

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

**TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ENERGETICA**

**Bioetanolo e bioelettricità per il trasporto
sostenibile: progettazione e ottimizzazione
economica delle filiere di produzione**

Relatore: Prof. Fabrizio Bezzo
Correlatore: Dott. Ricardo Andrés Ortiz Gutiérrez

Candidato: Federico d'Amore

ANNO ACCADEMICO 2014 - 2015

pagina intenzionalmente lasciata bianca

SOMMARIO

In Italia l'84% del petrolio viene destinato alla produzione di carburanti e il trasporto su gomma è responsabile del 25% delle emissioni nazionali di gas serra. Diminuire la dipendenza della mobilità privata dall'utilizzo dei combustibili fossili, dunque, rappresenta una scelta non solo strategica ma anche ambientale. È possibile farlo, attraverso l'impiego di biocombustibili per l'alimentazione di veicoli bifuel e di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per la ricarica di automobili elettriche.

L'obiettivo del lavoro di Tesi è di svolgere un'ottimizzazione economica dell'intera filiera di produzione di bioetanolo e di bioelettricità, a partire dalla coltivazione e dalla logistica di trasporto della biomassa, sino alla definizione e selezione delle tipologie impiantistiche di produzione, e all'evoluzione dei parchi veicolari a combustibile alternativo. L'ottimizzazione è stata condotta massimizzando simultaneamente il beneficio economico (Net present value - *NPV*) derivante dalla vendita dei prodotti industriali (etanolo ed energia elettrica) e il risparmio d'uso conseguibile da parte dell'utente finale in termini di percorrenza chilometrica con veicoli a combustibile alternativo.

I modelli, sviluppati secondo una logica di programmazione lineare a variabili miste lineari e intere, hanno dimostrato la fattibilità economica nel sostituire progressivamente i veicoli tradizionali circolanti in Italia con automobili bifuel ed elettriche, a beneficio sia dei produttori sia dei consumatori.

pagina intenzionalmente lasciata bianca

INDICE

Sommario	pag. 3
1. Situazione energetica e motivazioni del lavoro di Tesi	pag. 15
1.1 Panorama energetico mondiale	pag. 15
1.1.1 Energia primaria	pag. 16
1.1.2 Energie rinnovabili e biocombustibili	pag. 18
1.2 Energia dalle biomasse	pag. 19
1.2.1 La situazione italiana	pag. 20
1.3 Energia per i trasporti	pag. 22
1.3.1 Automobili bifuel	pag. 24
1.3.2 Automobili elettriche	pag. 24
1.4 Obiettivo della Tesi	pag. 25
1.5 Metodologia impiegata	pag. 26
1.6 Struttura dell'elaborato	pag. 28
2. Processi produttivi	pag. 30
2.1 Bioetanolo	pag. 30
2.2 Bioenergia	pag. 33
2.2.1 Impianto a combustione e ciclo Rankine	pag. 33
2.2.2 Impianti a gassificazione	pag. 35
2.2.3 Risultati complessivi	pag. 38
2.3 Conclusioni del capitolo