi materiale residuale, non apporta emissioni dirette imputate alla fase di coltivazione, venendo queste attribuite all'ottenimento del granoturco, ma solo indirette derivanti dall'incremento nell'utilizzo di fertilizzanti.

È stato inoltre rilevato che il contributo percentuale dei suoli a *set-aside* alla produzione della totale biomassa necessaria ai processi è basso, assestandosi su valori del 10% per il mais e del 2% per lo *stover*. Tali frazioni sono imputabili principalmente alla scarsità di suoli a *set-aside* presenti sul territorio del Nord Italia considerato nell'analisi, essendo infatti il 2% sulla totale superficie a seminativi.

È stata infine presentata una analisi dinamica della logistica di costruzione della filiera produttiva per un caso intermedio; vengono infatti mostrate le installazioni delle colture e degli impianti, analizzando le produttività specifiche, le logistiche di approvvigionamento della biomassa e di distribuzione del prodotto, nei vari periodi di tempo considerati.

L'analisi mostra l'utilità del modello sviluppato per la gestione strategica della filiera produttiva, particolarmente evidente nel caso in cui l'eventuale costruzione e progettazione ex novo della filiera, situazione in cui si trova l'attività produttiva dei biocarburanti in Italia, si debba integrare con una realtà industriale e logistica esistente.

Capitolo 4

Contestualizzazione e descrizione dell'Emission Trading System

Scopo di questo capitolo è quello di fornire una descrizione e contestualizzazione del sistema delle emissioni di carbonio (*Emission Trading System*, ETS), passando da un quadro internazionale ad una panoramica europea fino a una breve descrizione della realtà Nazionale. Verrà inoltre fornita una analisi dell'andamento del mercato delle quote di emissione nella realtà europea dall'introduzione del sistema fino ad oggi.

4.1 Emission Trading System

In questo paragrafo, dopo una necessaria contestualizzazione costituita da una breve introduzione sul contenuto e sulle modalità attuative del Protocollo di Kyoto, verranno delineati i meccanismi di scambio di quote di emissione contestualmente alla situazione europea attuale. Verrà in seguito esposto brevemente il recepimento a livello nazionale italiano delle norme sull'*Emission Trading*. Infine verrà presentata una analisi dell'andamento del prezzo delle quote di emissione.

4.1.1 Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto rientra nell'ambito della Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico delle Nazioni Unite (UNFCCC). Esso ha come obiettivo fondamentale che i Paesi industrializzati, esclusi pochissimi paesi fra cui gli Stati Uniti, che non hanno ratificato il Protocollo, riducano le proprie emissioni di gas serra di almeno il 5% complessivo rispetto ai livelli del 1990 entro il periodo 2008-2012. È importante precisare che ogni singolo Paese ha accettato obiettivi quantitativi diversi all'interno di questo impegno globale, in base alle specifiche capacità nazionali.

Ai partecipanti al Protocollo di Kyoto è permesso ridurre le proprie emissioni a livello nazionale e/o di avvalersi dei cosiddetti "meccanismi flessibili" per raggiungere tale obiettivo.

In particolare i “meccanismi flessibili” sono: il Commercio delle Emissioni (*Emission Trading –ET*), i Meccanismi di Sviluppo Pulito (*Clean Development Mechanism - CDM*) e l’Attuazione Congiunta (*Joint Implementation – JI*). È permesso al fine di raggiungere il proprio obiettivo di riduzione, conteggiare anche il carbonio assorbito nei cosiddetti “serbatoi” (*sinks*), come ad esempio le foreste e le coltivazioni agricole. I Paesi che non soddisfano i propri obiettivi verranno multati; ogni Stato inoltre dovrà inoltre avere compiuto “progressi dimostrabili” nel raggiungimento dei propri obiettivi entro il 2005.

Il Protocollo di Kyoto non contiene nuovi impegni per i Paesi in via di sviluppo oltre a quelli già inclusi nella Convenzione sul Clima delle Nazioni Unite del 1992. Ciò è compatibile con l’accordo della Convenzione secondo la quale i Paesi industrializzati, raggruppati nell’Annesso I del Protocollo, in quanto fonti principali dell’inquinamento mondiale da gas serra, devono essere i primi a prendere dei provvedimenti per controllare le emissioni.

Il Protocollo di Kyoto prevede due tipi di strumenti per conseguire le riduzioni proposte nelle emissioni di gas serra:

- *Politiche e misure*

Le politiche e le misure sono quegli interventi previsti da ogni singolo Stato attraverso programmi attuativi specifici realizzati all’interno del territorio nazionale;

- *Meccanismi flessibili*

I meccanismi flessibili, invece, danno la possibilità di utilizzare a proprio credito attività di riduzione delle emissioni effettuate al di fuori del territorio nazionale. Questo è permesso considerando il fatto che i cambiamenti climatici sono un fenomeno globale ed ogni riduzione delle emissioni di gas serra è efficace indipendentemente dal luogo del pianeta nel quale viene realizzata. Come accennato, si distinguono tre tipi di meccanismi flessibili ET, CDM, JI.

L’anno di riferimento scelto, rispetto al quale confrontare le emissioni nazionali per stabilirne la riduzione, è stato scelto essere il 1990, anno del Primo Rapporto dell’IPCC di Accertamento sulle risposte politiche e scientifiche relative al cambiamento climatico.

In tabella 4.1 vengono presentate le emissioni totali di anidride carbonica, nel 1990, dei Paesi industrializzati dell’Annesso I del Protocollo.

Tabella 4.1 Emissioni di CO₂ nel 1990 dei Paesi facenti parte l'annesso I del Protocollo
(Fonte: Ministero dell'Ambiente).

Paese	Emissioni di CO ₂ nel 1990 [milioni di tonnellate]	emissioni di CO ₂ nel 1990 per Stato dell'Annesso I [%]
Australia	288.965	2.105
Austria	59.200	0.431
Belgio	113.405	0.826
Bulgaria	82.990	0.605
Canada	457.441	3.332
[Comunità Europea]	3326.423	24.230
Danimarca	52.100	0.380
Estonia	37.797	0.275
Federazione Russa	2388.720	17.400
Finlandia	53.900	0.393
Francia	366.536	2.700
Germania	1012.443	7.375
Giappone	1173.360	8.547
Grecia	82.100	0.598
Irlanda	30.719	0.224
Islanda	2.172	0.016
Italia	428.941	3.125
Lettonia	22.976	0.167
Liechtenstein	0.208	0.002
Lussemburgo	11.343	0.083
Monaco	0.071	0.001
Norvegia	35.533	0.259
Nuova Zelanda	25.530	0.186
Olanda	167.600	1.221
Polonia	414.930	3.022
Portogallo	42.148	0.307
Regno Unito	584.078	4.255
Repubblica Ceca	169.514	1.235
Romania	171.103	1.246
Slovacchia	58.278	0.425
Spagna	260.654	1.899
Stati Uniti	4957.022	36.108
Svezia	61.256	0.446
Svizzera	43.600	0.318
Ungheria	71.673	0.522
Totale	13 728.306	100.000

In base ai dati elencati, ogni singolo Paese dell'Annesso I ha in seguito assunto impegni precisi atti al raggiungimento dell'obiettivo principale del Protocollo, ossia la riduzione globale delle emissioni di gas serra di almeno il 5% complessivo rispetto ai livelli del 1990 entro il periodo 2008-2012. Questi impegni prevedono:

- per la maggior parte dei Paesi, la riduzione nell'emissione di gas serra quantitativamente esplicitata in una percentuale sul totale delle emissioni (ad esempio, l'Italia ha assunto un impegno di diminuzione del 6.5%)
- per altri Paesi, l'aumento massimo nell'emissione di gas serra quantitativamente esplicitato in una percentuale sul totale delle emissioni (ad esempio, l'Islanda può aumentare le sue emissioni al massimo del 10%)
- per i rimanenti Paesi, la stabilizzazione delle emissioni di gas serra (ad esempio, la Francia).

In Tabella 4.2 vengono presentati gli impegni di riduzione delle emissioni tra i Paesi dell'Annesso I.

Tabella 4.2. *Riduzione percentuale delle emissioni di CO₂ per i Paesi dell'Annesso I.*

Paese	Riduzione [%]
UE	- 8
Giappone	- 6
USA	- 7
Russia, Ucraina, Nuova Zelanda	0
Norvegia	+ 1
Islanda	+10

Si nota qui la presenza degli Stati Uniti, che però non hanno ad oggi ancora ratificato il Protocollo di Kyoto e in secondo luogo, si può vedere come non tutti i Paesi abbiano assunto impegni di ridurre le proprie emissioni; in alcuni casi infatti l'impegno assunto è stato di non aumentare le proprie emissioni rispetto a quelle del 1990 (ad es. la Francia), oppure di aumentarle al massimo di una certa quantità (ad es. l'Islanda).

L'Unione Europea ha ratificato il Protocollo in maniera congiunta, secondo quanto consente l'Art.4 del Protocollo stesso. I paesi dell'Unione dovranno raggiungere pertanto un target comune di riduzione dell'8% rispetto ai livelli di emissione del 1990, pari a una riduzione di 336 milioni di tonnellate di CO₂.

4.1.2 Il mercato delle quote di emissione

In questo paragrafo verrà approfondita la spiegazione del meccanismo di commercio dei crediti di carbonio dal momento che è, tra le misure attuative del Protocollo, il meccanismo scelto dall'Unione Europea per rispettare gli impegni del Protocollo. Per tale ragione è stato scelto di includere questo meccanismo nel modello di filiera per la produzione di biocarburanti.

L'idea principale del commercio delle emissioni sta nel creare un sistema di "diritti di inquinamento" trasferibili, in cui la quantità complessiva consentita di emissioni viene delimitata dal numero di permessi stabilito dall'autorità pubblica in funzione del livello massimo di inquinamento producibile in una data area. I permessi concessi dall'autorità vengono distribuiti alle imprese consentendo alle stesse l'emissione di una determinata quantità di sostanze inquinanti per un dato periodo di tempo; l'impresa può quindi, per raggiungere i livelli di emissione consentiti, scegliere se adottare innovazioni tecnologiche volte a rendere i propri impianti ambientalmente compatibili, oppure acquistare sul mercato ulteriori permessi ad inquinare. Ogni inquinatore che consegua un inquinamento più basso rispetto al numero dei permessi in suo possesso riceverà una certa quantità di crediti, accantonabili oppure rivendibili sul mercato dei permessi.

L'ET è considerato per tali motivi un approccio volto a permettere che la riduzione delle emissioni di inquinanti nell'aria avvenga nella maniera economicamente più efficiente essendovi intrinsecamente un incentivo a vendere i permessi se i costi marginali di abbattimento sono inferiori al prezzo dei permessi attualmente in vigore, mentre vi è un incentivo ad acquistarli se i costi di abbattimento sono superiori al prezzo dei permessi.

La migliore applicazione dell'ET si verifica in caso di emissioni di gas ad effetto serra, responsabili del surriscaldamento del globo; infatti, poiché la dannosità di tali gas non dipende dalla distribuzione spazio-temporale delle emissioni, non risulta particolarmente importante quanto una singola impresa emetta, purché il limite complessivo di emissioni venga rispettato. Ciò permette all'autorità di regolare l'ammontare di emissioni prodotte in aggregato, fissando il tetto massimo complessivo di emissioni producibili e consentendo allo stesso tempo alle imprese di stabilire in modo flessibile come raggiungere i target stabiliti. Accordando quindi ai partecipanti la libertà di scambiare sul mercato i permessi di inquinamento, la riduzione delle emissioni complessive sarà raggiunta nel modo più efficiente possibile.

Considerando il meccanismo appena esposto si capisce come sia naturale che il dibattito in merito, dalla applicabilità del sistema alle considerazioni morali dello stesso, sia articolato.

Diversi gruppi di interesse hanno infatti sollevato alcune obiezioni all'applicazione di questo approccio; tra esse, le principali riguardano:

- alcune associazioni ambientaliste, che dubitano della liceità morale di "permettere" l'inquinamento in cambio del versamento di un prezzo;
- I legislatori, che temono i costi amministrativi ingenti che tale sistema potrebbe comportare;
- L'industria, in quanto il mercato dei permessi potrebbe favorire il sorgere di comportamenti non concorrenziali.

L'ET, ovvero il commercio dei diritti di emissione, è descritto nelle sue modalità nell'art. 17 del Protocollo di Kyoto. Esso riguarda la possibilità di trasferire i propri diritti di emissione o acquistare i diritti di emissione di un altro Paese. La commercializzazione dei permessi è uno dei meccanismi che concorre ad ottimizzare il rapporto costi/benefici derivanti dalla riduzione delle emissioni di gas serra. L'ET può avvenire solo tra i Paesi inclusi nell'annesso I, ed è iniziato ufficialmente nel 2005, anno di entrata in vigore del Protocollo.

Il meccanismo commerciale è abbastanza semplice e prevede che le unità di riduzione possano essere vendute e comprate solo tra Stati, in base ad accordi commerciali bilaterali. Si comprende quindi che, attraverso l'ET, gli Stati che riducono le proprie emissioni in misura maggiore rispetto agli obiettivi assegnati possono vendere queste quote di emissione ad altri Paesi con obblighi di riduzione. L'assegnazione iniziale delle quote di emissione, chiamate AAUs (*Assigned Amount Units*) è avvenuta secondo il cosiddetto "approccio storico" ("*grandfathering*"), basato sui livelli di emissione storici dei singoli Stati; l'anno di riferimento scelto è stato, come accennato, il 1990. Le quotazioni delle AAUs fluttuano a seconda della massa di unità libere presenti sul mercato, esattamente come i beni commerciabili in un mercato finanziario.

L'Accordo di Marrakesh del 2001 stabilisce con precisione le linee guida a cui si deve rifare il meccanismo dell'ET. In tale trattato si richiede principalmente che:

- ogni Paese debba mantenere durante il periodo di impegno una riserva di quote di AAUs non inferiore al 90% del totale delle quote ad esso assegnate. Ciò per evitare che solo alcuni Stati si impegnino realmente nella riduzione delle proprie emissioni, mentre altri si limitino ad acquistare AAUs da tali Paesi virtuosi;
- ogni Paese che operi congiuntamente con altri Stati, come nel caso dell'UE, sarà, in caso di mancato raggiungimento dell'obiettivo di riduzione comune, responsabile dell'obiettivo di riduzione nazionale fissato.

A livello nazionale gli unici modelli di ET operativi, prima dell'2005, erano quelli degli Stati Uniti, del Regno Unito e della Danimarca. Tra questi, l'esperienza americana è quella presente da più tempo sulla scena giuridico-economica mondiale; i "*Tradable Pollution Rights*" infatti, trovano una prima applicazione pratica negli Stati Uniti intorno alla metà degli anni settanta.

4.1.3 European Emission Trading System

L'ET è stato scelto dalla Comunità Europea come strumento principale per raggiungere l'impegno di riduzione assunto nel Protocollo di Kyoto; Il sistema del mercato delle

emissioni viene formalizzato per la prima volta nella Direttiva Europea 2003/87/EC , meglio conosciuto come *European Union Emission Trading System* (EU-ETS), in seguito modificato e perfezionato dalla Direttiva Europea 2009/29.

Queste Normative forniscono la contestualizzazione e le linee generali del recepimento europeo di quanto previsto per l'ET nel Protocollo di Kyoto. In esse si trovano le definizioni utili e la descrizione dei meccanismi di gestione dell' EU-ETS.

Secondo la Normativa 2003/87 si intende per quota di emissioni “*il diritto di emettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente per un periodo determinato, valido unicamente per rispettare le disposizioni della presente direttiva e cedibile conformemente alla medesima*”, essendo le emissioni “*il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto*”, dove per gas-serra si intendono: biossido di carbonio (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC), esafluoruro di zolfo (SF₆) e “*altri costituenti gassosi dell'atmosfera, sia naturali che di origine antropica, che assorbono e riemettono radiazioni infrarosse*”.

La Comunità Europea non ha atteso l'entrata in vigore ufficiale del Protocollo, avvenuta il 16 febbraio 2005, ed ha preventivamente istituito, a partire dal 1° gennaio 2005, un sistema che regola in modo del tutto simile all'IET lo scambio di quote di emissioni tra le imprese situate nei Paesi membri. Il sistema europeo di scambio delle emissioni fissa dei limiti per le emissioni di anidride carbonica a un gran numero di impianti in tutta Europa, ma permette che i diritti ad emettere anidride carbonica, gli *European Unit Allowance*, EUA, possano essere commercializzati su liberi mercati.

Le aziende che mantengono le proprie emissioni al di sotto del livello stabilito possono vendere le quote eccedenti a un prezzo determinato dalla domanda e dall'offerta, mentre chi incontra difficoltà a rimanere al di sotto dei limiti stabiliti può scegliere fra varie alternative: intervenire per ridurre le emissioni (ad esempio, investendo in tecnologie più efficienti o utilizzando fonti di energia a minore intensità di carbonio), acquistare quote supplementari oppure ricorrere a una combinazione delle due soluzioni. Questa flessibilità assicura che le emissioni vengano ridotte nella maniera più efficace possibile.

Fino a questo momento, la maggior parte delle quote è stata concessa gratuitamente agli impianti (almeno il 95% durante la fase iniziale e almeno il 90% nella fase 2 dal 2008 al 2012). Sebbene le quote siano assegnate solo alle aziende interessate dall'EU ETS, chiunque altro (individui, istituzioni, organizzazioni non governative ecc.) è libero di acquistare o vendere sul mercato esattamente come le aziende.

Il Meccanismo prevede che dopo ogni anno solare, gli impianti dovranno restituire un numero di quote equivalenti alle emissioni di CO₂ verificate per quell'anno. Queste quote verranno successivamente cancellate in modo da non poter essere riutilizzate. Gli impianti che hanno

quote non utilizzate possono venderle o tenerle da parte per il futuro, mentre quelli che non restituiscono quote in numero sufficiente da coprire le emissioni dell'anno precedente vengono sanzionati: il loro nome verrà reso pubblico, dovranno ottenere quote sufficienti a coprire quelle mancanti l'anno successivo e incorreranno in una sanzione dissuasiva per ogni tonnellata eccedente di CO₂ emessa. La multa, inizialmente fissata a 40 euro la tonnellata (CE 2003/87), è ora salita a 100 euro (CE 2009/29) e aumenterà ulteriormente a partire dal 2013, in linea con il tasso annuale di inflazione dell'area dell'euro.

Alcuni Stati membri hanno introdotto sanzioni dissuasive aggiuntive per le infrazioni delle regole dell'EU ETS a livello nazionale.

4.1.3.1 Settori partecipanti all'ETS

Nonostante lo scambio di emissioni abbia le potenzialità per abbracciare molti settori economici e gas a effetto serra, l'EU-ETS si concentra su emissioni che possono essere misurate, comunicate e verificate con un elevato livello di precisione. Le categorie a cui si applica la direttiva sull'ETS sono elencate nel dettaglio nell'allegato I della Normativa 2009/29/CE (CE 2009/29).

Nel primo periodo di scambio, dal 2005 al 2007, il sistema copriva le emissioni di CO₂ di impianti ad alto tasso di emissioni nell'industria della produzione di energia e calore e in taluni settori industriali ad alta intensità energetica: gli impianti di combustione, le raffinerie di petrolio, i forni da coke, gli impianti per la lavorazione del ferro e dell'acciaio e l'industria del cemento, del vetro, della calce, dei mattoni, della ceramica, della carta e del cartone.

Nel secondo periodo di scambio, dal 2008 al 2012, sono incluse anche le emissioni di protossido di azoto derivanti dalla produzione di acido nitrico.

Dal 1° gennaio 2008 la copertura geografica dell'EU-ETS è stata ampliata oltre i 27 Stati membri per comprendere anche l'Islanda, il Liechtenstein e la Norvegia. Attualmente sono compresi 11.000 impianti comunitari, che rappresentano il 50 % circa delle emissioni totali di CO₂ dell'UE e circa il 40 % delle sue emissioni totali di gas a effetto serra.

Dal 2012 inoltre l'EU-ETS comprenderà anche le emissioni di CO₂ del settore aereo. Le compagnie aeree di ogni nazionalità avranno pertanto bisogno di quote per coprire le emissioni prodotte dai voli da e verso l'Unione europea e al suo interno. L'utilizzo dello scambio di emissioni per affrontare il problema della rapida crescita delle emissioni del settore aereo è totalmente in sintonia con gli obblighi internazionali dell'UE e con le decisioni adottate nel 2004 dall'Organizzazione dell'aviazione civile internazionale.

Dal 2013 la portata dell'EU-ETS sarà estesa ulteriormente fino ad abbracciare gli impianti che si occupano della cattura, del trasporto e dello stoccaggio geologico di gas a effetto serra,

le emissioni di CO₂ dell'industria petrolchimica, dell'ammoniaca e dell'alluminio, le emissioni di protossido di azoto derivanti dalla produzione di acido nitrico, adipico e gliossilico e i perfluorocarburi emessi dal settore dell'alluminio. Al contempo, i governi avranno la possibilità di escludere dal sistema i piccoli impianti, a condizione che siano adottate misure fiscali o altre in grado di consentire una riduzione delle emissioni equivalente.

4.1.3.2 Fasi di attuazione

L'EU ETS viene attuato in fasi, o "periodi di scambio", differenti sia per durata che modalità applicative.

- La fase 1, dal 1° gennaio 2005 al 31 dicembre 2007, è stata una fase pilota triennale dedicata all'apprendimento attraverso la pratica in preparazione della fase successiva. In questo periodo sono stati stabiliti un prezzo per il carbonio, il libero scambio delle quote di emissioni nell'UE e l'infrastruttura necessaria per il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni reali delle aziende interessate. La produzione di dati annuali verificati sulle emissioni ha creato una base solida per la definizione dei tetti per l'assegnazione delle quote a livello nazionale per la fase 2.
- La fase 2, dal 1° gennaio 2008 al 31 dicembre 2012, coincide con il primo periodo di impegno del protocollo di Kyoto, un quinquennio durante il quale l'UE e gli Stati membri dovranno rispettare gli obiettivi di emissione che si sono prefissi. Sulla base della verifica delle emissioni, oggetto di comunicazione nella fase 1, la Commissione ha ridotto il volume delle quote di emissioni concesse nella fase 2 del 6,5 % rispetto ai livelli del 2005, assicurando in tal modo che si produca una riduzione reale.
- La fase 3 avrà una durata di otto anni, dal 1° gennaio 2013 al 31 dicembre 2020. Questo periodo di scambio prolungato contribuirà a incrementare la prevedibilità, necessaria per stimolare gli investimenti a lungo termine nella riduzione delle emissioni. Dal 2013, l'EU-ETS sarà significativamente rafforzato ed esteso in modo da poter ricoprire un ruolo centrale nel raggiungimento degli obiettivi comunitari in materia di clima ed energia fissati per il 2020.

A partire dal 2013 si avrà una modifica di alcune caratteristiche dell'ETS alla luce delle esperienze maturate nel periodo di prova e nel primo periodo effettivo. Si richiede infatti che il sistema debba essere caratterizzato da regole più armonizzate, offrire una maggiore prevedibilità agli operatori di mercato e godere di una più solida credibilità internazionale. Questi i principali cambiamenti:

- Un modesto ampliamento della portata del sistema (in aggiunta all'inclusione del settore aereo a partire dal 2012) per comprendere alcuni settori e gas a effetto serra aggiuntivi, oltre a impianti che si occupano della cattura, del trasporto e dello stoccaggio geologico delle emissioni di CO₂;

- La sostituzione dell'attuale sistema di tetti nazionali al numero di quote di emissioni con un tetto unico per tutta l'UE;
- Uno spostamento progressivo verso la messa all'asta integrale delle quote, in sostituzione dell'attuale sistema che ne prevede l'assegnazione gratuita. Dal 2013, almeno il 50 % delle quote dovrà essere messo all'asta, con l'obiettivo di raggiungere il 100 % entro il 2027. Sono possibili deroghe per taluni settori ad alta intensità energetica qualora si ritenga che l'obbligo di acquisto delle quote possa minarne la competitività internazionale.

4.1.3.3 Piani nazionali di assegnazione

L'assegnazione delle quote ai vari settori interessati fino al particolare delle singole aziende viene decisa, negli stati aderenti all'ETS, a livello nazionale dai Piani Nazionali di Assegnazione (PNA). La Normativa CE 2003/87 scrive infatti in merito *“ciascuno Stato membro elabora un piano nazionale che determina le quote totali di emissioni che intende assegnare per tale periodo e le modalità di tale assegnazione. Il piano si fonda su criteri obiettivi e trasparenti [...]”*.

Nella stessa direttiva sono contenuti i criteri che stabiliscono il contenuto dei piani.

Il processo decisionale è affidato all'autorità competente e le fasi principali sono: la definizione della quota totale di emissioni da assegnare a livello nazionale, l'assegnazione delle quote per settore e, infine, l'attribuzione delle quote ai singoli impianti che devono rispettare i vincoli posti dalla direttiva. Da questo processo decisionale deriva il contenuto principale dei piani, in cui sono presenti anche diverse informazioni riguardo la metodologia di assegnazione e ripartizione delle quote che è stata seguita. La Commissione Europea ha pubblicato delle linee guida per assistere gli stati membri nella redazione dei PNA; nonostante il suo supporto ci sono state grandi difficoltà nella predisposizione dei piani, specie nel calcolo delle quantità di emissioni e nell'attribuzione delle quote ai singoli impianti.

Nell'ambito della revisione dell'EU-ETS che avrà luogo nel 2013, l'attuale sistema, che prevede 27 tetti nazionali ed è attuato tramite piani nazionali di assegnazione (PNA), come accennato, sarà sostituito da un tetto unico valido per tutta l'UE.

Il tetto comunitario unico al numero di quote assegnate dovrà essere stabilito a un livello tale da consentire una reale riduzione delle emissioni in maniera economicamente efficace. La Normativa CE 2009/29 al riguardo specifica che *“Il quantitativo comunitario di quote rilasciate ogni anno a decorrere dal 2013 diminuisce in maniera lineare [...] di un fattore lineare pari all'1.74% rispetto al quantitativo medio annuo totale di quote rilasciate dagli Stati membri conformemente alle decisioni della Commissione sui loro piani nazionali di assegnazione per il periodo dal 2008 al 2012”*. Pertanto, entro il 2020 il numero di quote disponibili sarà inferiore del 21% rispetto al livello delle emissioni verificate nel 2005 e

contribuirà in maniera sostanziale al conseguimento degli obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni totali di gas a effetto serra per quell'anno.

Questa chiara anticipazione riguardo alle dimensioni e alla frequenza della riduzione del tetto per un lungo periodo di tempo futuro dovrebbe assicurare agli operatori di mercato una prospettiva a lungo termine e la prevedibilità necessaria per formulare le proprie decisioni di investimento nella riduzione delle emissioni.

Una importante modifica prevista, come accennato, riguarda la messa all'asta delle quote che diventerà il principio alla base della loro assegnazione a partire dal 2013, in sostituzione dell'attuale sistema nel quale la maggior parte delle quote è assegnata gratuitamente dai governi. È stato considerato che la messa all'asta possa incentivare maggiormente le aziende ad attivarsi tempestivamente per la riduzione delle emissioni. La messa all'asta delle quote, infatti, dovrebbe comportare un peso maggiore per i soggetti inquinanti che non prevedono ammodernamenti degli impianti o misure specifiche finalizzati a ridurre le emissioni. Queste aziende dovranno infatti acquistare sul mercato tutte le quote necessarie per mantenere l'impianto in attività. Tale misura dovrebbe infine incrementare l'efficienza, la trasparenza e la semplicità dell'EU-ETS.

Il settore dell'energia elettrica dovrà, in linea di principio, acquistare tutte le proprie quote a partire dal 2013, poiché l'esperienza ha dimostrato che tali aziende riescono a trasferire il costo teorico delle quote di emissioni agli acquirenti anche quando le ricevono gratuitamente. Tuttavia, sono ammissibili in talune circostanze deroghe a tale regola per le centrali elettriche già esistenti in alcuni Stati membri, che potranno ricevere gratuitamente il 70 % delle quote nel 2013, purché tale proporzione subisca un decremento progressivo fino ad azzerarsi nel 2020.

Anche gli impianti che si occupano della cattura, del trasporto e dello stoccaggio geologico delle emissioni di gas a effetto serra dovranno acquistare tutte le proprie quote a partire dal 2013, ma non saranno tenuti a restituire quote per i gas stoccati.

Per altri settori, invece, è prevista una transizione progressiva verso il sistema di messa all'asta: dal 20% delle quote nel 2013 al 70% nel 2020, con l'obiettivo di giungere alla messa all'asta integrale nel 2027. Tuttavia, vengono previste deroghe alla regola per taluni settori ad alta intensità energetica qualora la loro competitività fosse ritenuta a rischio.

Considerato il peso della produzione di energia elettrica nell'EU-ETS, si stima che almeno il 50% delle quote totali sarà messo all'asta già a partire dal 2013.

La Normativa CE 2009/29 prevede inoltre che l'88 % delle quote da mettere all'asta sia distribuito fra gli Stati membri secondo le rispettive quote di emissioni verificate provenienti da impianti all'interno dell'EU-ETS nel 2005; il 10% sia invece distribuito unicamente agli Stati membri con economie più deboli quale entrata supplementare per aiutarli a investire nella riduzione dell'intensità delle emissioni e nell'adattamento al cambiamento climatico; il

rimanente 2%, infine, sia distribuito come bonus agli Stati membri che entro il 2005 avevano ridotto le proprie emissioni di almeno il 20 % rispetto ai livelli del proprio anno di riferimento in seno al protocollo di Kyoto ovvero: Bulgaria, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica ceca, Romania, Slovacchia e Ungheria.

I governi si sono impegnati a utilizzare almeno il 50 % di questa rendita per combattere il cambiamento climatico, sia in Europa sia nei paesi in via di sviluppo.

In Tabella 4.3 vengono presentati i quantitativi di quote ETS assegnate per Paese nel periodo 2005-2012.

Tabella 4.3. *Quote ETS assegnate per Paese nelle fasi I e II. Fonte: Ministero dell'Ambiente*

Paese	Obiettivo Kyoto [%cambiamento rispetto all'anno base]	2005-2007		2008-2012	
		Quote di CO ₂ assegnate [MtCO ₂ /anno]	Contributo nell'ETS [%]	Quote di CO ₂ assegnate [MtCO ₂ /anno]	Contributo nell'ETS [%]
Austria	-13	33.0	1.4	32.3	1.5
Belgio	-7.5	62.1	2.7	58.0	2.8
Bulgaria	-8	42.3	1.8	42.3	2.0
Cipro	-	5.7	0.2	5.2	0.3
Repubblica ceca	-8	97.6	4.2	86.7	4.2
Danimarca	21	33.5	1.4	24.5	1.2
Estonia	-8	19	0.8	11.8	0.6
Finlandia	0	45.5	2.0	37.6	1.8
Francia	0	156.5	6.8	132.0	6.3
Germania	-21	499	21.7	451.5	21.6
Grecia	+25	74.4	3.2	68.3	3.3
Ungheria	-6	31.3	1.4	19.5	0.9
Irlanda	+13	22.3	1.0	22.3	1.1
Italia	-6.5	223.1	9.7	201.6	9.7
Lettonia	-8	4.6	0.2	3.4	0.2
Lituania	-8	12.3	0.5	8.6	0.4
Lussemburgo	-28	3.4	0.1	2.5	0.1
Malta	-	2.9	0.1	2.1	0.1
Paesi Bassi	-6	95.3	4.1	86.3	4.1
Polonia	-6	239.1	10.4	205.7	9.9
Portogallo	+27	38.9	1.7	34.8	1.7
Romania	-8	74.8	3.2	73.2	3.5
Slovacchia	-8	30.5	1.3	32.5	1.6
Slovenia	-8	8.8	0.4	8.3	0.4
Spagna	+15	174.4	7.6	152.2	7.3
Svezia	+4	22.9	1.0	22.4	1.1
Regno Unito	-12	245.3	10,7	245.6	11.8
Liechtenstein	-8			0.2	0.0
Norvegia	+1			15.0	0.7
Totale	-13	2298.5	100	2086.50	100.0

4.1.4 Recepimento italiano delle Normative sull'ETS

La direttiva europea CE 2003/87 è stata recepita a livello nazionale con il Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216 (DL 2006a). Questo decreto ha istituito il “Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto”, organo a cui si attribuisce il ruolo di autorità nazionale competente per l'attuazione della Direttiva.

I punti chiave del decreto sono:

- dal 1 gennaio 2005 nessun impianto che ricade nel campo di applicazione della Normativa, possa emettere CO₂, ossia possa continuare ad operare, in assenza di apposita autorizzazione;
- in seguito all'approvazione della direttiva CE 2009/29 che, per il periodo che ha inizio il 1 gennaio 2013, ha integrato ed esteso il campo di applicazione della direttiva CE 2003/87, i gestori degli impianti in cui al 1 giugno 2011 sono esercitate attività al momento non rientranti nel campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE, ma che lo saranno a partire dal 1 gennaio 2013, devono inviare la domanda di autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra per tali attività entro il 15 giugno 2011;
- i gestori degli impianti che ricadono nel campo di applicazione della direttiva restituiscono annualmente all'Autorità Nazionale Competente (ANC) quote di emissione CO₂ in numero pari alle emissioni di CO₂ effettivamente rilasciate in atmosfera;
- l'assegnazione delle quote di emissioni di CO₂ ai gestori degli impianti regolati dalla direttiva è effettuata dall'ANC sulla base della Decisione di assegnazione. La Decisione di assegnazione è elaborata per ciascuno dei periodi di riferimento previsti dal decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216: il primo periodo di riferimento riguarda il triennio 2005-2007; i periodi di riferimento successivi riguardano i quinquenni 2008-2012, 2013-2018, ecc.). Attualmente è in vigore la Decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012;

A partire dal 2013 sarà avviato, come previsto dai piani europei, il terzo periodo di scambio delle quote di emissioni.

4.1.4.1 Piano Nazionale di Assegnazione italiano

Il PNA italiano si riconduce direttamente alle norme metodologiche descritte nella Normativa Europea. In particolare è compito del PNA stabilire il quantitativo di emissioni nazionali e la relativa ripartizione delle quote nei settori inclusi nell'ETS. Le modalità per le assegnazioni vengono perfezionate con l'avanzare delle fasi di attuazione della Normativa, conformemente a quanto richiesto per gli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti. Attualmente è in vigore il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO₂ valido per il periodo 2008-2012, approvato nel 2006, denominato PNA2 (DL 2006b).

Nel piano viene contestualizzata l'azione che si intende intraprendere nella politica ambientale in accordo con gli obiettivi di Kyoto. Si trova infatti che "L'inventario nazionale delle emissioni di gas ad effetto serra relativo all'anno 2006 evidenzia che al 2004 le emissioni totali di gas ad effetto serra (580,7 MtCO_{2eq}) sono aumentate del 11,8% rispetto ai livelli del 1990 (519,5 MtCO_{2eq}). Pertanto la distanza che al 2004 separa il Paese dal raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto è pari a 95,0 MtCO_{2eq}.

Per colmare tale "gap" in maniera economicamente efficiente occorre mettere in atto una combinazione equilibrata di misure comprendenti sia la riduzione delle quote da assegnare per la seconda fase di attuazione della direttiva 2003/87/CE sia la realizzazione di misure addizionali nei settori non regolati dal D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216, eventualmente integrate dall'acquisto di crediti derivanti dai meccanismi di Kyoto".

Questi propositi si trovano realizzati nella "Decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 approvata ai sensi [...] del D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216".

Nella Decisione vengono presentati i quantitativi totali e per settore di quote assegnate e le metodiche precise con cui sono stati determinati.

La quantità totale di quote assegnate per il periodo 2008-2012 è stata pari a 201,63 MtCO₂/anno.

La ripartizione della quantità totale di quote assegnate tra i settori regolati dalla Direttiva 2003/87/CE, è stata effettuata tenendo conto dell'esposizione dei settori alla concorrenza internazionale, non potendo prescindere dall'esigenza di tutelare la competitività dell'economia italiana. In questo contesto i settori meno esposti alla concorrenza internazionale sono quelli elettrico e della raffinazione i quali sono stati pertanto sottoposti a maggiori obblighi di riduzione.

In Tabella 4.4 vengono riportate l'ammontare di quote assegnate ai vari settori interessati dalla Decisione di assegnazione, confrontati con i quantitativi assegnati nel precedente periodo.

Tabella 4.4. Distribuzione per attività delle assegnazioni medie annue (Fonte: PNA nazionali 2005-2007 e 2008-2012).

Attività energetiche	Assegnazione 2005-2007 [MtCO ₂]	Assegnazione 2008-2012[MtCO ₂]
Termoelettrico non cogenerativo e cogenerativo	131.6	100.41
Altri impianti di combustione	14.9	14.89
Teleriscaldamento	0.23	0.23
Raffinazione	23.76	19.06
Compressione e metanodotti	0.88	0.88
Altro	13.78	13.78

Per le attività esistenti le quote vengono assegnate partendo dai quantitativi storici delle stesse e riducendolo di una frazione determinata in base all'obiettivo di riduzione posto per quel periodo. Per i soggetti "nuovi entranti" sono stabilite invece delle relazioni che in base alle caratteristiche dell'attività in esame, determinano il quantitativo di quote assegnabili.

Ad esempio per quanto riguarda gli impianti appartenenti al settore termoelettrico e che utilizzano come combustibile principale combustibili a biomassa, *"l'assegnazione viene riconosciuta esclusivamente in virtù dell'utilizzo di combustibili fossili, nelle fasi di avviamento degli impianti dopo fermata, o in base all'integrazione della combustione durante l'esercizio, (impianti di emergenza e gli impianti ausiliari). Tale utilizzo è stato determinato tenendo distinti gli impianti cogenerativi da quelli non cogenerativi"*.

Per gli impianti non cogenerativi ad esempio l'assegnazione annuale di quote è determinata come:

$$Q_i = P \cdot \left(\frac{h \cdot \beta}{1000} \right) \quad (4.1)$$

dove:

- Q_i denota le quote assegnate alla sezione nell'anno i -esimo (in tonnellate metriche di CO_2);
- P denota la potenza elettrica come risultante dai documenti di collaudo trasmessi dal gestore (in MW);
- β denota il coefficiente di emissione per la sezione a biomassa, fissato pari a 16 kgCO_2/MWh , sulla base dell'utilizzo medio del 2005 di combustibili fossili nelle fasi di avviamento degli impianti a biomassa;
- h_i denota le ore annuali di funzionamento convenzionali, fissato per gli impianti a biomassa pari a 6600 h/anno.

Le relazioni per la determinazione delle quote per i soggetti nuovi entranti negli altri settori interessati dalla Normativa mostrano la stessa forma funzionale; si vengono a specificare e dettagliare, nei vari settori e per le varie tipologie di impianto, i parametri descrittivi delle attività industriali considerate.

4.1.5 Andamento del prezzo delle quote

Viene riportata l'analisi dell'andamento del prezzo delle quote di emissione effettuata da B.Mizrach (2012).

In Figura 4.1 viene presentato l'andamento del prezzo delle quote di emissione EUA dalla loro introduzione nel febbraio 2005 fino ad luglio 2010.

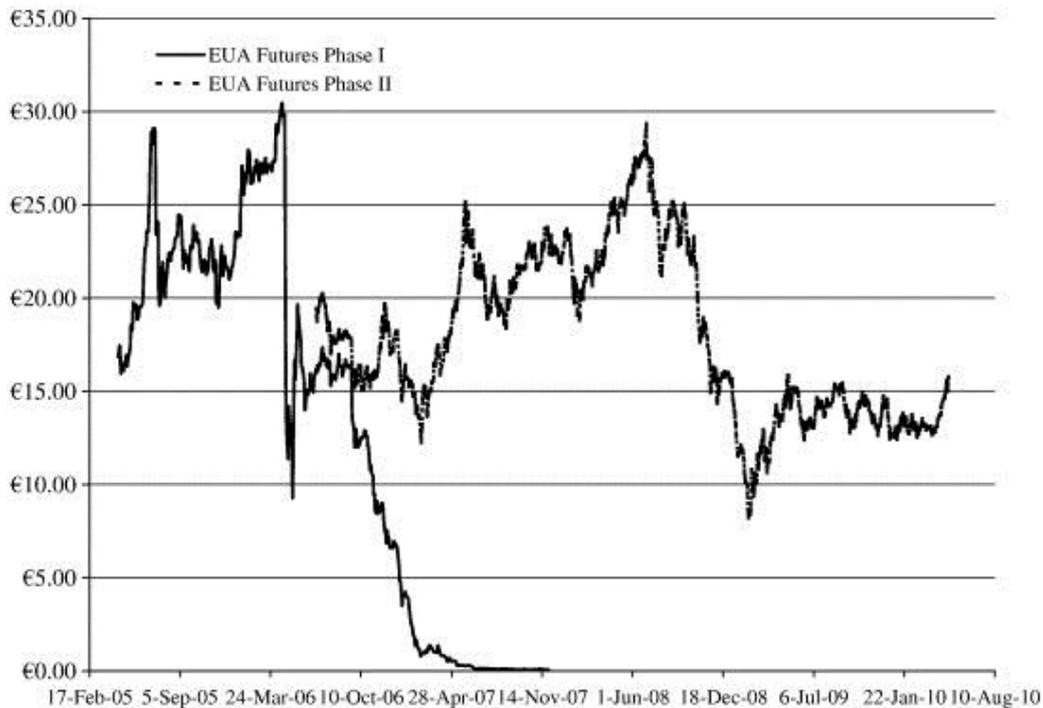


Figura 4.1. Prezzi delle quote di emissione (EUA), Febbraio 2005-Agosto 2010. Fonte: B.Mizrach, (2012).

I prezzi delle quote all'apertura delle contrattazioni delle fase I (2005) si assestarono, in data 22 Aprile 2005, sul valore di 16.58 €. Il picco per il 2005 venne raggiunto l'8 Luglio con 29.10 €. Tale valore venne superato il 18 Aprile dell'anno successivo quando si ebbero 30.45 €. Come testimoniano Ellerman e Buchner (2007) nel periodo 2005-2006 ci fu una sovra-allocazione di quote pari ad una eccedenza di 80 milioni di tonnellate, circa il 4% del *cap* dell'Unione per quel periodo. In seguito inoltre alla notizia che la Repubblica Ceca e i Paesi Bassi presentavano emissioni nazionali inferiori del 15% e del 7% rispettivamente rispetto al previsto dall'ETS, si assistette ad una svendita di quote di emissione. I prezzi collassarono di quasi il 40% con volumi di quote pari a 65 MMtCO_{2eq} che passarono da 29.85 € del 24 Aprile a 19.05 € di Maggio 2006.

La caduta dei prezzo continuò per tutto il 2006, accelerata da due provvedimenti della Commissione Europea. Il primo, sottolineato da Alberola *et al.* (2008) fu la dichiarazione, in Ottobre 2006, di Stavros Dimas (commissario europeo per l'Ambiente dal 2004 al 2009) in cui affermava che i quantitativi delle quote da allocare per la fase II dell'ETS sarebbero dovuti essere sensibilmente inferiori rispetto a quelli della fase I. Il secondo evento, evidenziato da Frino *et al.* (2008), fu il rifiuto della Commissione di una proposta della Francia e della Polonia di mantenere nella fase II la quote acquistate nella fase I.

Nel Dicembre 2006 i prezzi si assestarono a 6.60 €, corrispondente ad una riduzione del 78% rispetto al picco. Da Febbraio 2007 fu chiaro ai mercati che i prezzi delle quote della fase I non erano vincolati e pertanto i prezzi si contrassero fino a 1 € il 19 Febbraio 2007.

Per sostenere i prezzi delle quote nella fase II venne seguito il consiglio di Dimas. Vennero cioè assegnate 2080 MMtCO_{2eq} per il periodo 2008-2012, assegnando il 10% in meno ad ogni Stato membro rispetto a quello che era previsto nei rispettivi Piani di Allocazione Nazionale. Reinaud e Philibert (2007) segnalano che tali limiti corrispondono al 6.5% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005.

Alcuni Stati trovarono i nuovi limiti troppo stringenti: Ungheria, Lettonia, Malta, Lituania, Polonia e Repubblica Ceca contestarono legalmente tali provvedimenti. Molti stati però accettarono la misura poiché si riconosceva che misure più severe avrebbero impedito il collasso dei prezzi come avvenuto nella fase I.

Le quote della fase II cominciarono ad essere contrattate sui mercati da Luglio 2006, periodo entro il quale dovevano essere approvati i piani nazionali, assestandosi ad un prezzo di apertura di 19.45 €. I prezzi si mantennero abbastanza stabili con fluttuazioni da 12.25 € nel Febbraio 2007 a 25.15 € nel Maggio dello stesso anno, chiudendo nel 2007 con 22.41 €.

I prezzi nel 2008 si innalzarono parallelamente al prezzo del barile, raggiungendo il massimo di 29.33 € in data 1 Luglio 2008. A causa della contrazione globale dei mercati dovuta alla crisi finanziaria si ebbe una diminuzione dei prezzo degli EUA per la fase II fino ad un minimo di 8.20 € in data 12 Febbraio 2009. I valori si riportarono attorno ai 15 € nell'Agosto dello stesso anno. I prezzi scesero progressivamente nella Primavera del 2010 prima di una ripresa alla fine di Aprile, portandosi nuovamente a 15.94 €.

In Figura 4.2 viene presentato l'andamento del prezzo degli EUA da Ottobre 2009 ad Agosto 2012.



Figura 4.2. Prezzi delle quote di emissione (EUA), Ottobre 2010-Agosto 2012. Fonte: Bloomberg.

Si nota come il prezzo si sia mantenuto sostanzialmente stabile nel periodo da Novembre 2009 ad Aprile 2011; si ha infatti un minimo al valore 12.16 € in data 31/12/2009 e un massimo in data 31/03/2011 con il valore di 16.91 €. Nell'Autunno 2011 si assiste ad una brusca discesa del prezzo degli EUA che si chiude a fine anno al valore di 6.64 €. Il 2012 presenta fluttuazioni attorno al valore medio di 7 € che vanno da massimo, raggiunto in poco tempo nei mesi iniziali dell'anno, di 9.51 € in data 24/02/2012, ad un minimo, raggiunto dopo poche settimane, in data 2/03/2012, di 6.09 €.

Capitolo 5

Inserimento della filiera nell'Emission Trading System

Scopo di questo capitolo è quello inizialmente di descrivere le assunzioni fatte e le modifiche apportate al modello di filiera per includervi i meccanismi dell'ETS secondo i principi esposti al Capitolo precedente. Saranno poi presentati i risultati ottenuti dal modello con le modifiche apportate.

5.1 Modellazione della filiera nell'ETS

In questo paragrafo verranno presentate le assunzioni considerate e le modifiche apportate al modello di filiera sviluppato in Giarola *et al.* (2011) al fine di includervi i meccanismi dell'*Emission Trading System* per lo scambio di quote di carbonio, nel caso in cui il soggetto emettitore sia la filiera di produzione di biocarburanti.

5.1.1 Assunzioni nella modellazione della filiera nell'ETS

Come emerge da quanto esposto nel paragrafo precedente, e in particolare da §4.1.3.1, il settore di produzione di biocarburanti, allo stato attuale, non è *esplicitamente* compreso nei settori partecipanti all'EU-ETS. L' Articolo 24 della Normativa CE 2009/29 , in cui vengono descritte le “*Procedure per l'inclusione unilaterale di altre attività e gas*” nell'ETS, si legge: “*a decorrere dal 2008 gli Stati membri possono applicare lo scambio di quote di emissioni conformemente alle disposizioni della presente direttiva ad attività e a gas a effetto serra che non figurano nell'allegato I, tenuto conto di tutti i criteri pertinenti, in particolare le ripercussioni sul mercato interno, la potenziale distorsione della concorrenza, l'integrità ambientale del sistema comunitario e l'affidabilità del sistema di monitoraggio e di comunicazione previsto, purché l'inclusione di tali attività e gas a effetto serra sia approvata dalla Commissione [...]*” . Queste attività, in seguito alla approvazione delle Commissione, saranno autorizzate al commercio di quote come descritto. Si legge infatti più avanti: “*Quando è approvata l'inclusione di attività e gas supplementari, la Commissione può al contempo autorizzare il rilascio di quote supplementari e può autorizzare altri Stati membri ad includere le attività e i gas in questione*”.

In base a queste possibilità fornite dalla Legislazione viene giustificata l'inclusione della filiera nell'EU-ETS.

Non essendo il settore dei biocarburanti però ancora stato incluso dalla Normativa italiana nei settori partecipanti non esiste un criterio nazionale di attribuzione delle quote di emissione per questo tipo di attività produttive. Come esposto in §4.1.4.1, il PNA italiano prevede assegnazione di quote per le centrali termoelettriche, semplici o cogenerative, funzionanti a biomassa. Nelle tecnologie produttive considerate nella modellazione della filiera è stato più volte sottolineato che l'ottenimento di energia elettrica da biomassa è considerato un processo secondario rispetto alla produzione di etanolo. Pertanto le quote assegnate con la metodica esposta nella Decisione di assegnazione non comprenderebbero le emissioni totali della filiera ma solo una parte derivante da un processo secondario.

Per determinare il limite di emissioni viene considerato quanto scritto nella Normativa CE 2009/28 *“Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili [...]”*. In particolare l'articolo 17 descrive i Criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi. Viene infatti richiesto che l'utilizzo di biocarburanti comporti una riduzione complessiva delle emissioni rispetto alle emissioni caratteristiche dei combustibili fossili ottenute a parità di energia prodotta, al fine di raggiungere gli obiettivi di riduzione dei gas serra posti dall'Unione. Si legge quindi che *“La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti e di bioliquidi [...], è pari almeno al 35%. A decorrere dal 1 gennaio 2017 la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti e di bioliquidi [...], è pari almeno al 50%. Dal 1° gennaio 2018 tale riduzione di emissioni di gas a effetto serra è pari almeno al 60% per i biocarburanti e i bioliquidi prodotti negli impianti in cui la produzione è iniziata il 1° gennaio 2017 o successivamente”*.

Le *“Regole per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei carburanti fossili di riferimento”* vengono descritte nell'allegato V della Normativa in questione. Nella sezione C di tale allegato si trovano in particolare le metodologie per il calcolo sia della *“riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per alcune o per tutte le fasi di uno specifico processo di produzione di biocarburanti”*, sia per il calcolo della riduzione dovuta all'uso dei biocarburanti. Viene inoltre indicato che *“per i bioliquidi utilizzati nella cogenerazione,[...] il valore del carburante fossile di riferimento [...] è 85 gCO_{2eq}/MJ”*.

Da quanto appena esposto si capisce come la Normativa fornisca quindi un tetto globale di emissioni sotto il quale devono mantenersi, in generale, le emissioni che derivano dall'utilizzo e dalla produzione di biocarburanti.

Per quanto riguarda invece i meccanismi di scambio di quote propri dell'ETS viene seguito l'approccio adottato in Giarola *et al.* (2012).

5.1.2 Equazioni descrittive del comportamento della filiera nell'ETS

In questo paragrafo verranno descritte le equazioni introdotte nel modello di filiera per descriverne il comportamento all'interno dell'ETS dal punto di vista economico ed ambientale. Il modello di filiera considerato è, come anticipato, quello sviluppato in Giarola *et al.* (2011) mantenendo inoltre le modifiche descritte nel Capitolo 3 per l'inclusione dei terreni a riposo.

5.1.2.1 Aspetto economico

Come risulta dai meccanismi di ET esposti, vendendo quote di emissione si avranno ingressi economici, acquistando invece si avranno uscite, in aggiunta al normale flusso di cassa derivante dalla vendita di prodotti prima e secondari.

Pertanto la descrizione dei ricavi ottenibili dalla vendita dei prodotti del processo, Inc_t [€], come presentata in Eq.A.13, risulta modificata in:

$$Inc_t = \sum_j \sum_k \sum_g p_{j,k,g,t}^T \cdot MP_j + MP_{all} \cdot (S_t^{all} - P_t^{all}), \quad \forall t \quad (5.1)$$

dove:

- $p_{j,k,g,t}^T$ è la portata di prodotto j [ton/time period o MWh/time period, a seconda del tipo di prodotto] ottenuto da un impianto di tecnologia k in una regione g nell'intervallo di tempo t ;
- MP_j è il prezzo di mercato del prodotto j [€/ton o €/MWh, a seconda del tipo di prodotto];
- MP_{all} è il prezzo sul mercato europeo delle quote di emissione EUA [€/ton CO_{2eq.}].
- S_t^{all} è il quantitativo di quote di emissione venduto nell'intervallo di tempo t [ton CO_{2eq.}/time period];
- P_t^{all} è il quantitativo di quote di emissione acquistato nell'intervallo di tempo t [ton CO_{2eq.}/time period].

Nell'analisi, il prezzo delle quote viene assunto costante lungo l'orizzonte temporale. I valori considerati sono compresi tra 5€ e 25€ essendo gli estremi dell'intervallo di fluttuazione storico riguardante la seconda fase di attività dell'ETS, come visualizzabile in Figura 4.1.

5.1.2.2 Aspetto ambientale

Considerando la definizione del totale ammontare delle emissioni della filiera, dato da Eq.A.4, e considerando i meccanismi di scambio di quote di emissione, si può scrivere :

$$TI_t \leq Max_t^{CO_2} + P_t^{all} - S_t^{all}, \quad \forall t \quad (5.2)$$

dove:

- TI_t [kgCO_{2eq.}/time period] sono le emissioni derivanti dalla produzione di etanolo in ogni

periodo di tempo t ;

- $Max_t^{CO_2}$ [kgCO_{2eq}/time period] è la quantità di emissioni prodotte dalla filiera massima in ogni periodo t .

Per la definizione del tetto di emissioni $Max_t^{CO_2}$ vengono considerati due approcci:

1) Approccio derivato dalla Normativa EC 2009/28

In questo approccio si considera, come indicato dalla Normativa EC 2009/28 e descritto al paragrafo precedente, una percentuale di riduzione delle emissioni rispetto alle emissioni caratteristiche dei combustibili fossili. Viene infatti richiesto che la riduzione caratteristica dei biocarburanti sia almeno il 35% rispetto alle emissioni, a parità di energia ottenuta, date da fonti fossili ed essendo le emissioni specifiche caratteristiche della benzina pari ad 85 kgCO_{2eq}/GJ (EC 2009/28), il corrispondente massimo permesso ai biocarburanti ha il valore di 55.7 kgCO_{2eq}/GJ. In particolare viene descritta nella Normativa, in linea con gli obiettivi del Protocollo di Kyoto, l'andamento crescente di riduzione delle emissioni su lungo termine, come accennato nel Capitolo 4. In questo lavoro si considerano le medesime percentuali di riduzione rispetto ai combustibili fossili presentate in Giarola *et al.* (2012), ovvero: per il primo periodo si richiede il 35% di riduzioni, per il secondo il 50% mentre per gli ultimi tre si richiede il 60% di riduzione. Da queste considerazioni si può pertanto scrivere:

$$Max_t^{CO_2} = LHV_{etOH} \cdot \sum_k \sum_g (p_{ethanol,k,g,t}^T) \cdot GHG_g \cdot (1 - GHGr_t), \forall t, k, g \quad (5.3)$$

dove:

- LHV_{etOH} è il potere calorifico inferiore dell'etanolo [GJ/ton_{EtOH}];
- $p_{ethanol,k,g,t}^T$ è la quantità di etanolo prodotta al tempo t , nella cella g , utilizzando una tecnologia k , [ton/time period];
- GHG_g è la quantità di anidride carbonica specifica emessa da un combustibile fossile [kgCO_{2eq}/GJ];
- $GHGr_t$ è il risparmio percentuale di emissioni di gas serra richiesto ai biocarburanti rispetto ai combustibili fossili, variante nel tempo secondo la Normativa EC 2009/28.

2) Approccio "automigliorante"

Il secondo approccio considera la possibilità che la filiera migliori le sue prestazioni nei vari periodi di tempo riferendosi alle emissioni caratteristiche della filiera stessa nel periodo di tempo precedente, $TI_{(t-1)}$. Il tetto di emissioni nel primo periodo sarà invece calcolato con riferimento alla logica dell'approccio 1, ovvero riferendosi alle emissioni equivalenti ottenute dalla combustione di combustibili fossili.

Pertanto, per $t=1$, vale ancora la (4.3), mentre per i periodi successivi si ha:

$$Max_t^{CO_2} = \frac{TI_{(t-1)}}{P_{ethanol,k,g,t-1}^T} \cdot P_{ethanol,k,g,t}^T, \quad \forall t \geq 2 \quad (5.4)$$

Venendo imposto il quantitativo assoluto di emissioni permesse al tempo t uguale alle emissioni caratteristiche della filiera al tempo $t-1$ ma aumentando la produttività con l'avanzare dei periodi, si garantisce un andamento del limite di emissione specifico concesso $[kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}]$ decrescente nel tempo.

È importante precisare che le equazioni (5.2), (5.3) e (5.4) sono formulate assumendo che (Bojarski *et al.*, 2009) ogni quota di emissione può essere venduta o acquistata liberamente all'interno del mercato di quote di emissione e che l'ammontare delle quote vendute o acquistate si riferisce all'intera filiera e non ai singoli impianti.

5.2 Risultati

Verranno di seguito presentati i risultati ottenuti dal modello di filiera ottenuti apportando le modifiche esposte al paragrafo precedente.

5.2.1 Approccio 1

La soluzione che emerge dall'ottimizzazione economica vede la filiera caratterizzata da una tecnologia di prima generazione DGP ($k=1$). Come già rilevato, le emissioni caratteristiche della prima generazione produttiva non incontrano gli obiettivi di riduzione richiesti ai biocarburanti; era infatti stato osservato che le emissioni totali sottostavano solamente al 10% della riduzione richiesta del 35%, rispetto al quantitativo caratteristico della benzina, con $77 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}$ rispetto agli $85.8 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}$ (Figura 3.3).

Il meccanismo di commercio di quote di carbonio prevede però la possibilità di acquisto di quantitativi di CO_2 emettibile; è pertanto possibile quantificare il costo necessario per mantenere tali quantità emesse caratteristiche della filiera con tecnologia di prima generazione. In Figura 5.1 viene visualizzato il comportamento della filiera all'interno dell'ETS attraverso l'osservazione delle emissioni caratteristiche della filiera e delle quote scambiate rispetto al tetto imposto nei vari periodi di tempo.

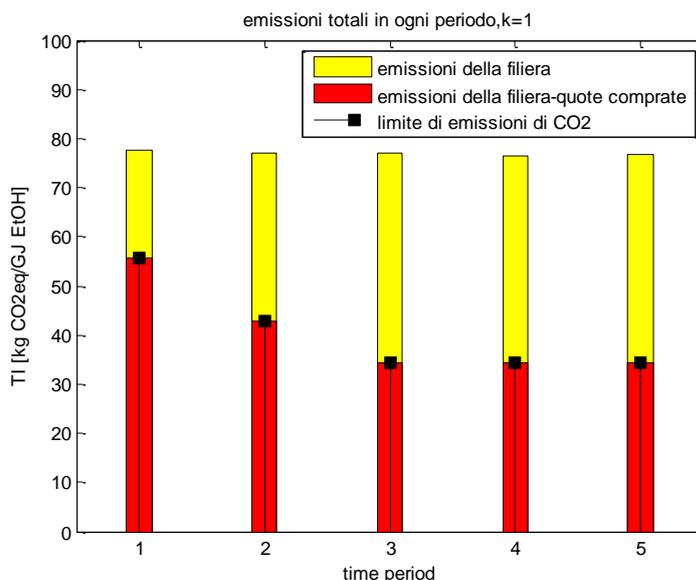


Figura 5.1. Emissioni della filiera e scambio di quote nei vari periodi di tempo nel caso di ottimo economico con tecnologia DGP $k=1$, per l'approccio 1.

In Figura 5.1 si nota anzitutto il tetto di emissioni imposto decrescente nel tempo secondo quanto imposto in Eq.5.3; inoltre si visualizza chiaramente il fatto che le emissioni della filiera, in ogni periodo considerato, non soddisfano la frazione di riduzione richiesta.

Risulta pertanto necessario, per mantenere questa configurazione, acquistare i permessi per i quantitativi di CO_2 emessa in eccedenza.

In Tabella 5.1 vengono presentati i quantitativi di anidride carbonica emessi e acquistati dalla filiera e il limite di emissione concesso per ogni periodo.

Tabella 5.1. Emissioni specifiche, acquistate e massime consentite in ogni periodo nel caso di ottimo economico con tecnologia DGP $k=1$, approccio 1.

Periodi di tempo	1	2	3	4	5
TI_t [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	77.64	77.12	77.18	76.48	76.61
P_t^{all} [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	21.87	34.22	42.86	42.16	42.29
$Max_t^{CO_2}$ [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	55.77	42.90	34.32	34.32	34.32

Per quantificare il costo di acquisto dei permessi di emissione in ogni periodo, è stato moltiplicato l'ammontare dei crediti acquistati per il prezzo degli EUA.

È stata quindi svolta un'analisi di sensitività sul NPV ottenuto dalla filiera variando il prezzo di acquisto degli EUA; si è scelto come campo di variazione quello fornito dalle fluttuazioni degli EUA nella fase II del programma (Figure 4.1 e 4.2). In Tabella 5.2 si presentano pertanto i valori di NPV e le tecnologie caratteristiche delle configurazioni ottenute al variare del prezzo degli EUA, confrontando inoltre tali valori con quello di riferimento, considerando

la filiera fuori dall'ETS.

Tabella 5.2. *Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA, ottimo economico, DGP k=1, approccio 1.*

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25	No ETS
NPV [Milioni di €]	349	339	328	315	304	364
Tecnologia	k=1	k=1	k=1	k=1	k=1,k=6	k=1

Si osserva che, come intuibile, all'aumentare del prezzo dei permessi l'acquisto di questi diventi sempre più oneroso avendo quindi ripercussioni sul valore finale del NPV.

È però importante osservare come per un prezzo dei permessi pari a 25 € si abbia una parziale cambio di tecnologia. Si passa da una configurazione con tecnologia unicamente DGP ad una tecnologia mista che vede la costruzione, accanto ad impianti con tecnologia DGP, anche di impianti con tecnologia DGP ma DDGS utilizzato per produrre energia elettrica ($k=6$). Questa variazione comporta effetti importanti sul piano delle emissioni totali di filiera e sul parallelo comportamento all'interno dell'ETS.

La scelta è dovuta al fatto che il costo elevato dei permessi impone alla filiera di assestarsi su una configurazione meno impattante, permettendo quindi una minor spesa per l'acquisto di quote rispetto a quella che si avrebbe mantenendo una configurazione caratterizzata unicamente dalla tecnologia DGP con DDGS venduto ($k=1$).

In Figura 5.2 viene presentata la configurazione logistica spaziale corrispondente alla soluzione con prezzo degli EUA pari 25€ e impianti caratterizzati dalla tecnologia $k=1$ e $k=6$.

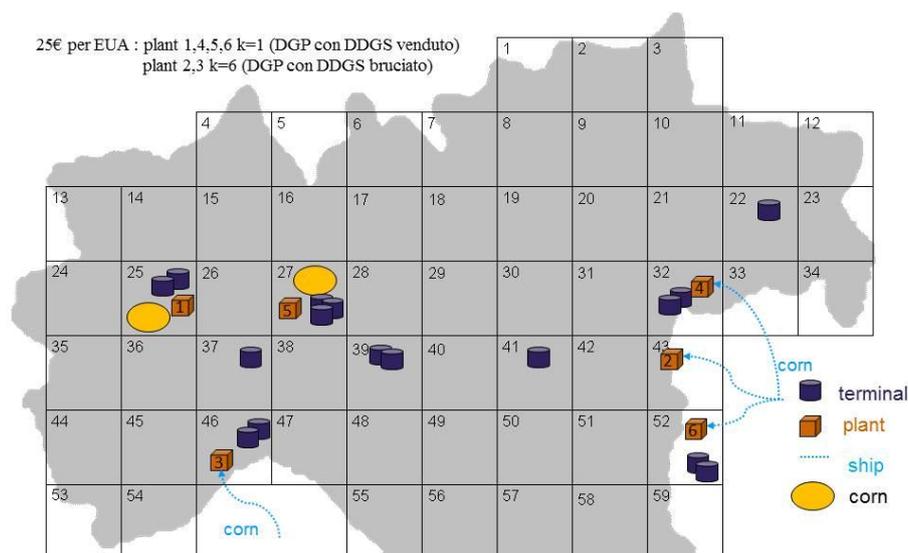


Figura 5.2. *Configurazione di ottimo economico considerando un prezzo di 25€ per EUA. Tecnologie presenti: DGP k=1, DGP k=6. Approccio 1.*

La configurazione di Figura 5.3 presenta le caratteristiche che contraddistinguono le configurazioni di ottimo economico, come già rilevato per la configurazione di Figura 3.4. Si nota infatti che le tecnologie scelte utilizzano mais come biomassa, come richiesto del processo DGP, di cui buona parte importata via mare. Conseguentemente troviamo gli impianti produttivi locati nei maggiori centri portuali (impianti 2,3,4,6) mentre gli impianti all'interno (impianti 1,5) sono coerentemente situati in prossimità dei maggiori centri di domanda (celle 25,27) con rispettivo approvvigionamento di biomassa in situ. Come osservabile in Tabella 5.3, due degli impianti costruiti nel primo periodo (impianti 2,3) sono caratterizzati da una tecnologia che vede il DDGS bruciato per la produzione di elettricità. La presenza di due impianti con tale utilizzo del DDGS comporta variazioni sensibili dei quantitativi emessi in ogni periodo (Tabella 5.3), se confrontata con le emissioni caratteristiche del processo DGP $k=1$ (Tabella 5.1).

Tabella 5.3. Emissioni specifiche, emissioni scambiate e impianti installati con tecnologia corrispondente in ogni periodo nel caso di ottimo economico, considerando un prezzo di 25€ per EUA. Tecnologie caratteristiche della configurazione: DGP $k=1$ $k=6$. Approccio1.

Periodi di tempo	1	2	3	4	5
Impianti installati e tecnologia corrispondente	1 (k=1) 2,3 (k=6)	1 (k=1)	1 (k=1)	1 (k=1)	-
TI_t [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	43.72	49.04	52.48	55.34	57.62
P_t^{all} [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	-	6.13	18.16	21.02	23.29
S_t^{all} [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	12.04	-	-	-	-

In Figura 5.3 viene visualizzato il comportamento all'interno dell' ETS mostrando le emissioni caratteristiche della filiera e delle quote scambiate rispetto al tetto imposto nei vari periodi di tempo.

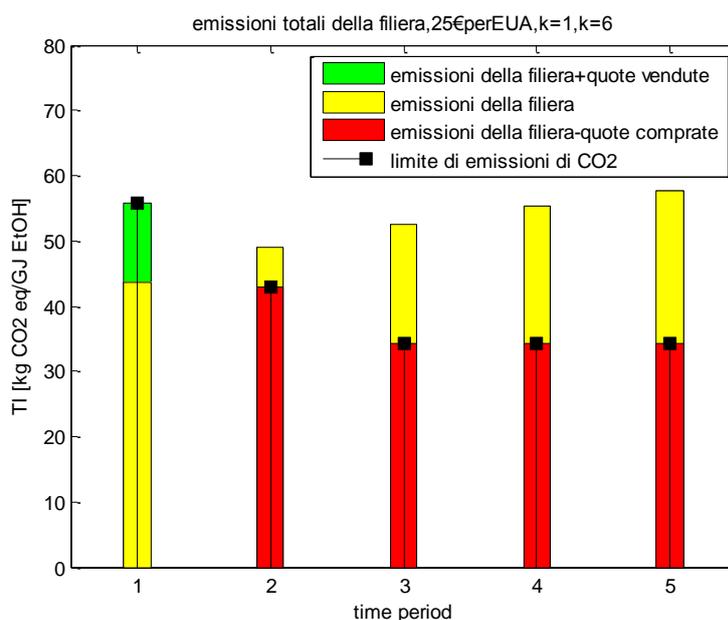


Figura 5.3. Emissioni della filiera e quote scambiate nei vari periodi di tempo nel caso di ottimo economico, considerando un prezzo di 25€ per EUA. Tecnologie caratteristiche: DGP $k=1$ e $k=6$. Approccio 1.

Osservando Figura 5.3 e i dati in Tabella 5.3 emerge che le emissioni caratteristiche di filiera sono complessivamente inferiori rispetto a quelle presentate in Figura 5.1 e Tabella 5.1. In particolare si nota che la configurazione di Figura 5.1 soddisfa i vincoli di riduzione imposti nel primo periodo e, avendo margine rispetto al limite imposto, permette la vendita di quote. Nei periodi successivi invece, come accadeva nel caso precedente, vi è la necessità di acquisto di permessi, seppur con volumi inferiori. La vendita di quote al primo periodo è permessa dall'installazione di due impianti a tecnologia $k=6$ e la loro presenza lungo tutto l'orizzonte temporale consente un abbassamento dei volumi di CO_2 emessa rispetto ad una configurazione caratterizzata da impianti con tecnologia DGP $k=1$.

La riduzione di emissioni caratteristica della tecnologia $k=6$, come esposto in appendice §A.5.5, è connessa all'effetto di riduzione di emissioni attribuito all'ottenimento di elettricità utilizzando DDGS come combustibile. Viene infatti attribuito un valore più elevato di *emission-saving* (denominati *emission credits* in §A.5.5) alla tecnologia DGP con produzione di elettricità bruciando DDGS. Questo perché viene considerata maggiore la riduzione di emissioni grazie alla produzione di elettricità da un prodotto secondario quale il DDGS, rispetto al quantitativo di emissioni evitate stimato per la produzione di DDGS utilizzato come mangime (Zamboni et al., 2009a).

In Figura 5.4 viene presentato il set di Pareto in cui sono visualizzate le configurazioni ottenute dall'ottimizzazione economica considerando la filiera all'interno dell'ETS, e le configurazioni ottenute nel Capitolo 3 (Fig3.3), con filiera non facente parte dell'ETS.

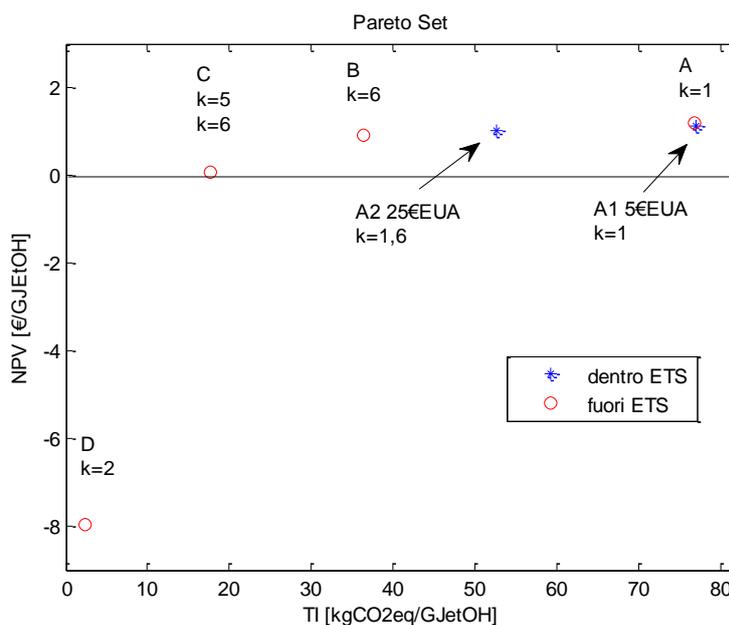


Figura 5.4. Set di Pareto in cui sono rappresentate le configurazioni di ottimo economico ottenute nell'approccio 1 (*), considerando 5€/EUA e 25 €/EUA, confrontate con le soluzioni trovate in Figura 3.3 considerando la filiera al di fuori dell'ETS (o).

In Figura 5.4 si osserva come la configurazione A1 (DGP $k=1$ con 5€ per EUA) sia sostanzialmente la configurazione di ottimo economico trovata in Figura 3.3, rappresentata dal punto A (DGP $k=1$ fuori dall'ETS). Entrambe le soluzioni sono caratterizzate da un impatto ambientale pari a 77 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH} mentre l'NPV di A1 vale 1.13 €/GJ_{EtOH} rispetto agli 1.18 €/GJ_{EtOH} di A. Come già rilevato queste configurazioni non sottostanno alla riduzione di emissioni richiesta ai biocarburanti e pertanto, per permettere l'esistenza di una filiera con questa tecnologia caratteristica, è necessario acquistare i permessi di emissione per l'eccedenza.

Aumentando il prezzo degli EUA a 25€, come già rilevato, si assiste ad una variazione nella scelta della tecnologia che vede una configurazione in cui si ha l'installazione di due impianti con tecnologia $k=6$ (punto A2). Viene confermata l'osservazione in merito alla riduzione delle emissioni totali di filiera rispetto alla configurazione caratterizzata interamente da tecnologia DGP $k=1$, punto A e A1, presentando A2 55.54 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH} di emissione specifica; viene inoltre confermato che la configurazione di A2 riesce a soddisfare le richieste di riduzione per il primo periodo di funzionamento della filiera, imposte al 35% di riduzione rispetto alle emissioni specifiche della benzina e pertanto a 57 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}.

Come già rilevato (Tabella 5.2) si ha una flessione del NPV, che assume per A2 il valore di 1.03 €/GJ_{EtOH}.

Successivamente è stata condotta un'ottimizzazione economica volta ad indagare quale fosse la configurazione, considerando flussi derivanti dall'ETS, che rispettasse i limiti di emissione imposti in ogni periodo. Da questa ottimizzazione è emersa una soluzione che vede

una configurazione di filiera con ogni impianto installato caratterizzato dal processo DGP con DDGS utilizzato per la produzione di energia elettrica ($k=6$).

Questa soluzione, come si osserva in Tabella 5.4, riesce a soddisfare la richiesta di riduzione dei limiti di emissione imposti mostrando inoltre per i primi due periodi un margine di emissione che può essere convertito in quote vendibili.

Tabella 5.4. Emissioni specifiche e quote vendute nel caso di ottimo economico sottostante i limiti ambientali imposti in ogni periodo. Tecnologie presenti: DGP $k=6$. Approccio 1.

Periodi di tempo	1	2	3	4	5
TI_t [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	36.34	35.98	34.32	34.32	34.32
$Max_t^{CO_2}$ [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	55.76	42.90	34.32	34.32	34.32
S_t^{all} [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	19.42	6.91	-	-	-

In Figura 5.5 viene presentato il comportamento caratteristico della filiera all'interno dell'ETS visualizzando i quantitativi di anidride carbonica emessi dalla filiera e le eventuali quote vendute, in ogni periodo considerato.

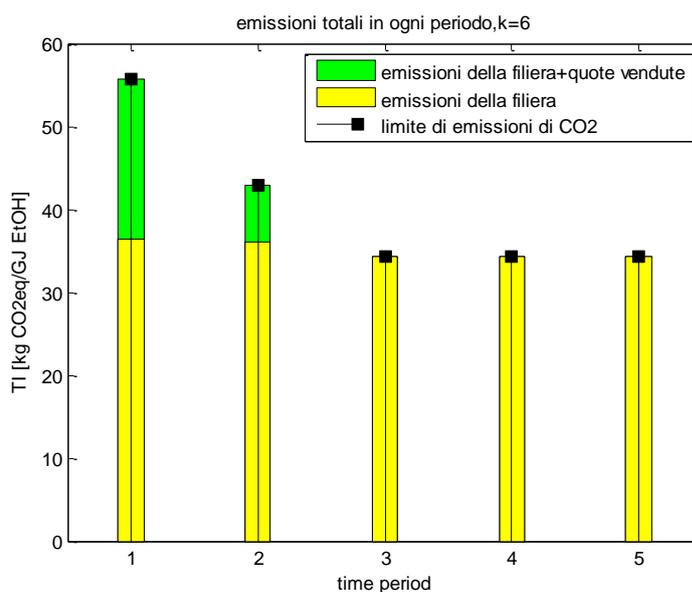


Figura 5.5. Emissioni e scambio di quote nel caso di ottimo economico sottostante i limiti di emissione imposti in ogni periodo di tempo. Tecnologia caratteristica: DGP $k=6$. Approccio 1.

Figura 5.5 conferma quanto richiesto in questa ottimizzazione. Si nota chiaramente infatti come le emissioni di filiera in ogni periodo siano entro i limiti di riduzione imposti da Eq.4.3, e come nei primi due periodi, essendo disponibile un margine, avvenga la vendita di quote di emissione. Si osservano inoltre le basse emissioni caratteristiche di filiera se confrontate con quelle relative alla tecnologia DGP $k=1$ (Figura 5.1).

Similmente a quanto fatto in precedenza è stata effettuata un'analisi di sensitività del NPV al

variare del prezzo dei crediti di emissione. In Tabella 5.5 vengono quindi presentati i vari NPV ottenuti e confrontati con il NPV caratteristico della configurazione non inclusa nell'ETS, sempre caratterizzata da una filiera con la medesima tecnologia per gli impianti installati, rappresentata dal punto B di Figura 5.4.

Tabella 5.5. *Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA nel caso di ottimo economico sottostante i limiti di emissione imposti in ogni periodo. Tecnologia caratteristica: DGP k=6. Approccio 1.*

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25	No ETS
NPV [Milioni di €]	263	266	269	271	273	277
Tecnologia	k=6	k=6	k=6	k=6	k=6	k=6

In Tabella 5.5 si osserva che al variare del prezzo delle quote non si registrano variazioni nella scelta delle tecnologie caratteristiche degli impianti della filiera. Si osserva inoltre che all'aumentare del prezzo delle quote, avendo questa configurazione possibilità di vendita nei primi due periodi, si ha un parallelo aumento del valore del NPV. È però opportuno evidenziare che i NPV ottenuti dalla filiera nell'ETS sono, seppur lievemente, inferiori rispetto al NPV della filiera con impianti caratterizzati dalla medesima tecnologia ma non facente parte dell'ETS.

In Figura 5.6 viene presentato il set di Pareto in cui è visualizzata la configurazione ottenuta da questa ottimizzazione economica, considerando cioè la filiera all'interno dell'ETS, richiedendo il rispetto dei limiti emissivi in tutti i periodi e considerando 15€ come prezzo degli EUA, e le configurazioni ottenute nel Capitolo 3 (Figura 3.3), con filiera non facente parte dell'ETS.

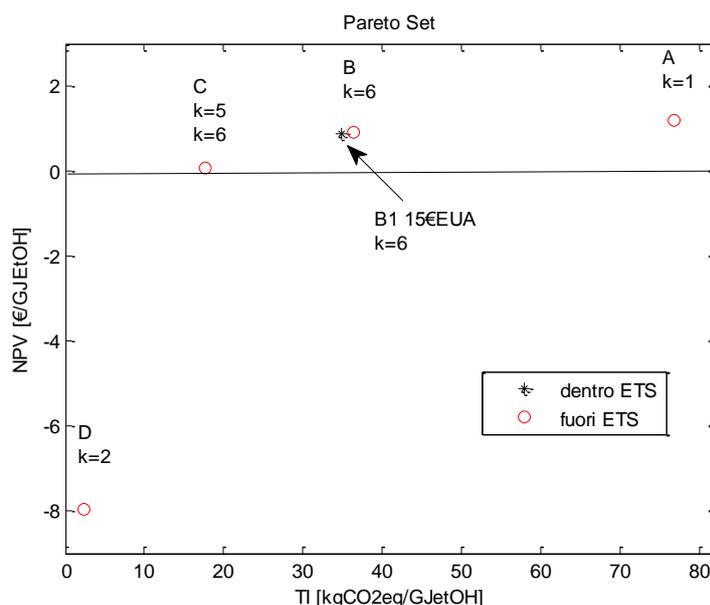


Figura 5.6. *Set di Pareto in cui è rappresentata la configurazione di ottimo economico*

sottostante i limiti di emissione imposti in ogni periodo secondo l'approccio 1 (*), confrontata con le soluzioni trovate in Figura 3.3 considerando la filiera al di fuori dell'ETS (o).

Da Figura 5.6 emerge che la soluzione trovata, B1, presenta, rispetto alla parallela configurazione B, esterna all'ETS, sia un NPV specifico lievemente inferiore, come già segnalato (0.87 €/GJ_{EtOH} e 0.9 €/GJ_{EtOH} rispettivamente) e sia un livello di emissioni specifiche inferiore, con 34.9 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH} per B1 e 36.46 kgCO_{2eq}/GJ_{EtOH}. La soluzione B, come già segnalato, non soddisfa le richieste di riduzione delle emissioni del 60% rispetto ai combustibili fossili negli ultimi due periodi. La soluzione B1 invece, come richiesto specificatamente in questa ottimizzazione, presenta emissioni al di sotto dei limiti imposti in ogni periodo.

In Figura 5.7 vengono presentate le configurazioni spaziali della filiera, per l'approvvigionamento di biomassa e per la distribuzione del prodotto, delle soluzioni B e B1 di Figura 5.6.

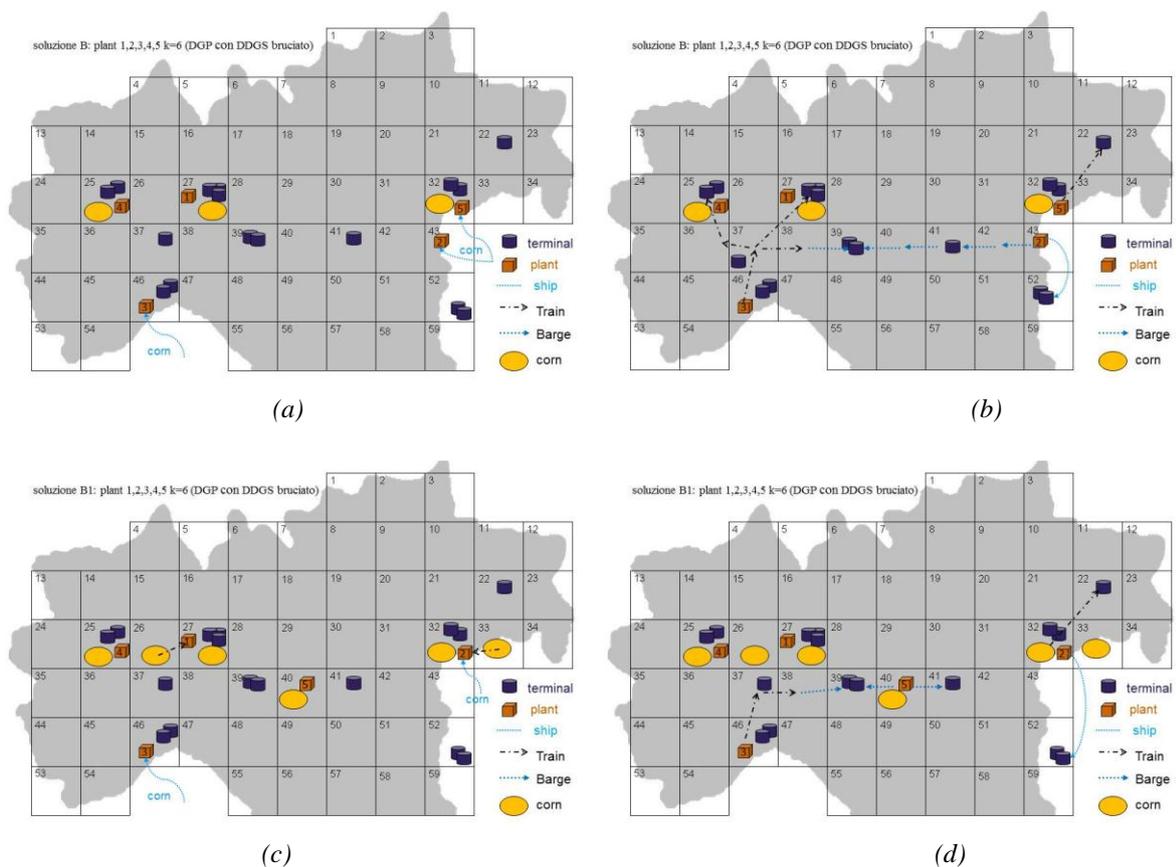


Figura 5.7. Soluzione B: approvvigionamento di biomassa (a) e distribuzione del prodotto (b)
 Soluzione B1: approvvigionamento di biomassa (c) e distribuzione del prodotto (d)

di installazione degli impianti cambia solamente nella disposizione di un impianto;

precisamente l'impianto 2 di Figura 5.7a e b, situato nella zona portuale di Ravenna, e l'impianto 5 di Figura 5.7c e d, situato invece nell'entroterra. La disposizione di questo impianto cambia le modalità di reperimento della biomassa. Si ha infatti che la soluzione B ottiene la maggior parte della biomassa da importazione (62% del fabbisogno) mentre la soluzione B1 ottiene la maggior parte della biomassa dagli impianti sul territorio interno (83% del fabbisogno). In Tabella 5.6 vengono presentati i costi di reperimento della biomassa, emissioni dovute al reperimento della biomassa e al trasporto del prodotto per le due soluzioni B e B1.

Tabella 5.6. Costi di reperimento della biomassa, emissioni dovute al reperimento della biomassa e al trasporto del prodotto per le due soluzioni B e B1

Soluzione	B	B1
Costo di reperimento della biomassa [€/ton]	118	125
Emissioni dovute al trasporto della biomassa [kgCO_{2eq}/ GJ_{EtOH}]	3.40	2.50
Emissioni dovute al trasporto del prodotto [kgCO_{2eq}/ GJ_{EtOH}]	0.046	0.029

Il diverso posizionamento di un impianto, rispetto alla rete di approvvigionamento e distribuzione, incide sul costo finale di reperimento della biomassa che, come osservabile in Tabella 5.6, è superiore nella configurazione della soluzione B1; con la nuova locazione viene favorita però una riduzione delle emissioni dovute al trasporto della biomassa ai centri di produzione. Si può notare inoltre che la locazione di questo impianto permette, come osservabile confrontando Figura 5.7b con Figura 5.7c, una semplificazione della logistica di distribuzione del prodotto e pertanto meno emissioni dovute a questa fase della ciclo del prodotto.

È stata infine effettuata una ottimizzazione ambientale volta ad indagare gli effetti che in carbon trading può avere sulle configurazioni di ottimo ambientale. La soluzione che emerge da questa ottimizzazione vede una configurazione con tutti gli impianti caratterizzati dalla tecnologia produttiva di seconda generazione LCEP $k=2$.

In Figura 5.8 viene presentato il comportamento della filiera all'interno dell' ETS attraverso la visualizzazione delle emissioni caratteristiche della filiera e delle quote scambiate rispetto al tetto imposto nei vari periodi di tempo.

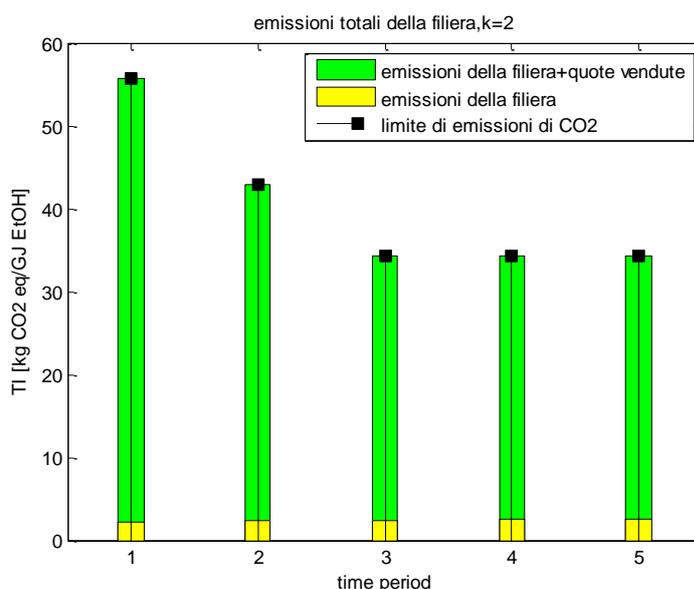


Figura 5.8. Emissioni della filiera e scambio di quote nei vari periodi di tempo nel caso di ottimo ambientale. Tecnologia caratteristica: LCEP $k=2$. Approccio 1.

Si osserva chiaramente che la configurazione di ottimo ambientale è caratterizzata da bassi livelli di emissione che permettono di sottostare ampiamente ai limiti imposti in ogni periodo. Essendovi ampio margine tra le emissioni di filiera e il limite di emissioni possibili, si ha la vendita di quote in ogni periodo considerato.

In Tabella 5.7 vengono presentati i quantitativi di anidride carbonica emessi e venduti dalla filiera e il limite di emissione concesso per ogni periodo.

Tabella 5.7. Emissioni specifiche, vendute e massime consentite in ogni periodo nel caso di ottimo ambientale. Tecnologia caratteristica: LCEP $k=2$. Approccio 1.

Periodi di tempo	1	2	3	4	5
TI_t [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	2.23	2.32	2.40	2.46	2.51
S_t^{all} [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	53.53	40.58	31.92	31.86	31.80
$Max_t^{CO_2}$ [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	55.77	42.90	34.32	34.32	34.32

Tabella 5.7 conferma che le emissioni caratteristiche sono ben al di sotto del limite imposto in ogni periodo e mostra inoltre l'elevato volume di quote commerciabili.

La configurazione spaziale della filiera rimane quella presentata in Figura 3.5, relativa, anche in quel caso alla configurazione di ottimo ambientale.

Anche per questa configurazione, similmente a quanto fatto in precedenza, è stata effettuata un'analisi di sensitività sul NPV al variare del prezzo dei crediti di emissione. In Tabella 5.8 vengono quindi presentati i vari NPV ottenuti e confrontati con il NPV caratteristico della

configurazione non inclusa nell'ETS, sempre caratterizzata da una filiera con la medesima tecnologia per gli impianti installati, rappresentata dal punto D di Figura 5.4.

Tabella 5.8. *Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA nel caso di ottimo ambientale. Tecnologia caratteristica: LCEP $k=2$. Approccio 1.*

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25	No ETS
NPV [Miliardi di €]	-2.29	-2.25	-2.20	-2.17	-2.14	-2.45
Tecnologia	$k=2$	$k=2$	$k=2$	$k=2$	$k=2$	$k=2$

Si osserva anzitutto che anche in questo caso non si ha una variazione tecnologica al variare del prezzo dei crediti di emissione. Inoltre si nota che per qualsiasi valore considerato per il prezzo degli EUA il NPV della configurazione di ottimo ambientale si mantiene negativo. Ciò indica che la tecnologia caratteristica del processo produttivo non permette, neppure con gli incentivi derivanti dall'ETS, con i prezzi delle quote considerati, l'autosostentamento della filiera.

In Figura 5.9 viene presentato il set di Pareto in cui è visualizzata la configurazione ottenuta dall'ottimizzazione ambientale considerando la filiera all'interno dell'ETS (con prezzo degli UEA pari a 15€) e le configurazioni ottenute nel Capitolo 3 (Fig3.3), con filiera non facente parte dell'ETS.

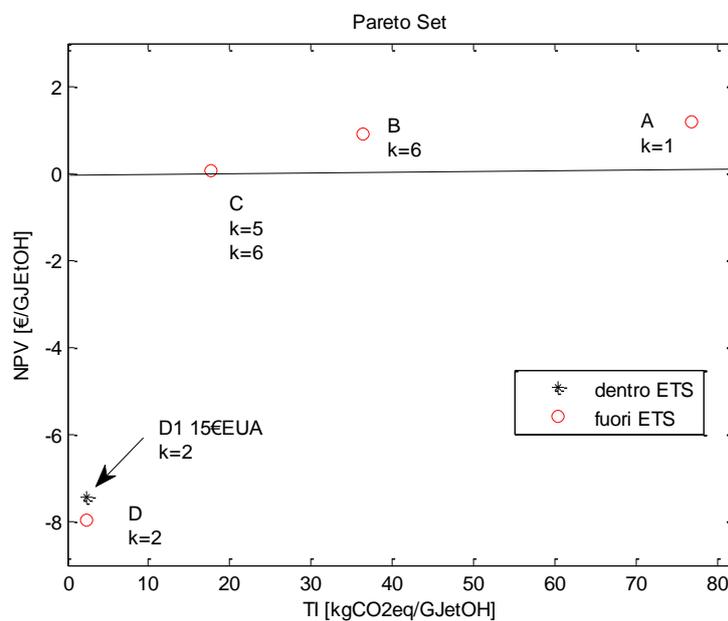


Figura 5.9. *Set di Pareto in cui è rappresentata la configurazione di ottimo ambientale ottenuta nell'approccio 1 (*), confrontata con le soluzioni trovate in Figura 3.3 considerando la filiera al di fuori dell'ETS (o).*

In Figura 5.9 si osserva come la configurazione di ottimo ambientale usualmente ottenuta considerando la filiera esterna all'ETS (punto D) possa migliorare il NPV grazie ai proventi

derivanti dalla vendita delle quote in eccesso, portandosi da $-7.90 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$ di D a $-7.42 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$ di D1; le emissioni specifiche rimangono le medesime ($2.4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{EtOH}}$) poiché, come già osservato, la configurazione spaziale è la medesima che emerge nell'ottimizzazione eseguita nel Capitolo 3.

In Figura 5.10 viene infine presentata un'analisi di sensitività ulteriore sul NPV al variare del prezzo dei crediti di emissione, portandosi al di fuori dell'intervallo di variazione storico considerato per gli EUA. Questa analisi è stata svolta al fine di trovare per quale valore del prezzo dei crediti di emissione la tecnologia LCEP riesca ad autosostenersi, presentano cioè un NPV pari a zero.

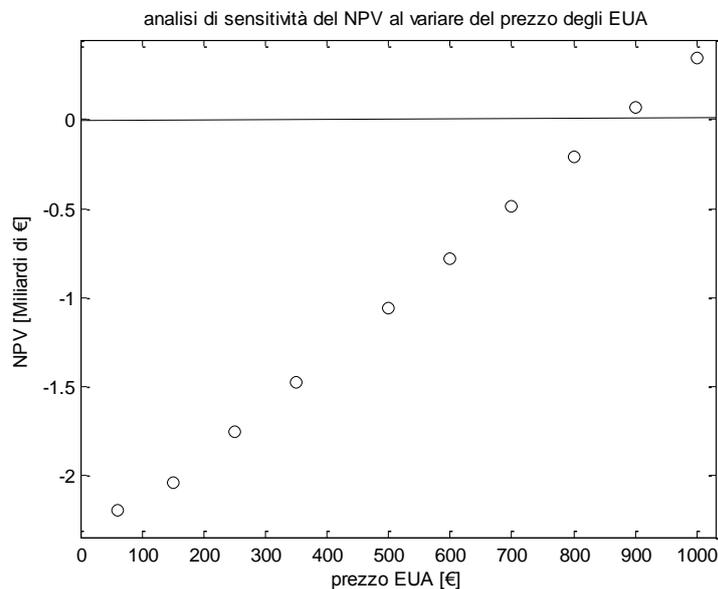


Figura 5.10. *Analisi di sensitività del NPV della configurazione di ottimo ambientale al variare del prezzo degli EUA, approccio 1.*

Da Figura 5.10 emerge che il valore del prezzo delle quote di emissione che permette l'autosostentamento della filiera con tutti gli impianti caratterizzati da una tecnologia LCEP, è compreso tra 800 e 900 euro. Tali valori, come si capisce osservando Figura 4.1 e Figura 4.2, sono ben oltre il valore di fluttuazione storico caratteristico del prezzo dei crediti. Questi valori inoltre mettono in evidenza per le tecnologie di seconda generazione la necessità di ulteriori miglioramenti tecnologici che permettano di diminuire il divario di redditività economica rispetto alle altre tecnologie produttive.

5.2.2 Analisi di sensitività sul comportamento della filiera non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica

Come anticipato in §2.3 il prezzo di vendita di energia elettrica alla rete, derivando essa da fonti rinnovabili, viene incentivato grazie ad una maggiorazione data dall'assegnazione di

Certificati Verdi (*green-credits*). Il risultato di questa pratica è la creazione di un mercato in cui alcuni soggetti possono vendere l'energia con maggiori margini di profitto rispetto ad altri, in modo da incentivare, almeno in teoria, modi di produzione dell'energia meno impattanti.

Si è scelto di eseguire una analisi di sensitività togliendo questi incentivi poiché si considera l'incentivazione per la filiera derivante unicamente dall'ETS.

Viene quindi effettuata un'analisi di sensitività sul comportamento della filiera all'interno dell'ETS secondo l'approccio 1 ma non considerando incentivi sul prezzo di vendita dell'energia elettrica ottenuta come prodotto secondario in alcuni processi di produzione dell'etanolo considerati. Il prezzo considerato in Giarola *et al.* (2011) vedeva una maggiorazione data dai Certificati Verdi di 112 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato di vendita dell'energia elettrica nel 2010, pari ad un valore di 68 €/MWh. In questa analisi di sensitività viene considerato il prezzo medio di vendita nel periodo da marzo a luglio 2012 pari a 70 €/MWh (www.autoritaenergia.it).

Anche in questo caso, la soluzione che emerge dall'ottimizzazione economica vede la filiera caratterizzata da una tecnologia di prima generazione DGP ($k=1$). Le dinamiche della filiera all'interno dell'ETS sono del tutto simili a quelle presentate in Figura 5.1. Viene infatti scelto di comprare i permessi di emissione necessari per permettere la produttività del processo. I valori caratteristici delle emissioni della filiera e permessi acquistati sono coincidenti con quelli presentati in Tabella 5.1.

Similmente al precedente approccio, è stata svolta un'analisi di sensitività sul NPV ottenuto dalla filiera variando il prezzo di acquisto degli EUA; anche in questo caso si è scelto come campo di variazione quello fornito dalle fluttuazioni del prezzo degli EUA nella fase I e nella fase II del programma (Figura 4.1 e 4.2). In Tabella 5.9 vengono presentati i valori di NPV e le tecnologie caratteristiche delle configurazioni ottenute al variare del prezzo degli EUA, confrontando inoltre tali valori con quello di riferimento, considerando la filiera fuori dall'ETS.

Tabella 5.9. *Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA nel caso di ottimo economico, non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica. Tecnologia caratteristica: DGP $k=1$.*

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25	No ETS
NPV [Miliardi di €]	3.5	3.48	3.38	3.3	2.96	3.64
Tecnologia	$k=1$	$k=1$	$k=1$	$k=1$	$k=1$	$k=1$

I valori di NPV ottenuti sono i medesimi di Tabella 5.2 escluso il NPV corrispondente al prezzo delle quote pari a 25€. In questo caso in NPV considerando 25€/EUA è lievemente inferiore rispetto al caso corrispondente precedente, rispettivamente con 2.96 miliardi contro

3 miliardi. Non si assiste in questo caso alla variazione tecnologica che vedeva l'introduzione di impianti a tecnologia DGP $k=6$, meno impattante rispetto alla DGP $k=1$, che permetteva la vendita al primo periodo di quote di emissione (Figura 5.3).

Si ricorda infatti che tale tecnologia infatti vede l'ottenimento, come sottoprodotto, di energia elettrica che, nel caso precedente, veniva considerata con un prezzo di vendita incentivato grazie ai Certificati Verdi, pari a 112 €/MWh.

La configurazione spaziale di questa soluzione è la medesima presentata in Figura 3.4 mentre la posizione nel set di Pareto, considerando ad esempio 5€/EUA, è la medesima del punto A1 in Figura 5.4.

Analogamente a quanto fatto in precedenza, è stata effettuata una ottimizzazione economica volta ad indagare quale fosse la configurazione, considerando la filiera interna all'ETS e senza *green-credits* per l'elettricità, che rispettasse i limiti di emissione imposti in ogni periodo. Da questa ottimizzazione è emersa una soluzione che vede una configurazione di filiera con gli impianti installati caratterizzati dalle tecnologie produttive di prima generazione DGP $k=1$ e $k=6$ e dalla tecnologia ibrida IGSP $k=5$.

In Figura 5.11 viene presentata la configurazione spaziale della filiera produttiva per questa soluzione.

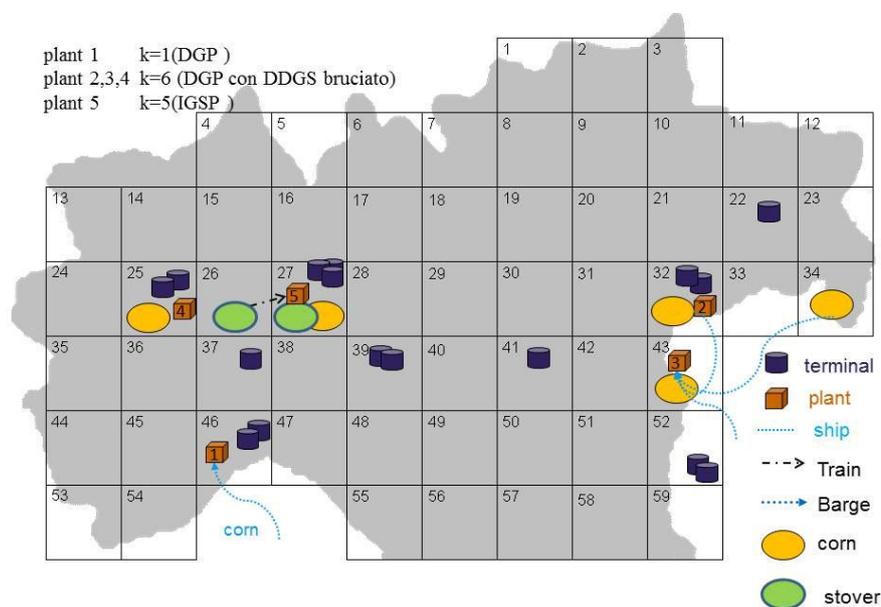


Figura 5.11. Configurazione di ottimo economico rispettante i limiti di emissione imposti in ogni periodo, non considerando *green-credits* per la vendita di energia elettrica. Tecnologie presenti: DGP $k=1$, DGP $k=6$ e IGSP $k=5$.

In Figura 5.11 si osserva che una parte della biomassa viene importata e conseguentemente si ha la locazione portuale di alcuni centri di produzione. In particolare l'impianto 1 è caratterizzato da una tecnologia DGP $k=1$ con importazione della totale biomassa necessaria

al processo, mentre gli impianti 2, 3 e 4 utilizzano una tecnologia DGP $k=6$ con parziale importazione della biomassa. L'impianto 5 è caratterizzato invece da una tecnologia IGSP $k=5$. Gli impianti 4 e 5 sono situati nell'entroterra e riescono ad ottenere tutta la biomassa necessaria da coltivazioni in situ e nelle zone limitrofe.

La collocazione temporale degli impianti vede l'installazione nel primo periodo degli impianti 1,2,3. Al terzo periodo si ha l'installazione dell'impianto 4 e infine nel quarto periodo dell'impianto 5.

In Figura 5.12 viene presentato il comportamento caratteristico della filiera all'interno dell'ETS visualizzando i quantitativi di anidride carbonica emessi dalla filiera e le eventuali quote vendute, in ogni periodo considerato.

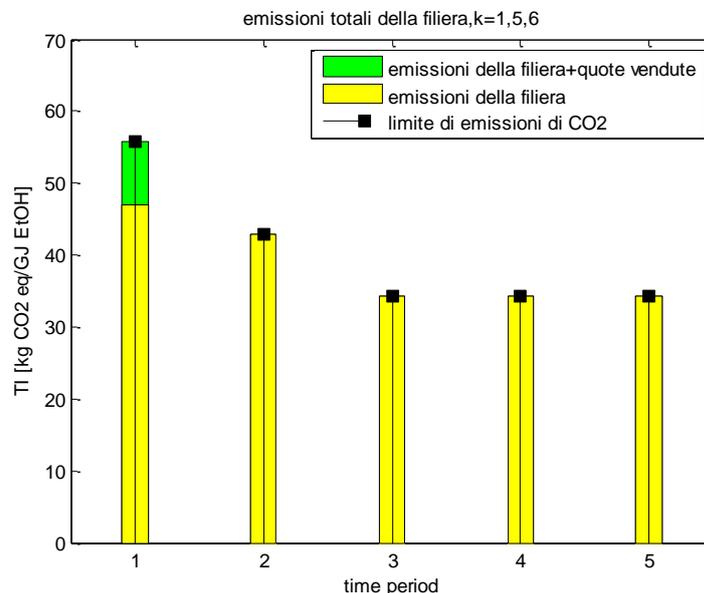


Figura 5.12. Emissioni e scambio di quote nel caso di ottimo economico sottostante i limiti di emissione imposti nei vari periodi di tempo, non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica. Tecnologie presenti: DGP $k=1$, $k=6$ e IGSP $k=5$.

Come richiesto la soluzione presenta emissioni che rispettano i limiti imposti in ogni periodo. Al primo periodo inoltre, presentando un margine rispetto al limite, si ha la vendita di un quantitativo di quote di emissione. Confrontando questa soluzione con quella parallela di Figura 5.5 si nota come al secondo periodo non si abbia la vendita di quote e le emissioni dei primi due periodi siano in media più alte. In Tabella 5.10 vengono presentati i quantitativi di anidride carbonica emessi e venduti dalla filiera per questa soluzione.

Tabella 5.10. Emissioni specifiche, vendute e massime consentite nel caso di ottimo economico sottostante i limiti di emissione imposti in ogni periodo, non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica. Tecnologie presenti: DGP $k=1, k=6$ e IGSP $k=5$.

Periodi di tempo	1	2	3	4	5
TI_t [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	46.89	42.90	34.32	34.32	34.32
S_t^{all} [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	8.88	-	-	-	-
$Max_t^{CO_2}$ [kgCO _{2equiv} /GJ _{EtOH}]	55.77	42.90	34.32	34.32	34.32

Confrontando questi valori con quelli in Tabella 5.4 vengono confermate le osservazioni in merito alle emissioni caratteristiche della filiera. Si nota infatti come il valore medio di emissioni ei primi due periodi per la soluzione di Figura 4.7 valga 44.89 kgCO_{2equiv}/GJ_{EtOH} contro i 36.16 kgCO_{2equiv}/GJ_{EtOH} della configurazione in Figura 5.5.

Considerando i valori del limite di emissione calcolati e confrontando con la disposizione temporale degli impianti e le relative tecnologie, si osserva come all'avanzare dei periodi e quindi all'abbassamento del tetto di emissioni corrisponda una installazione di impianti caratterizzati da tecnologie produttive sempre meno impattanti.

In Tabella 5.11 vengono presentati i valori di NPV e le tecnologie caratteristiche al variare del prezzo degli EUA nella soluzione di Figura 5.12.

Tabella 5.11. Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA, ottimo economico sottostante i limiti ambientali, non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica. Tecnologie presenti: DGP $k=1, k=6$ e IGSP $k=5$.

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25
NPV [Milioni di €]	53.7	54.3	55.6	56.8	57.6
Tecnologia	k=1,5,6	k=1,5,6	k=1,5,6	k=1,5,6	k=1,5,6

In questo caso non assistiamo ad alcuna variazione tecnologica al variare del prezzo degli EUA. Osservando invece i NPV corrispondenti e confrontandoli con quelli in Tabella 5.5 si nota come siano sensibilmente inferiori, venendo a cambiare l'ordine di grandezza. Questo è principalmente dovuto al fatto che due delle tecnologie scelte in questo caso ($k=6$ e $k=5$) ottengono energia elettrica dal processo produttivo ma, essendo il prezzo di vendita di questa inferiore, non riescono a contribuire maggiormente alla redditività economica.

In Figura 5.13 viene presentato il set di Pareto in cui è visualizzata la configurazione ottenuta da questa ottimizzazione economica, considerando cioè la filiera all'interno dell'ETS, senza green-credits, richiedendo il rispetto dei limiti emissivi in tutti i periodi, considerando 15€ come prezzo degli EUA, e le configurazioni ottenute nel Capitolo 3 (Figura 3.3), con filiera non facente parte dell'ETS.

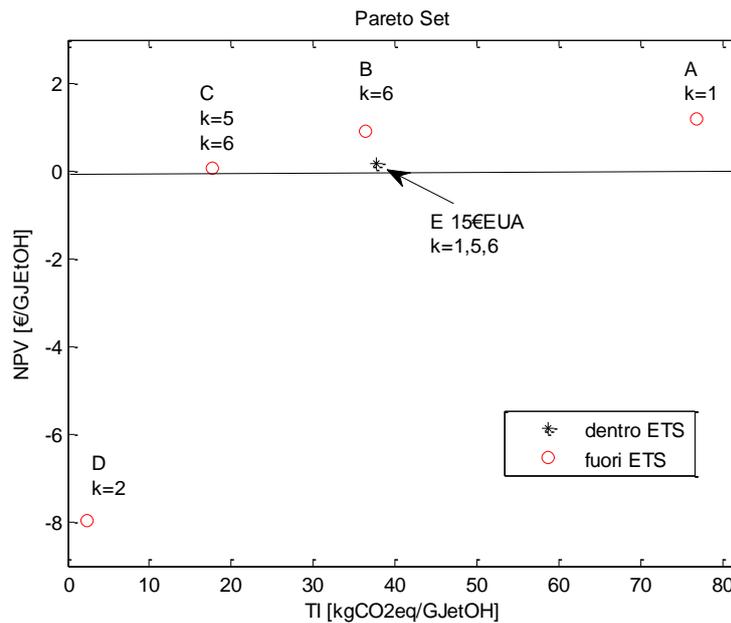


Figura 5.13. Set di Pareto in cui è rappresentata la configurazione di ottimo economico sottostante i limiti ambientali non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica (*), confrontata con le soluzioni trovate in Figura 3.3 considerando la filiera al di fuori dell'ETS (o).

Da Figura 5.13 appare chiaramente come la soluzione trovata (punto E) sia caratterizzata da un NPV inferiore rispetto alle soluzioni ai punti B e C. Questo punti infatti avevano un vantaggio economico derivante dalla vendita di energia elettrica e un vantaggio ambientale derivante da tecnologie poco impattanti come appunto la $k=5$ e $k=6$. La configurazione E, richiesta in un'ottimizzazione economica, non trovando più vantaggiosa la vendita di energia elettrica è costretta ad incrementare gli ingressi dalla vendita di sottoprodotto con un mercato redditizio quale il DDGS e quindi a considerare impianti con tecnologia DGP $k=1$. Al contempo però è vincolata al rispetto dei limiti ambientali in ogni periodo e quindi a limitare la presenza di impianti con tecnologia $k=1$, poiché più impattante. L'ottimizzazione porge quindi una configurazione con un solo impianto a tecnologia DGP $k=1$.

Analogamente a quanto fatto precedentemente è stata infine effettuata una ottimizzazione ambientale volta ad indagare gli effetti che in carbon trading può avere sulle configurazioni di ottimo ambientale, non considerando però incentivi sul prezzo di vendita dell'energia. La soluzione che emerge da questa ottimizzazione vede ancora una configurazione con tutti gli impianti caratterizzati dalla tecnologia produttiva di seconda generazione LCEP $k=2$. La configurazione spaziale della filiera è del tutto simile a quella presentata in Figura 3.5, relativa, anche in quel caso, alla configurazione di ottimo ambientale. Il comportamento della filiera nell'ETS è inoltre, quantitativamente e qualitativamente, coincidente rispettivamente con quello già presentato in Tabella 5.10 e in Figura 5.8.

In Tabella 5.12 vengono quindi presentati i NPV ottenuti al variare del prezzo dei crediti di emissione e confrontati con il NPV caratteristico della configurazione non inclusa nell'ETS, sempre caratterizzata da una filiera con la medesima tecnologia per gli impianti installati, rappresentata dal punto D di Figura 5.13.

Tabella 5.12. *Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA, ne caso di ottimo ambientale, non considerando green-credits per la vendita di energia elettrica. Tecnologia caratteristica: LCEP $k=2$.*

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25	No ETS
NPV [Miliardi di €]	-2.82	-2.80	-2.78	-2.76	-2.74	-2.45
Tecnologia	$k=2$	$k=2$	$k=2$	$k=2$	$k=2$	$k=2$

Dall'osservazione dei NPV in Tabella 5.12 e confrontando con i valori in Tabella 5.8 si nota chiaramente che nel caso in cui non si considerino i *green-credits* come incentivi al prezzo di vendita dell'energia elettrica il potenziale economico peggiora sensibilmente. La tecnologia caratteristica della configurazione di ottimo ambientale vede infatti l'ottenimento di elettricità dal processo produttivo e venendo ridotto notevolmente il prezzo di vendita si ha un abbassamento del NPV rilevante. In questo caso inoltre i proventi derivanti dalla vendita della quote in eccesso, immutati rispetto alla configurazione di Figura 5.8, non sono sufficienti a portare la filiera ad un NPV superiore a quello che presenta al di fuori dell'ETS.

5.2.3 Approccio 2

I risultati significativi forniti dall'approccio due riguardano la configurazione ottenuta richiedendo l'ottimo economico sottostante i limiti di emissione in ogni periodo, autodeterminati conseguentemente al comportamento della filiera secondo (5.4).

Da questa ottimizzazione emerge una soluzione caratterizzata da impianti installati con tecnologia DGP $k=1$ e DGP $k=6$.

In Figura 5.14 viene presentato il comportamento della filiera all'interno dell'ETS in questo caso.

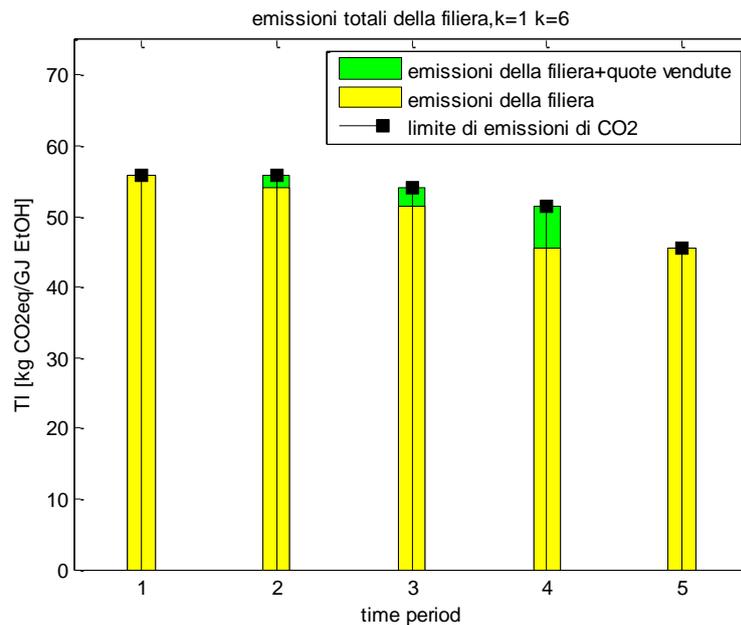


Figura 5.14. Emissioni e scambio di quote nei vari periodi di tempo nel caso di ottimo economico sottostante i limiti di emissione imposti. Tecnologie presenti: DGP $k=1$, $k=6$. Approccio 2.

Si osserva che, come richiesto, le prestazioni ambientali della filiera migliorano con l'avanzare dei periodi, come mostrano inoltre i dati di Tabella 5.13.

Si può notare chiaramente infatti che il limite specifico di emissioni in ogni periodo successivo al primo è posto pari alle emissioni caratteristiche della filiera nel periodo precedente. Venendosi a migliorare la prestazione ambientale in ogni periodo si crea un ulteriore margine per la vendita di quote che contribuisce a sua volta all'abbassamento delle emissioni permesse nel periodo successivo.

Tabella 5.13. Emissioni specifiche e quote vendute in ogni periodo nel caso di ottimo economico sottostante i limiti ambientali. Tecnologie presenti: DGP $k=1$, $k=6$. Approccio 2.

Periodi di tempo	1	2	3	4	5
TI_t [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	55.77	54.03	51.34	45.42	45.42
$Max_t^{CO_2}$ [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	55.77	55.77	54.03	51.34	45.42
S_t^{all} [kgCO ₂ equiv/GJ _{EtOH}]	-	1.73	2.69	5.91	-

Analogamente a quanto svolto in precedenza è stata effettuata una analisi di sensitività sul NPV finale al variare del prezzo delle quote di emissione.

In Tabella 5.14 vengono quindi presentati i NPV ottenuti al variare del prezzo dei crediti di emissione e confrontati con il NPV caratteristico della configurazione al di fuori dell'ETS, caratterizzata da una filiera con la medesima tecnologia per gli impianti installati, rappresentata dal punto B di Figura 5.B.

Tabella 5.14. *Analisi di sensitività sul valore del NPV al variare del prezzo degli EUA nel caso di ottimo economico sottostante i limiti di emissione. Tecnologie presenti: DGP k=1 DGP k=6. Approccio 2.*

EUA [€/ton]	5	10	15	20	25	No ETS
NPV [Miliardi di €]	278	285	293	297	303	277
Tecnologia	k=1,6	k=1,6	k=1,6	k=1,6	k=1,6	k=6

In Tabella 5.14 si osserva che all'aumentare del prezzo delle quote non si hanno variazioni nelle tecnologie caratteristiche degli impianti; si osserva inoltre che all'aumentare del prezzo delle quote si assiste ad un aumento del NPV. Ciò è dovuto al fatto che, aumentando il prezzo, diviene più redditizia la vendita di quote di emissione.

In Figura 5.15 viene presentato il set di Pareto in cui è visualizzata la configurazione ottenuta dall'ottimizzazione economica appena descritta, considerando la filiera all'interno dell'ETS (con prezzo degli UEA pari a 15€) e le configurazioni ottenute nel Capitolo 3 (Figura 3.3), con filiera non facente parte dell'ETS.

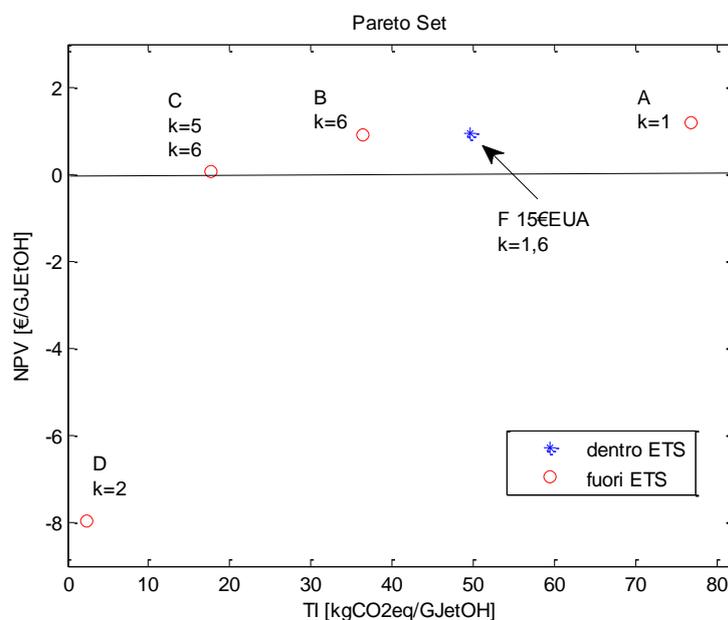


Figura 5.15. *Set di Pareto in cui è rappresentata la configurazione di ottimo economico sottostante i limiti di emissione imposti in ogni periodo secondo l'approccio 2 (*), confrontata con le soluzioni trovate in Figura 3.3 considerando la filiera al di fuori dell'ETS (o).*

In Figura 5.15 si può osservare chiaramente come le prestazioni ambientali vengano peggiorate rispetto alla configurazione rappresentata dal punto B, al di fuori dell'ETS. Ciò è dovuto principalmente al fatto che i limiti di emissione ottenuti, seppur decrescenti nel tempo, si mantengono in tutti i periodi successivi al primo, al di sopra dei limiti di legge ammessi; conseguentemente la configurazione rappresentata dal punto F presenta impianti con tecnologia produttiva DGP $k=1$ accanto ad impianti con tecnologia DGP $k=6$, che peggiorano notevolmente le prestazioni ambientali. La presenza di questi impianti permette però un lieve miglioramento del NPV, presentando la configurazione al punto F $0.96 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$ rispetto agli $0.89 \text{ €/GJ}_{\text{EtOH}}$ della configurazione al punto B.

5.3 Conclusioni

In questa parte è stato trattato l'inserimento della filiera di produzione all'interno dell'EU-ETS al fine di indagare gli effetti di una incentivazione derivante dalla possibilità di sfruttare le caratteristiche *environmental friendly* dei processi produttivi di bioetanolo. È stato infatti considerato, secondo la Normativa CE 2009/28, un limite di emissione caratteristico per la filiera calcolato, in ogni periodo, come riduzione rispetto all'equivalente emesso, a parità di energia, da combustibili fossili. In generale qualora la filiera riesca a sottostare al limite imposto si ha la possibilità di vendere quote, e quindi ricavi utili, in caso contrario si avrà l'acquisto, ovvero costi aggiuntivi.

L'ottimizzazione condotta con l'obiettivo squisitamente volto alla massimizzazione del profitto vede una configurazione di filiera caratterizzata da impianti installati con tecnologia produttiva di prima generazione DGP $k=1$. Questa configurazione presenta emissioni che eccedono i limiti imposti in ogni periodo e pertanto si viene a creare la necessità di acquisto di quote di emissione. Considerando prezzi dei permessi nel range di variazione storico della II fase, è stato possibile valutare il costo necessario per permettere l'esistenza della filiera in questa configurazione. Si è osservato però che considerando il prezzo dei permessi massimo storico (25€) si assiste ad un cambio di tecnologie produttive caratteristiche, portandosi verso tecnologie meno impattanti che permettono quindi una riduzione dell'onere di acquisto delle quote. È stata inoltre effettuata una ottimizzazione economica imponendo il rispetto dei limiti di emissione ricavati dalla Normativa in ogni periodo. La soluzione che emerge in questo caso vede la filiera con impianti caratterizzati interamente da una tecnologia DGP $k=6$. Per questa soluzione sono state analizzate le scelte che le permettono, confrontandola con la configurazione parallela ottenuta non includendo la filiera all'interno dell'ETS, di sottostare ai limiti di emissione in ogni periodo. Si è evidenziato come una diversa scelta nella logistica dei trasporti, sia per l'approvvigionamento di biomassa che per la distribuzione del prodotto, permette di ridurre le emissioni globali della filiera e rispettare i limiti di emissione imposti in

ogni periodo. Sempre con i limiti calcolati dalla Normativa è stata effettuata una ottimizzazione volta a minimizzare l'impatto ambientale della filiera. Da questa simulazione è emersa una configurazione con impianti caratterizzati da una tecnologia produttiva di seconda generazione LCEP $k=2$. L'ampio margine disponibile tra emissioni effettive della filiera e limiti ammessi di emissioni permette una consistente vendita di quote in ogni periodo che ha il conseguente effetto, pur mantenendosi negativo, di migliorare il valore del NPV.

Successivamente, seguendo sempre questo approccio, è stato effettuato un case-study non considerando incentivi derivanti dall'assegnazione di Certificati Verdi per la vendita di energia elettrica (sottoprodotto di alcune tecnologie produttive). L'ottimizzazione economica che impone il rispetto dei vincoli ambientali ha ottenuto come soluzione una configurazione con impianti caratterizzati da tecnologie miste di prima e seconda generazione DGP, IGSP ed LCEP. Infine è stata svolta una analisi imponendo una miglioramento della filiera in termini di emissioni specifiche, con l'avanzare dei periodi. Con tale approccio è stata ottenuta, nel caso di ottimo economico sottostante ai limiti in ogni periodo, una configurazione con impianti caratterizzati da tecnologie DGP $k=1$ e DGP $k=6$. La filiera, pur migliorando le emissioni specifiche in ogni periodo, è caratterizzata da emissioni che superano i limiti ammessi dalla Normativa in tutti i periodi successivi al primo.

Conclusioni

L'analisi condotta ha utilizzato gli strumenti propri della gestione strategica di filiera. In particolare, grazie ad una modellazione MILP, è stato possibile effettuare una progettazione e una pianificazione strategica della filiera di produzione di bioetanolo, collocandola in maniera esplicita sul territorio dell'Italia settentrionale e considerando un orizzonte temporale di attività di 15 anni. L'ottimizzazione della filiera è stata condotta sotto il duplice aspetto economico ed ambientale, imponendo la massimizzazione del NPV alla fine dell'orizzonte temporale e richiedendo la minimizzazione delle emissioni di gas serra di tutta la filiera. Questo Lavoro inoltre ha analizzato la possibilità di utilizzare superfici ausiliarie per la coltivazione della biomassa necessaria ai processi produttivi, rappresentate dalle superfici a riposo (*set-aside*). Questo aveva lo scopo di consentire un alleggerimento del carico produttivo di biomassa richiesto ai terreni normalmente adibiti a coltura, potendo destinare queste superfici interamente a colture con scopi energetici, sanando almeno in parte il conflitto tra terreni con utilizzo *food-for-food* e utilizzo *food-for-fuel*. I dati nazionali che quantificano tali superfici mostrano chiaramente una esigua disponibilità, con frazioni di superficie a riposo rispetto alla totale superficie regionale mediamente pari al 2%. Ciò è dovuto da una parte alla particolare conformazione del territorio considerato, fortemente urbanizzato e con un utilizzo intensivo dei suoli agricoli; dall'altra, ciò è dovuto all'abolizione nel 2009 dei sussidi diretti agli agricoltori per la messa a riposo obbligatoria dei terreni. È stato rilevato che la quantità di biomassa reperibile su questi terreni incide poco sul quantitativo totale di biomassa necessaria ai processi produttivi. L'ottimizzazione del modello porge diverse configurazioni possibili per la filiera a seconda che si privilegi l'aspetto economico o l'aspetto ambientale, creandosi così un set di soluzioni Pareto-ottimali. In particolare, la soluzione di ottimo economico è rappresentata da una configurazione con tutti gli impianti caratterizzati da una tecnologia produttiva di prima generazione (*Dry Grind Process*) e la peculiarità di ottenere il 70% della biomassa necessaria tramite importazione. Questa configurazione non rispetta però i vincoli di riduzione delle emissioni imposti dall'Unione. Ricercando soluzioni che rispettino sempre meglio tali vincoli emergono configurazioni con un numero di impianti installati con tecnologie di seconda generazione via via crescente, ma proprio per questo, prestazioni economiche decrescenti. È importante sottolineare però che la seconda generazione produttiva, pur manifestando i vantaggi di essere caratterizzata da bassi impatti ambientali e di non sottrarre terreni alle colture alimentari, non è ancora matura al punto da essere competitiva economicamente con la prima generazione. L'ottimo ambientale è costituito infatti da una configurazione con tutti gli impianti installati

caratterizzati da una tecnologia produttiva di seconda generazione (*Ligno Cellulosic Ethanol Process*), caratterizzato da emissioni specifiche molto basse rispetto alla prima generazione ma presenta un NPV nettamente negativo. Volendo quindi scegliere una soluzione che rispetti i limiti di emissione imposti ma che al contempo manifesti un autosostentamento economico, si trova una configurazione mista con una parte di impianti caratterizzata da tecnologia di prima generazione *dry Grind Process* con utilizzo del DDGS per produrre energia elettrica, e una parte con tecnologia ibrida *Integrated Grain-Stover Production*. Il Lavoro svolto ha inoltre considerato la possibilità di inserire la filiera all'interno dell'*Emission Trading System*. Ciò è motivato dal fatto che, nonostante tra settori coinvolti non vi sia attualmente quello delle bioenergie, è da considerare che in futuro tutti i settori produttivi, in quanto emettitori di gas serra, dovranno sottostare al sistema di scambio di quote in modo da poter globalmente rispondere in maniera efficace agli impegni ambientali presi. Il meccanismo di compravendita delle quote favorisce intrinsecamente i soggetti che manifestano bassi livelli di impatto ambientale, permettendo la vendita delle quote in eccesso. L'analisi è stata condotta considerando un range di valori del prezzo delle quote, da 5€ a 25€, dato dalle fluttuazioni storiche dei prezzi delle quote e assumendo la filiera nel suo complesso come soggetto unitario emettitore e quindi destinatario unico della compravendita. Il limite di emissioni di gas serra in ogni periodo dell'analisi è stato ricavato dalla Normativa CE 2009/28. Anche in questo caso l'ottimizzazione è stata condotta sia dal punto di vista economico che ambientale. L'ottimo economico mostra come in precedenza una configurazione con una tecnologia degli impianti installati di prima generazione. In questo caso però il superamento dei limiti di emissioni comporta un abbassamento del NPV poiché è necessario acquistare le quote eccedenti. È stata inoltre condotta una ottimizzazione economica imponendo il rispetto dei limiti di emissione in ogni periodo, escludendo la possibilità di comprare quote di emissione. La soluzione che emerge in questo caso vede la filiera con impianti caratterizzati interamente da una tecnologia di prima generazione che utilizza tuttavia il DDGS come combustibile in centrali cogenerative. Questa soluzione è caratterizzata dal rispetto dei limiti ambientali, come richiesto, e al contempo da un NPV positivo, che permette l'autosostentamento del processo. La configurazione di ottimo ambientale infine vede gli impianti installati caratterizzati da una tecnologia produttiva di seconda generazione LCEP. L'ampio margine disponibile tra emissioni effettive della filiera e limiti ammessi permette una consistente vendita di quote in ogni periodo; di conseguenza si ottiene un NPV migliore rispetto al caso senza incentivi, ma sempre ampiamente negativo, ciò dovuto alle intrinseche caratteristiche del processo produttivo. Questi risultati mostrano che le incentivazioni derivanti dal commercio di quote di carbonio non sono sufficienti a rendere competitivi quei processi che manifestano le prestazioni migliori in termini ambientali. È stato infatti calcolato che per rendere la filiera con tecnologia produttiva LCEP sarebbero necessari valori delle quote di emissioni estremamente elevati, al di fuori di ogni possibilità di mercato. Questo sottolinea

particolarmente come, da un lato queste tecnologie non siano mature al punto da essere competitive con le tecnologie di prima generazione, ma anche come sarebbero necessari interventi diretti a livello governativo per permettere l'esistenza, su scala industriale, di tali processi produttivi.

Appendice A

Modello della filiera di produzione

In questa sezione verrà riportato nei suoi caratteri principali il modello matematico che descrive la filiera di produzione di bioetanolo come sviluppato in Giarola *et al.* (2011). Verranno pertanto esposte le equazioni e i parametri principali utili ad una comprensione più approfondita delle modifiche descritte nei Capitoli 3 e 4. Per una descrizione più accurata si rimanda alla pubblicazione specifica.

A.1 Funzione obiettivo

La prima funzione obiettivo considerata è il $NPV[€]$ (*Net Present Value*) da cui deriva:

$$Obj_{eco} = -NPV \quad (A.1)$$

essendo il NPV definito sommando il flusso di cassa attualizzato (CCF [€]) con il capitale di investimento per l'installazione degli impianti (FCC [€]), ovvero:

$$NPV = CCF - FCC \quad (A.2)$$

La seconda funzione obiettivo consta nella minimizzazione dell'impatto ambientale dovuto ai gas serra (TGHG [kg di CO₂ equivalente]) derivanti dalle operazioni caratteristiche della filiera lungo l'orizzonte temporale considerato:

$$Obj_{env} = TGHG \quad (A.3)$$

essendo:

$$TGHG = \sum_t TI_t \quad (A.4)$$

dove TI_t [kg di CO₂ equivalente] sono le emissioni derivanti dalla produzione di etanolo in ogni periodo di tempo.

A.2 Modello economico

Il termine CCF di Eq.A.2 è definito come la somma dei flussi di cassa (CF_t [€]) in ogni periodo di tempo, moltiplicati per il fattore di attualizzazione, dipendente dal periodo di tempo ($dfCF_t$) e specifico per CF_t , secondo:

$$CCF = \sum_t CF_t \cdot dfCF_t \quad (A.5)$$

Con riferimento ad Eq.A.2 si ha inoltre:

$$FCC = \sum_t TCI_t \cdot dfTCI_t \quad (A.6)$$

dove TCI_t [€] è il capitale fisso di investimento per ogni periodo di tempo t e $dfTCI_t$ è il fattore di attualizzazione specifico per ogni TCI_t . Il fattore di attualizzazione è derivato da Peters, Timmerhaus e West (2003) :

$$dfTCI_t = \frac{1}{(1 + \zeta)^{3(t-1)}} \quad (A.7)$$

$$dfCF_t = \frac{3 + 3\zeta + \zeta^2}{3(1 - \zeta)^{2t}} \quad (A.8)$$

essendo ζ l'indice futuro di rendimento.

Il termine CF_t di Eq.A.5 è definito come:

$$CF_t = PBT_t + D_t - TAX_t, \forall t \quad (A.9)$$

dove è PBT [€/time period] è il ricavo prima della tassazione, D_t [€/time period] è la quota di ammortamento e TAX_t [€/time period] è la quota tassata in ogni periodo.

PBT_t è definito sottraendo dai ricavi economici (Inc_t [€/time period]) i costi operativi, fissi ($FixC_t$ [€/time period]) e variabili ($VarC_t$ [€/time period]), e sottraendo la quota di ammortamento per ogni periodo, ovvero:

$$PBT_t = Inc_t - VarC_t - FixC_t - D_t \quad (A.10)$$

TAX_t è definito come il totale capitale tassato. La tassazione è applicabile solamente qualora ci sia un ricavo; inoltre, TAX_t essendo una funzione di PBT_t renderebbe Eq.A.9 non lineare.

Il problema è superato scrivendo:

$$TAX_t \geq Tr \cdot PBT_t, \quad \forall t \quad (A.11)$$

$$TAX_t \geq 0, \forall t \quad (A.12)$$

dove Tr è l'imposta sul reddito.

I ricavi in ogni periodo (Inc_t , Eq.A.10) sono formati dalla somma degli introiti derivanti dalla vendita del prodotto j (etanolo, DDGS, elettricità) ottenuto dall'impianto di tecnologia k all'intervallo di tempo t . Si ha quindi:

$$Inc_t = \sum_j \sum_k \sum_g p_{j,k,g,t}^T \cdot MP_j, \forall t \quad (A.13)$$

dove $p_{j,k,g,t}^T$ è la portata di prodotto j [ton/time period o MWh/time period, dipende dalla natura del prodotto] ottenuto da un impianto di tecnologia k in una regione g nell'intervallo di tempo t , e MP_j è il prezzo di mercato del prodotto j [€/ton o €/MWh, dipende dalla tipologia di prodotto].

I prodotti j includono DDGS, etanolo ed elettricità e le rese quantitative di questi prodotti dipendono dalla tecnologia k caratterizzante gli impianti: per esempio il DDGS è venduto solo nelle tecnologie appartenenti al subset $tech(k)$; da ciò si ha:

$$p_{DDGS',k,g,t}^T = 0, \forall g, t, k \notin tech(k) \quad (A.14)$$

Il termine è ottenuto come una frazione degli ingressi totali, secondo una quota fissa φ , pertanto si ha:

$$FixC_t = \varphi \cdot Inc_t, \forall t \quad (A.15)$$

Il termine $VarC_t$ di Eq.A.10 è invece formato dai costi principali inerenti alle operazioni per una filiera di produzione biocarburante standard:

$$VarC_t = EPC_t + BPC_t + TCb_t + TCf_t, \forall t \quad (A.16)$$

dove BPC_t è il costo di produzione della biomassa [€/time period], TCb_t è il costo di trasporto della biomassa [€/time period], EPC_t è il costo di produzione dell'etanolo [€/time period] e TCf è il costo di distribuzione dello stesso [€/time period].

Nello specifico BPC_t è ottenuto moltiplicando la produzione totale di biomassa i , $Pb_{i,g,t}$ [ton/time period], prodotta in una regione g nell'intervallo t , per il costo di produzione unitario $UPC_{i,g}$ [€/ton]:

$$BPC_t = \sum_i \sum_g Pb_{i,g,t} \cdot UPC_{i,g}, \forall t \quad (A.17)$$

EPC_t è invece definito come la somma di due contributi principali: una funzione lineare che descrive la produzione totale di etanolo $p_{ethanol,k,g,t}^T$, e una quota fissa dipendente dalla tecnologia adottata:

$$EPC_t = \sum_k \left(c_{k,slope'} \cdot \sum_g p_{ethanol,k,g,t}^T + c_{k,intercept'} \cdot \sum_g Y_{k,g,t} \right), \forall t \quad (A.18)$$

dove $c_{k,slope'}$ [€/ton] e $c_{k,intercept'}$ [€/time period] sono vettori di coefficienti lineari specifici per ogni tecnologia k ; $Y_{k,g,t}$ è invece una variabile binaria posta 1 quando avviene l'installazione di un impianto di tecnologia k in una cella g all'intervallo t , posta uguale a 0 altrimenti.

I costi di approvvigionamento della biomassa e di distribuzione del prodotto vengono considerato come servizi forniti da terzi operanti nel settore industriale/dei trasporti/infrastrutturale, pertanto si ha:

$$TCb_t = \sum_{i,l} UTCb_l \cdot \left(\sum_{(g,g')} Qb_{i,g,l,g',t} \cdot LD_{g,g'} \cdot \tau_{g,l,g'} \right) + \sum_{i,g} UTCl^* \cdot Pb_{i,g,t} \cdot LD_{g-g}, \forall t \quad (\text{A.19})$$

$$TCf_t = \sum_{i,l} UTCf_l \cdot \left(\sum_{(g,g')} Qf_{i,g,l,g',t} \cdot LD_{g,g'} \cdot \tau_{g,l,g'} \right), \forall t \quad (\text{A.20})$$

dove $UTCb_l$ e $UTCf_l$ [€/ton Km] sono i costi unitari di trasporto per la biomassa i e per l'etanolo, attraverso la modalità di trasporto l ; $Qb_{i,g,l,g',t}$ [ton/time period] è la quantità di biomassa i che necessita di essere trasportata con la modalità l tra due celle g e g' nell'intervallo di tempo t ; $Qf_{i,g,l,g',t}$ [ton/time period] è la quantità di bioetanolo che deve essere trasportata con la modalità l tra due celle g e g' al tempo t ; $UTCl^*$ [€/ton Km] è il costo unitario di trasporto per la biomassa trasferita all'interno della cella g stessa; LD_{g-g} [Km] è la distanza media tra le celle g ; $LD_{g,g'}$ [Km] è la distanza locale ottenuta misurando il percorso rettilineo tra i centri di ciascuna cella g ; infine $\tau_{g,l,g'}$ è un fattore di tortuosità che tiene conto delle diverse morfologie incontrabili nel trasporto di modalità l .

A.3 Linearizzazione dei costi

Viene proposto un modello di linearizzazione (Liu et al. 2007, formulazione matematica proposta da Williams 1978) per descrivere gli investimenti di capitale e l'ammortamento nel tempo, variabili prettamente non lineari. D_t e TCl_t sono linearizzati introducendo due set di parametri discreti, i valori dei quali stabiliscono l'investimento di capitale ($CI_{p,k}$) per installare un impianto di produttività nominale p e tecnologia k , e determinare la corrispondente scala di impianto (ER_p).

La quantità di etanolo prodotta in una cella g al tempo t , è valutata come :

$$P_{ethanol,k,g,t}^T \leq \sum_p \lambda_{p,k,g,t} \cdot 3 \cdot ER_p, \forall k, g, t \quad (\text{A.21})$$

dove è una variabile che assume valore non nullo quando viene deciso l'investimento; [t/anno] è la potenzialità nominale dell'impianto di taglia p ; infine 3 è un fattore di conversione [anno/time period] che tiene conto della suddivisione dell'orizzonte temporale.

TCI_t è ottenuto dalla somma dei costi necessari all'installazione di un impianto di potenzialità p , tecnologia k , nella cella g , al tempo t , secondo:

$$TCI_t = \sum_p \sum_k \sum_g \lambda_{p,k,g,t}^{plan} \cdot CI_{p,k}, \forall t \quad (A.22)$$

essendo $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ una variabile strategica che assume valore non nullo solo nell'intervallo di tempo t in cui avviene l'investimento; è un set parametrico necessario per stimare l'investimento di capitale di un impianto di potenzialità p e tecnologia k .

Come metodo di ammortamento viene scelta la tipologia a quote costanti, che vede le varie quote determinate come frazione del costo fisso totale. Questo meccanismo non è però sufficiente per soddisfare esigenze più articolate di gestione di filiera, venendosi a creare la possibilità di investimenti derivanti da nuove installazioni durante il periodo considerato. Pertanto l'ammortamento va valutato in ogni periodo di tempo nel quale l'investimento ha luogo; si ha quindi:

$$D_t = \sum_p \sum_k \sum_g \lambda_{p,k,g,t} \cdot CI_{p,k} \cdot dk_k, \forall t \quad (A.23)$$

essendo $\lambda_{p,k,g,t}$ vincolata a $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ come segue:

$$\lambda_{p,k,g,t} = \lambda_{p,k,g,t-1} + \lambda_{p,k,g,t}^{plan}, \forall k, g, t \quad (A.24)$$

Inoltre le due variabili continue $\lambda_{p,k,g,t}$ e $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ sono vincolate alle decisioni strategiche di ogni intervallo di tempo da:

$$\sum_p \lambda_{p,k,g,t} = Y_{k,g,t}, \forall k, g, t \quad (A.25)$$

$$\sum_p \lambda_{p,k,g,t}^{plan} = Y_{k,g,t}^{plan}, \forall k, g, t \quad (A.26)$$

dove $Y_{k,g,t}^{plan}$ è la variabile binaria che indica la costruzione di un nuovo impianto di tecnologia k , di produttività p , in cella g e al tempo t , qualora assuma il valore unitario; $Y_{k,g,t}$ è la variabile ricorsiva che tiene traccia dell'installazione degli impianti nel tempo.

Secondo l'approccio proposto da Liu et al.(2007) devono sussistere inoltre i seguenti vincoli:

$$\lambda_{p,k,g,t} - y_{p-1,k,g,t} - y_{p,k,g,t} \leq 0, \forall k, g, t \quad p \in sub(p) \quad (A.26)$$

$$\lambda_{p,k,g,t}^{plan} - y_{p-1,k,g,t} - y_{p,k,g,t} \leq 0, \forall k, g, t \quad p \in sub(p) \quad (A.27)$$

$$y_{p,k,g,t} = 0, \forall k, g, t \quad p = 6 \quad (\text{A.29})$$

Il nuovo set di variabili binarie $y_{p,k,g,t}$ vincola la scelta delle variabili continue $\lambda_{p,k,g,t}$ e $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ in un range di soluzioni imponibile; per esempio $\lambda_{p,k,g,t}$ e $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ assumono valore non nullo per al massimo due intervalli di linearizzazione p e $p+1$ adiacenti.

Viene infine posto un altro vincolo tra le decisioni di investimento e la procedura di linearizzazione: il set $y_{p,k,g,t}$ è legato alle variabili decisionali di installazione $Y_{k,g,t}$ dalla seguente relazione:

$$\sum_{p=1}^{p-1} y_{p,k,g,t} = Y_{k,g,t}, \forall k, g, t \quad (\text{A.30})$$

A.4 Vincoli logici e bilanci di materia

In ogni nodo il sistema deve essere soggetto a vincoli logici così come ai bilanci di materia.

A.4.1 Vincoli strategici

Una filiera razionalmente progettata lungo un orizzonte temporale è basata sull'assunzione che una volta installato un impianto esso rimanga in esercizio per tutto il tempo rimanente. Questa considerazione è assicurata dalla seguente relazione:

$$Y_{k,g,t} = Y_{k,g,t-1} + Y_{k,g,t}^{plan}, \forall k, g, t \quad (\text{A.31})$$

La configurazione al primo anno è invece decisa inizializzando $Y_{k,g,t}$ come:

$$Y_{k,g,1}^{plan} = Y_{k,g}^{start}, \forall k, g \quad (\text{A.32})$$

dove è la variabile binaria che inizializza la logistica all'intervallo di tempo $t=1$.

Viene inoltre imposto che possa essere installato un solo impianto per cella:

$$\sum_k Y_{k,g,t} \leq 1, \forall t, g \quad (\text{A.33})$$

A.4.2 Vincoli produttivi

Eq.A.21 impone che la produttività di un certo impianto non superi la potenzialità produttiva dello stesso. Deve avere come limite inferiore la minima capacità produttiva dell'impianto: [ton/time period] è la minima quantità di prodotto ammessa in un impianto, secondo evidenze industriali. Pertanto:

$$P_{ethanol,k,g,t}^T \geq PCap^{\min} \cdot Y_{k,g,t}, \forall k, g, t \quad (A.34)$$

La produttività degli altri sottoprodotti appartenenti al set j possono essere calcolati secondo:

$$P_{DDGS',k,g,t}^T = Pf_{com',k,g,t} \cdot \delta, \forall k, g, t \quad (A.35)$$

$$P_{power',k,g,t}^T = P_{ethanol,k,g,t}^T \cdot \frac{\omega_k}{\rho}, \forall k, g, t \quad (A.36)$$

dove $P_{DDGS',k,g,t}^T$ [ton/time period] e $P_{power',k,g,t}^T$ [MWh/time period] rappresentano la quantità di DDGS ed elettricità prodotte;

δ è il fattore di conversione del DDGS a partire dal *corn* e ρ [Kg/L etOH] è la densità dell'etanolo; infine ω_k [KWh/L etOH] è l'eccedenza produttiva di elettricità specifica per ogni tecnologia k .

Il termine di Eq.A.35 rappresenta la quantità di etanolo prodotta utilizzando *corn* come biomassa. Essendo infatti possibile utilizzare diversi tipi di biomassa per produrre etanolo, in diversi processi produttivi, si ha che per ogni cella il totale etanolo prodotto è dato dalla somma delle diverse linee produttive, specifiche per le diverse biomasse:

$$P_{ethanol,k,g,t}^T = \sum_i Pf_{i,k,g,t}, \forall k, g, t \quad (A.37)$$

dove $Pf_{i,k,g,t}$ [ton/time period] è il contributo specifico della biomassa i alla totale produzione di etanolo ottenibile dalla tecnologia k , in una cella g e al tempo t ; Questa variabile dipende inoltre dal rapporto $\beta_{i,k}$ tra etanolo ottenuto per tipologia di biomassa i nelle tecnologia k :

$$Pf_{i,k,g,t} = P_{ethanol,k,g,t}^T \cdot \beta_{i,k}, \forall k, g, t \quad (A.38)$$

La domanda locale di biomassa i , $Db_{i,g,t}^T$, necessaria ad approvvigionare al tempo t l'impianto di cella g , dipende da due contributi. Il primo è la quantità di biomassa, *corn* o *stover*, da convertire, dipendente dal processo specifico e dalla produttività specifica di etanolo, $Pf_{i,k,g,t}$. Il secondo è la quantità di biomassa necessaria per la produzione di elettricità, caratteristica per ogni tecnologia k . Pertanto:

$$Db_{i,g,t}^T = \sum_k \frac{Pf_{i,k,g,t}}{\gamma_i} \cdot (1 + burn_{i,k}), \forall k, g, t \quad (A.39)$$

dove γ_i [ton_{EtOH}/ton_{Biomass}] è il fattore di conversione per ogni tipologia di biomassa i e $burn_{i,k}$ rappresenta la frazione di biomassa i coinvolta esclusivamente nella produzione di energia elettrica per ciascuna tecnologia k .

Le seguenti equazioni mostrano i bilanci di materia necessari a vincolare la produttività specifica di biomassa. Anzitutto si presenta il bilancio globale di massa per la produzione di bioetanolo:

$$\sum_l p_{ethanol,k,g,t}^T = Df_{g,t}^T + \sum_l \sum_{g'} (Qf_{g,l,g',t} - Qf_{g',l,g,t}), \forall g,t \quad (A.40)$$

dove [ton/time period] è la domanda di etanolo in ogni cella g al tempo t .

Anche la produttività di biomassa in ogni cella deve sottostare ai bilanci di materia, ovvero:

$$Pb_{i,g,t} = Db_{i,g,t}^T + \sum_l \sum_{g'} (Qb_{g,l,g',t} - Qb_{g',l,g,t}), \forall i,g,t \quad (A.41)$$

Inoltre la produttività di biomassa deve avere come limite superiore la totale disponibilità di biomassa effettiva ottenibile dalle coltivazioni per cella:

$$Pb_{i,g,t} \leq BA_{g,i}, \forall i,g,t \quad (A.42)$$

dove $BA_{g,i}$ [ton/time period] è un parametro che rappresenta la disponibilità di biomassa i per la produzione di etanolo nella cella g ; tale parametro dipende da caratteristiche agronomiche come la massima frazione di terreno arabile, coltivabile a biomassa per fini energetici (BCD_g^{\max}) e la resa della coltivazione della biomassa stessa $BY_{i,g}$ [ton/time period Km^2]. Per descrivere la disponibilità di biomassa è necessario introdurre altri parametri agronomici quali: la superficie attuale di cella GS_g [Km^2] e la percentuale di essa arabile, AD_g . Si ha quindi:

$$BA_{g,i} = GS_g \cdot BY_{i,g} \cdot AD_g \cdot BCD_g^{\max}, \forall g,i \quad (A.43)$$

È inoltre opportuno introdurre un parametro che descriva il quantitativo di biomassa prelevabile dalle produzioni ottenute dai terreni normalmente adibiti a coltura da destinarsi a fini energetici; viene pertanto introdotto un fattore di utilizzo per la biomassa ricavabile dai suoli coltivati, $quota_i$:

$$TPot_{i,t} \cdot quota_i \geq \sum_g (Pb_{i,g,t} \cdot IBF_g), \forall i,t \quad (A.44)$$

dove:

$$TPot_{i,t} = \sum_g (BA_{i,g} \cdot IBF_g), \forall i,t \quad (A.45)$$

Essendo IBF_g un parametro binario che assume valore unitario qualora nella cella g vi sia installazione di coltivazioni.

A.4.3 Vincoli al trasporto

Anzitutto è necessario assicurare che flussi di materiale i non entrino in loop interni alla cella g :

$$Qb_{i,g,l,g,t} = 0 \quad Qf_{g,l,g,t} = 0, \forall i, g, l, t \quad (\text{A.46})$$

È opportuno inoltre assicurare la realizzabilità fisica del trasporto, ad esempio non permettere trasporti fluviali quando non sono presenti vie fluviali:

$$Qb_{i,g,l,g',t} = 0 \quad Qf_{g,l,g',t} = 0, \forall i, g, l, g', t : (g, l, g') \neq Total_{g,t,g'} \quad (\text{A.47})$$

essendo $Total_{g,t,g'}$ le connessioni permesse tra le celle g e g' con la modalità di trasporto l .

A.4.4 Vincoli di fisici

Vengono imposti vincoli di non negatività ad alcune variabili per assicurare significato fisico alle stesse.

$$p_{ethanol,k,g,t}^T \geq 0, \forall k, g, t \quad (\text{A.48})$$

$$\lambda_{p,k,g,t} \geq 0, \forall p, k, g, t \quad (\text{A.49})$$

$$\lambda_{p,k,g,t}^{plan} \geq 0, \forall p, k, g, t \quad (\text{A.50})$$

$$Pb_{i,g,t} \geq 0, \forall i, g, t \quad (\text{A.51})$$

$$Qb_{i,g,l,g',t} \geq 0, \forall i, g, l, g', t \quad (\text{A.52})$$

$$Qf_{g,l,g',t} \geq 0, \forall g, l, g', t \quad (\text{A.53})$$

A.5 Modello ambientale

Facendo riferimento all'Eq.A.4 la definizione di deve tenere conto delle emissioni di ogni stadio di lavorazione s così come le emissioni derivanti dall'utilizzo dei sottoprodotti. Pertanto:

$$TI_t = \sum_s imp_{s,t}, \forall t \quad (\text{A.54})$$

dove $imp_{s,t}$ [kgCO_{2equiv}./time period] è il quantitativo di emissioni di gas serra derivante dalla singole operazioni s al tempo t . La quota di emissioni è definita in generale come:

$$impact_{s,t} = f_s \cdot F_{s,t}, \forall s, t \quad (\text{A.55})$$

dove $F_{s,t}$ [units/time period] è il flusso specifico di riferimento per ogni stadio s al tempo t , moltiplicato per un fattore globale di emissione f_s [kgCO_{2equiv}./unità] che rappresenta

l'emissione equivalente di anidride carbonica per ogni stadio s per unità di riferimento del flusso considerato.

A.5.1 Crescita della biomassa

Le emissioni di gas serra derivanti dalla crescita della biomassa derivano principalmente dalle pratiche agricole necessarie per permettere la coltivazione stessa e dalla regione in cui è locata la coltivazione. In particolare il rendimento ambientale di una coltivazione è legato alla quantità di fertilizzanti e pesticidi utilizzati, nonché dalle tecniche di irrigazione e dalle caratteristiche del suolo, differendo pertanto sensibilmente da regione a regione. Pertanto la fase di produzione della biomassa può essere definita come:

$$imp_{bpt,t} = \sum_i \sum_g fbg_{i,g} \cdot Pb_{i,g,t}, \forall t \quad (A.56)$$

Dove $fbg_{i,g}$ è l'emissione equivalente di anidride carbonica per unità di biomassa i ottenuta nella cella g [$kgCO_{2equiv./ton}$].

A.5.2 Pretrattamento della biomassa

L'impatto ambientale di questo stadio dipende dalla tipologia di biomassa i trattata e in particolare dal processo produttivo k utilizzato. Viene pertanto stimato un fattore medio emissivo $fbpt_i$ [$kgCO_{2equiv./ton}$] dipendente dalla tipologia di biomassa. Inoltre si considera che le emissioni dell'essiccamento e stoccaggio della biomassa siano dipendenti solo dal tipo e dalla quantità della stessa:

$$imp_{bpt,t} = \sum_i \sum_g fbpt_i \cdot Pb_{i,g,t}, \forall t \quad (A.57)$$

A.5.3 Sistema di trasporto

L'impatto ambientale dell'approvvigionamento delle biomassa e della distribuzione del prodotto dipende dalle caratteristiche del mezzo di trasporto usato. In generale però dipende dalla distanza percorsa e dall'ammontare del carico trasportato. Conseguentemente il fattore di emissione rappresenta il quantitativo di anidride carbonica emesso dalla modalità di trasporto l per Km percorso al tempo t , ovvero:

$$imp_{bpt,t} = \sum_{i,l} fbpt_l \cdot \left(\sum_{(g,g')} Qb_{i,g,l,g',t} \cdot LD_{g,g'} \cdot \tau_{g,l,g'} \right) + \sum_{i,g} fbt_l^* \cdot Pb_{i,g,t} \cdot LD_{g,g}, \forall t \quad (A.58)$$

$$imp_{ft,t} = \sum_l ffd_l \cdot \left(\sum_{(g,g')} Qf_{i,g,l,g',t} \cdot LD_{g,g'} \cdot \tau_{g,l,g'} \right), \forall t \quad (A.59)$$

A.5.4 Produzione del carburante

L'impatto ambientale dovuto alla fase di produzione del bioetanolo è connesso alla tipologia di materie prime, diverse dalla biomassa, utilizzate e dalle *utilities* necessarie al processo. Pertanto le emissioni di gas serra risultanti da questo stadio sono assunte proporzionali al quantitativo specifico di biomassa utilizzata nella produzione e indipendentemente dalla locazione. Si ha quindi:

$$imp_{fp,t} = \sum_i \sum_g \sum_k ffp_i \cdot Pf_{i,k,g,t}, \forall t \quad (A.60)$$

A.5.5 Crediti di emissione

L'effetto ambientale dei sottoprodotti, alcuni dei quali prodotti di valore in altri mercati, è essenzialmente quello di collocare l'impatto ambientale connesso con altre catene produttive. In questo lavoro, per stimare questa proprietà dell'impatto ambientale della produzione dei sottoprodotti, viene considerato il metodo di sostituzione proposto da Rickeard et al.(2004); questo metodo assegna al prodotto principale il totale delle emissioni prodotte per realizzarlo sottraendo però i crediti equivalenti alle emissioni fatte risparmiare alle catene produttive specifiche per ottenere il medesimo prodotto. Il principale sottoprodotto del processo di produzione che utilizza mais come biomassa è il DDGS. Questo può essere utilizzato come mangime alternativo per il bestiame o come combustibile in una centrale combinata per la produzione di energia elettrica e calore (Zamboni, Bezzo, et al.2009). Il principale sottoprodotto del processo che vede lo *stover* come biomassa è l'elettricità, derivante dall'utilizzo della lignina dello *stover* come combustibile in una centrale combinata: questa produzione di energia può essere utilizzata per il fabbisogno dell'impianto di produzione dell'etanolo e l'eccesso può essere venduto alla rete (USDOE 2002). In una tecnologia ibrida, comprendente una produzione di etanolo che utilizza sia mais che *stover*, posso essere esplorate due alternative: la vendita del DDGS e dell'elettricità in eccesso oppure è possibile bruciare il DDGS e la lignina in centrale.

Il modello è stato sviluppato tenendo in conto tutti questi contributi. I crediti di emissione vengono inclusi nel modello come termini negativi nel conteggio delle emissioni derivanti dalle fasi di produzione, ovvero:

$$imp_{ec,t} = - \sum_k \sum_g fec_k \cdot p_{ethanol,k,g,t}^T, \forall t \quad (A.61)$$

dove fec_k [kgCO_{2equiv}/ton] sono i crediti di emissione risparmiati grazie alla produzione di mangime e/o elettricità per tonnellata di etanolo prodotto dalla tecnologia k , nella regione g e nel periodo t .

Un'altra importante assunzione sta nel non considerare penalità dovute ad un utilizzo dei terreni diverso da quello agricolo. L'utilizzo di suoli per le colture energetiche sottrae questi terreni all'utilizzo agricolo primario per l'ottenimento di prodotti alimentari, costringendo ad acquistare sul mercato la quota mancante.

Appendice B

Dati geografici

In questa appendice vengono forniti i dati geografici caratteristici delle celle e i parametri calcolati per la modellazione del *set-aside*. In particolare in Tabella B1 vengono presentati i valori di area disponibile, ripartizione provinciale, ripartizione regionale e superficie a riposo per ogni cella della in cui è suddiviso il territorio considerato; in Tabella B2 vengono presentati i quantitativi regionali di terreni a riposo e quindi le relative frazioni regionali;

Tabella B.1 *superficie utile e attribuzione provinciale e regionale di ciascuna cella.*

grid	AG (km ²)	province ref.	Ripartizione provinciale pesata	Attribuzione regionale	Superficie a riposo FL(Km ²)
1	1875	Bolzano		Bolzano 1	0.1782
2	2500	Bolzano		Bolzano 1	0.2376
3	1500	Bolzano		Bolzano 1	0.1426
4	1250	Verbano		Piemonte 1	14.5183
5	1000	Lecco/Como/Sondrio	average values due to roughly equal grid subdivision	Lombardia 1	5.4927
6	1250	Sondrio		Lombardia 1	6.8659
7	2000	Sondrio/Brescia /Bolzano	weighted 1/2 1/4 1/4	Lombardia 3/4 Bolzano 1/4	8.2866
8	2500	Trento/Bolzano	weighted 3/4 1/4	Trentino 3/4 Bolzano 1/4	0.3327
9	2500	Trento/Bolzano/ Belluno	weighted 2/4 1/4 1/4	Trentino 2/4 Bolzano 1/4 veneto 1/4	5.6166
10	2500	Belluno/Pordenone	weighted 3/4 1/4	veneto/Friuli	27.4475
11	2500	Pordenone/Udine	weighted 1/4 3/4	Friuli	45.2899
12	1250	Udine		Friuli	22.6449
13	2000	Aosta		val d'Aosta	1.6807
14	2250	Aosta/Verbano/Biella	average values due to roughly equal grid subdivision	Piemonte/Aosta	18.0522
15	2500	Verbano/Varese/ Novara	weighted 2/5 2/5 1/5	Piemonte/Lombardi a (2/5)	22.9147

	2000	Como/lecco/Milano	weighted 2/5 2/5 1/5	Lombardia	10.9855
17	2500	Bergamo		Lombardia	13.7318
18	2500	Brescia/Trento	weighted 3/4 1/4	Lombardia/trentino	10.3900
19	2500	Trento/Verona/ Vicenza	weighted 6/8 1/8 1/8	Veneto/Trentino	5.6483
20	2500	Vicenza/Trento/ Treviso/Belluno	weighted 3/6 1/6 1/6 1/6	Veneto/Trentino	17.9774
21	2500	Treviso/Belluno /Pordenone	weighted 2/4 1/4 1/4	Veneto/Friuli	27.4475
22	2500	Udine/Pordenone/ Venezia	weighted 3/6 2/6 1/6	Veneto/Friuli	41.3249
23	1250	Udine/Gorizia/Trieste	weighted 3/6 2/6 1/6	Friuli	22.6449
24	2000	Torino		Piemonte	23.2292
25	2500	Torino/Vercelli/Biella	weighted 4/7 2/7 1/7	Piemonte	29.0365
26	2500	Vercelli/Novara/Pavia	average values due to roughly equal grid subdivision	Piemonte(2/3)/ Lombardia	23.9350
27	2500	Milano/Pavia/Lodi	weighted 5/8 2/8 1/8	Lombardia	13.7318
28	2500	Cremona/Brescia /Bergamo/Lodi	weighted 3/8 2/8 2/8 1/8	Lombardia	13.7318
29	2500	Brescia/Mantova/ Verona	weighted 4/6 1/6 1/6	Lombardia/veneto	15.0265
30	2500	Verona		Veneto	21.5000
31	2500	Vicenza/Padova	average values due to roughly equal grid subdivision	Veneto	21.5000
32	1500	Treviso/Padova/ Venezia	weighted 3/6 2/6 1/6	Veneto	12.9000
33	750	Venezia		Veneto	6.4500
34	250	Trieste		Friuli	4.5290
35	2500	Torino/Cuneo	weighted 3/4 1/4	Piemonte	29.0365
36	2500	Cuneo/Torino/asti	average values due to roughly equal grid subdivision	Piemonte	29.0365
37	2500	Alessandria/Asti/Pavia	weighted 4/6 1/6 1/6	Piemonte/Lombardi a (1/6)	26.4858
38	2500	Pavia/Piacenza /Alessandria	weighted 5/8 2/8 1/8	Lombardia(5/8)/Pie monte(1/8)/Emilia(2/8)	20.3002

39	2500	Piacenza/Parma /Lodi/Cremona	weighted 4/7 1/7 1/7 1/7	Lombardia(2/7)/Em ilia(5/7)	19.0521
40	2500	Parma/Cremona/ Mantova/Reggio E.	weighted 2/7 2/7 2/7 1/7	Lombardia/Emilia	21.7123
41	2500	Mantova/Verona/ Modena	weighted 3/7 2/7 2/7	Lombardia/Emilia /Veneto	19.0521
42	2500	Rovigo/Padova/Ferrara	weighted 3/7 2/7 2/7	Veneto/Emilia	24.6008
43	1500	Rovigo/Venezia/ Ferrara	weighted 2/4 1/4 1/4	Veneto/Emilia	14.5279
44	2500	Cuneo		Piemonte	29.0365
45	2500	Cuneo/Savona	weighted 3/4 1/4	Piemonte/Liguria	25.9228
46	1750	Genova/Alessandria	average values due to roughly equal grid subdivision	Piemonte/Liguria	15.9663
47	2000	Genova/Alessandria/ Piacenza	average values due to roughly equal grid subdivision	Liguria/Piemonte /Emilia	20.7923
48	2500	parma/cremona/ Mantova/ReggioE.		Lombardia/Emilia	23.0424
49	2500	Reggio Emilia/parma	average values due to roughly equal grid subdivision	Emilia	32.3529
50	2500	Modena/bologna	average values due to roughly equal grid subdivision	Emilia	32.3529
51	2500	Ferrara/Bologna/ Ravenna	weighted 2/5 2/5 1/5	Emilia	32.3529
52	1000	Ferrara/Ravenna	average values due to roughly equal grid subdivision	Emilia	12.9412
53	1000	Imperia		Liguria	6.6326
54	1500	Imperia/Savona	average values due to roughly equal grid subdivision	Liguria	9.9490
55	1500	La Spezia		Liguria	9.9490
56	2500	Reggio Emilia		Emilia	32.3529
57	2500	Bologna		Emilia	32.3529
58	2500	Forli/Ravenna	average values due to roughly equal grid subdivision	Emilia	32.3529
59	1750	Forli/Ravenna	average values due to roughly equal grid subdivision	Emilia	22.6471

Tabella B.2 Superfici libere e totali per regione.

Regioni	Superficie a riposo [ha]	Superficie totale regionale [ha]	YregFL [-]	YregFL [%]
Piemonte	15 099	1 300 000	0.0116	1.1615
Valle d'Aosta	100	119 000	0.0008	0.0840
Lombardia	650	1 230 000	0.0055	0.5493
Liguria	6 800	98 000	0.0066	0.6633
Trentino alto Adige	130	892 000	0.0001	0.0146
<i>Bolzano/Bozen</i>	46	484 000	0.0001	0.0095
Veneto	8 600	1 000 000	0.0086	0.8600
Friuli-Venezia Giulia	5 000	276 000	0.0181	1.8116
Emilia-Romagna	17 600	1 360 000	0.0129	1.2941

Nomenclatura

Indici

$c \in C$	coefficiente di linearizzazione dei costi, $C = \{slope, intercept\}$
$g \in G$	celle computazionali, $G = \{1, \dots, 60\}$
$g' \in G$	set di celle diverse da g
$i \in I$	tipo di biomassa, $I = \{mais, stover\}$
$j \in J$	tipo di prodotto, $J = \{ethanol, DDGS, power\}$
$k \in K$	tecnologie produttive, $K = \{1, \dots, 10\}$
$o \in O$	funzione obiettivo, $O = \{eco, env\}$
$p \in P$	discretizzazione delle potenzialità degli impianti, $P = \{1, \dots, 6\}$
$s \in S$	fasi del ciclo di vita del prodotto, $S = \{bg, bpt, bt, fp, fd, ec\}$
$t \in T$	periodi di tempo, $T = \{1, \dots, 5\}$

Sotto-indici

$tech(k) \subset K$	sotto-indice di tecnologie che possono vendere DDGS, $tech(k) = \{1, 5, 6\}$
$Local_{g,l,g'} \forall l, g \text{ e } g'$	limiti di realizzabilità per le connessioni locali con la modalità l tra la cella g e g'
$Total_{g,l,g'} \forall l, g \text{ e } g'$	connessioni totali permesse per ogni prodotto i attraverso la modalità l tra le celle g e g'

Scalari

δ	fattore di conversione specifica per il DDGS, 0.954 [t_{DDGS}/t_{EtOH}]
ϕ	costi fissi % sui ricavi, 0.15 [-]
LHV_e	potere calorifico inferiore dell'etanolo, 26.952 [GJ/t_{EtOH}]
$M\&S_t$	Indice di Marshall e Swift al periodo considerato t [-]
$M\&S_{t_ref}$	Indice di Marshall e Swift di riferimento all'anno t_ref [-]
ρ	densità dell'etanolo, 0.7891 [t/L]
Tr	taxation rate, 0.36 [-]
$PCap^{\min}$	minima produttività consentita, [$t_{EtOH}/\text{time period}$]

Parametri

AD_g	densità di superficie arabile [$km^2_{arabile}/km^2_{superficie\ della\ cella}$]
BCD_g^{\max}	massima densità di coltivazione nella cella g , [$km^2_{coltivazione}/km^2_{terra\ arabile}$]
$dfTCI_t$	fattore di ammortamento dell'investimento al periodo t [-]
$dfCF_t$	fattore di ammortamento del cash flow al periodo t [-]
dk_t	quota di ammortamento al periodo t [-]
$etperc_t$	frazione di miscelazione della benzina con l'etanolo al periodo t [-]
ω_k	surplus di energia elettrica per ogni tecnologia produttiva k , [kWh_{el}/L_{EtOH}]
ER_p	portata di etanolo prodotto da ogni impianto di produttività p , [t_{EtOH}/year]
γ_i	fattore di conversione specifico per ogni tipo di biomassa i , [$t_{EtOH}/t_{biomass}$]
GHG_g	quantità di anidride carbonica specifica emessa da un combustibile fossile [$kgCO_{2eq}/GJ$]
GHG_r	risparmio percentuale di emissioni di gas serra richiesto ai biocarburanti rispetto ai combustibili fossili, variante nel tempo secondo la Normativa EC 2009/28.
GS_g	superficie di cella [km^2]

GS_g^{sa}	superficie di terreni a riposo disponibile per cella [km ²]
$Max_t^{CO_2}$	quantità di emissioni prodotte dalla filiera massima in ogni periodo t [kg CO _{2eq} /time period]
MP_j	prezzo di mercato del prodotto j [€]
MP_{all}	prezzo di mercato delle quote di emissione [€]
$quota_i$	frazione di biomassa utilizzabile per scopi energetici [-]
$BA_{g,i}^{sa}$	disponibilità di biomassa i nella cella g dalle superfici a riposo, [t/time period]
$BAn_{g,i}$	disponibilità di biomassa i per la produzione di etanolo nella cella g da terreni normalmente adibiti ad agricoltura [t/time period]
$BAy_{g,i,t}^{sa}$	disponibilità di biomassa i nella cella g dalle superfici a riposo considerando una resa dei suoli del 70% al primo periodo di utilizzo, [t/time period]
BY_i	resa di biomassa i nella cella g , [t _{biomass} /time period km ²]
$fbg_{i,g}$	fattore di emissione per la crescita della biomassa i in cella g , [kg CO _{2eq} /t _{biomass}]
$fbpt_i$	fattore di emissione per il pretrattamento della biomassa i in cella g , [kg CO _{2eq} /t _{biomass}]
fbt_l	fattore di emissione per l'approvvigionamento dei biomassa tramite il mezzo l , [kg CO _{2eq} /t _{biomass} km ²]
ffp_i	fattore di emissione per la produzione di etanolo dalla biomassa i , [kg CO _{2eq} /t _{EtOH}]
ffd_l	fattore di emissione per il trasporto della biomassa attraverso il mezzo l , [kg CO _{2eq} /t _{EtOH} km ²]
fec_k	<i>emission savings</i> per ogni tecnologia produttiva k , [kg CO _{2eq} /t _{EtOH}]
$LD_{g,g'}$	distanza locale di trasporto tra le celle g e g' , [km]

$PC_{p,t}$	costo di produzione linearizzato per l'impianto di potenzialità p e tecnologia k [€/time period]
$PCap_p$	capacità dell'impianto di taglia p utilizzata per la linearizzazione dei costi [t/time period]
$quota_i^n$	fattore di utilizzo che indica quanto della biomassa i prodotta è destinata alla filiera di etanolo [-]
$quota_i^{sa}$	fattore di utilizzo che indica quanto della biomassa i -esima prodotta è destinata alla filiera di etanolo [-]
$\tau_{g,l,g'}$	fattore di tortuosità utilizzando il mezzo l tra la cella g e g' [-]
$UPC_{i,g}$	costo di produzione unitario per la biomassa i nella cella g , [€/t _{biomass}]
$UTCb_{i,l}$	costo di produzione unitario per la biomassa i utilizzando il mezzo l , [€/t _{biomass}]
$UTCf_l$	costo di trasporto unitario utilizzando il mezzo l , [€/t _{EtOH}]

Variabili continue

BPC_t	costo di produzione della biomassa nel periodo t , [€/time period]
CCF	discounted Cumulative Cash Flow, [€]
CF_t	Cash Flow nel periodo t , [€/time period]
D_t	quota di ammortamento nel periodo t , [€/time period]
$Df_{g,t}^F$	domanda di etanolo nella cella g nel periodo t , [t/time period]
$Db_{i,g,t}^T$	domanda di biomassa I nella cella g nel periodo t , [t/time period]
EPC_t	costo di produzione dell'etanolo nel periodo t , [€/time period]
FCC	costo di impianto attualizzato, [€]
FCC_t	costo di impianto attualizzato nel periodo t , [€/time period]
$FixC_t$	costi fissi nel periodo t , [€/time period]

$Imp_{s,t}$	impatto ambientale per la fase di produzione del prodotto s nel periodo t , [kg CO _{2eq} /time period]
Inc_t	ricavi nel periodo t , [€/time period]
$\lambda_{p,k,g,t}$	variabile di linearizzazione del TCI per la potenzialità p e per la tecnologia k , nella cella g nel periodo t
NPV	net present value, [€]
obj_o	funzione obiettivo espressa come l'opposto del NPV , [€], o come impatto ambientale totale, [t CO _{2eq}]
P_all_t	quantità di quote di emissione comprate [kg CO _{2eq} /time period]
PBT_t	ricavi prima della tassazione dalla tecnologia produttiva k nel periodo t , [€/time period]
$Pb_{i,g,t}$	portata di biomassa i ottenuta nella cella g nel periodo t , [t/time period]
$Pbcum_{g,i,t}$	produttività di biomassa cumulata nel tempo [t/time period]
$Pf_{i,k,g,t}$	portata di etanolo prodotta dalla biomassa i con la tecnologia di produzione k nella cella g nel periodo t , [t/time period]
$P^T_{j,k,g,t}$	produzione totale del prodotto j con la tecnologia k nella cella g nel periodo t , [t/time period] or [MWh/time period]
$Qb_{i,g,l,g',t}$	quantità trasportata di biomassa i tra le cella g e g' attraverso il mezzo l nel periodo t , [t/time period]
$Qf_{g,l,g',t}$	quantità di etanol trasportata dalla cella g e g' utilizzando la modalità di trasporto l nel periodo t , [t/time period]
S_all_t	quantità di quote di emissione vendute in ogni periodo [kg CO _{2eq} /time period]
$TAR_{j,k,t}$	ricavi ottenuti dalla vendita del prodotto j correlato alla tecnologia produttiva k nel periodo t , [€/time period]

TAX_t	quantitative di tasse pagate nel periodo t , [€/time period]
TCb_t	costo di trasporto della biomassa nel periodo t , [€/time period]
TCf_t	costo di trasporto dell'etanolo nel periodo t , [€/time period]
TCI_t	investimento totale nel periodo t , [€]
$TGHG$	impatto ambientale totale di gas serra, [kg of CO _{2eq}]
TI_t	impatto ambientale della filiera nel periodo t , [kg CO _{2eq} /time period]
$TPot_{i,t}^n$	produzione totale di biomassa i al tempo t dai terreni normalmente adibiti ad agricoltura [t/time period]
$TPot_{i,t}^{sa}$	produzione totale di biomassa i al tempo t dai terreni a <i>set-aside</i> [t/timep]
$VarC_t$	costi variabili nel periodo t , [€/time period]

Variabili binarie

$y_{p,k,g,t}$	1 se un impianto di tecnologia k e potenzialità p viene installato nella cella g nel periodo t , 0 altrimenti
$Y_{k,g,t}$	1 se un impianto di tecnologia k è già installato nella cella g nel periodo t , 0 altrimenti
$Y_{k,g,t}^{plan}$	1 se l'installazione di un impianto con tecnologia k viene pianificato nella cella g durante il periodo t , 0 altrimenti
$Y_{k,g}^{start}$	1 se l'installazione di un nuovo impianto con tecnologia k viene pianificata nella cella g all'inizio dell'orizzonte temporale, 0 altrimenti

Acronimi

CHP	Combined Heat and Power
DDGS	Distiller's Dried Grains with Solubles
DGP	Dry-Grind Process
ET	Emission Trading
ETS	Emission Trading System

EU	European Union
EU-ETS	European Union Emission Trading System
GHG	Greenhouse Gas
IEA	International Energy Agency
IGSP	Integrated Grain-Stover Process
LCA	Life Cycle Analysis
LCEP	Ligno-Cellulosic Ethanol Process
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MIP	Mixed Integer Programming
M&S	Marshall and Swift Equipment Cost Index
MoMILP	Multi-objective Mixed Integer Linear Programming
MoMP	Multi-objective Mathematical Programming
NEB	Net Energy Balance
NPV	Net Present Value
ROI	Return On Investment
SC	Supply Chain
SCA	Supply Chain Analysis
SCM	Supply Chain Management
TTW	Tank-To-Wheel
WTT	Well-To-Tank

Riferimenti bibliografici

- Aden, A., Ruth, M., Ibsen, K., Jechura, J., Neeves, K., Sheehan, J., Wallace, B., Montagne, L., Slayton, A., Lukas, J. (2002). *Lignocellulosic biomass to ethanol process design and economics utilizing co-current dilute acid prehydrolysis for corn stover*. NREL (National Renewable Energy Laboratory), (U.S.A).
- ARETÈ & DEIAgra (2008). Evaluation of the set aside measure 2000 to 2006. Final report Dipartimento di Scienze Agrarie, Università di Bologna (Italia).
- Beamon, B.M. (1998). Supply chain design and analysis: Models and Methods. *International journal of Production Economics*, **55**, 281-294.
- Bernardi, A. (2011). Pianificazione strategica delle filiere di produzione di bioetanolo: opzioni tecnologiche e impatto sulle risorse idriche. *Tesi di Laurea in Ingegneria Chimica*, DIPIC, Università di Padova (Italia).
- CE (1985). Regolamento n. 797/85 del Consiglio del 12 Marzo 1985. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 93/1**.
- CE (1988). Regolamento n. 1094/88 del Consiglio del 24 Aprile 1988. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 391/1**.
- CE (1989). Decisione della Commissione del 19 Giugno 1997 (97/418/CEE). *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 177/26**.
- CE (1997). Decisione della Commissione del 26 Ottobre 1989 (89/651/CEE). *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 391/1**.
- CE (1999a). Regolamento n. 1251/99 del Consiglio del 17 Maggio 1999. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 160/133**.
- CE (1999b). Regolamento n. 1259/99 del Consiglio del 17 Maggio 1999. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 160/133**.
- CE (2003a). Regolamento n. 1782/2003 del Consiglio del 29 Settembre 2003. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 270/1**.
- CE (2003b). Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 Ottobre 2003. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 275/32**.
- CE (2007). Regolamento n. 1107/2007 del Consiglio del 26 Settembre 2007. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 253/1**.
- CE (2009a). Regolamento n. 73/2009 del Consiglio del 19 Gennaio 2009. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 30/16**.
- CE (2009b). Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 Aprile 2009. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 140/16**.

- CE (2009c). Direttiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 Aprile 2009. *Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea*, **L 140/63**.
- CONCAWE, EURCAR and IRC (2007). *Well-toWheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context: WELL-TO-TANK report*. Brussels: European Commission.
- Dal Mas, M. (2009). Pianificazione ed ottimizzazione della supply chain nella produzione di bioetanolo di prima generazione in presenza d'incertezza sul costo della materia prima. *Tesi di Laurea in Ingegneria Chimica*, DIPIC, Università di Padova (Italia).
- DL (2006a). Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216. *Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana*.
- DL (2006b). Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216, decisione di assegnazione 2008-2012. *Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana*.
- Dunnett, A., & Shah, N. (2007). Prospects for bioenergy. *Journal of Biobased Materials and Bioenergy*, **1**, 1-18.
- Fabbri, P. (2008). Mercato delle Emissioni ad effetto Serra. Final Report, *Università di Parma Dipartimento di Economia* (Italia).
- Franceschin, G., Zamboni, A., Bezzo, F., Bertucco, A. (2008). Ethanol from Corn a Technical and Economical Assessment Based on Different Scenarios. *Chemical Engineering Research and Design*, **86**, 488-98.
- Garbero, M. (2008). Verso l'etanolo di seconda generazione: la ricerca industriale in Italia. Traffic and the city, carburanti e innovazione tecnologica. *Convegno AIDIC (Associazione Italiana di Ingegneria Chimica)*, Padova, 19 Dicembre 2008.
- Giarola, S., Zamboni, A., Bezzo, F. (2011). Spatially explicit multi-objective optimisation for design and planning of hybrid first and second generation biorefineries. *Computers & Chemical Engineering* **35**, 1782-1797.
- Giarola, S., Shah, N., Bezzo, F. (2012). A comprehensive approach to the design of ethanol supply chains including carbon trading effects. *Bioresource Technology*, **107**, 175-185.
- Grossmann, I.E. (2005). Enterprise-wide optimization: A new frontier in process system engineering. *AIChE Journal*, **51**, 1846-1857.
- Hill, J., Nelson, E., Tilman, D., Polasky, S., Tiffany, D. (2006). Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels. *PNAS (Proceedings of the National Academy of Science)*, **103**, 11206-11210.
- Hugo, A., Pistikopoulos, E. (2005). Environmentally conscious long-range planning and design of supply chain network. *Journal of Cleaner Production*, **13**, 1471-1491.
- Hugos, M. (2003). *Essentials of supply chain management*. John Wiley & Sons.
- IEA (2011). *World Energy Outlook 2011*. International Energy Agency publications (U.S.).
- IEA (2012). *World Energy Outlook 2012*. International Energy Agency publications (U.S.).

- IEA (2012). *Technology Roadmap: Bioenergy for heat and power*. International Energy Agency publications (U.S.).
- Kallrath, J. (2000). Mixed integer optimization in the chemical process industry: Experience, potential and future perspectives. *Chemical Engineering Research and Design*, **78**, 809-822.
- Liu, P., Gerogiorgis, D., Pistikopoulos, E. (2007). Modelling and optimisation of polygeneration energy systems. *Catalysis Today*, **127**, 347-59.
- Mizrach, B. (2012). Integration of the global carbon markets. *Energy Economics*, **34**, 335-349.
- Oréade-Brèche (2002). *Evaluation de l'impact des mesures communautaires concernant le gel des Terres*. Rapport finale per DG-Agricoltura e Sviluppo Rurale (Italia).
- Papageorgiu, L.G. & Georgiadis, M.C (Eds.). (2008). *Supply chain optimization: Parts I and II. Process Systems Engineering*. Series: Vol.3 and 4, Wiley-VCH, Weinheim (Germania).
- Papageorgiu, L.G. (2009). Supply chain optimization for the process industries: advances and opportunities. *Computers and Chemical Engineering*, **33**, 1931-1938.
- Sardone, R. (2008). La coltivazione di materie prime no-food sulle superfici a riposo (par. 2.4.3) in Zezza (a cura di) *Bioenergie: quali opportunità per l'agricoltura italiana*. INEA, Edizioni Scientifiche Italiane, Napoli (Italia).
- Shah, N. (2005). Process industry supply chains: Advances and challenges. *Computers & Chemical Engineering*, **29**, 1225-1235.
- Shapiro, J.F. (2001). *Modeling the supply chain*. Duxbury Press (U.S.).
- Shapiro, J.F. (2004). Challenges of strategic supply chain planning and modeling. *Computers & Chemical Engineering*, **28**, 855-861.
- Silcock P., Lovegrove C., (2007), *Retaining the Environmental Benefits of Set aside - A Policy Options Paper*. Report for LUPG, Cumulus Consultants Ltd, U.K. .
- Vanni, F. (2009). *L'abolizione del set aside obbligatorio: le implicazioni ambientali e gli strumenti sostitutivi proposti nell'ambito dell'Health Check della PAC*. Rapporto INEA 2009, 92-106 (Italia).
- Wallace, R., Ibsen, K., McAllon, A., Yee, W. (2005). *Feasibility Study for Co-Locating and Integrating Ethanol Production Plants from Corn Starch and Lignocellulosic Feedstock*. USDA-ARS Report, 1935-41000-055-00D.
- Zamboni, A., Shah, N., Bezzo, F. (2009a). Spatially explicit static model for the strategic design of future bioethanol production systems. 1. Cost Minimization. *Energy Fuels*, **23**, 5121-5133.
- Zamboni, A., Bezzo, F., Shah, N. (2009b). Spatially explicit static model for the strategic design of future bioethanol production systems. 2. Multi-objective environmental optimization. *Energy Fuels*, **23**, 5134-5143.
- Zamboni A. (2010). Supply chain modeling for the economic and optimization of bioethanol first-generation production processes. *Ph.D. Thesis*, DIPIC, University of Padua (Italia).

Siti web:<http://www.bloomberg.uk>

(ultimo accesso settembre 2012)

<http://www.bp.com/statisticalreview>

(ultimo accesso settembre 2012)

<http://www.cefic.org>

(ultimo accesso settembre 2012)

<http://www.istat.it>

(ultimo accesso settembre 2012)

<http://www.kyotoclub.com>

(ultimo accesso settembre 2012)

<http://www.minambiente.it>

(ultimo accesso settembre 2012)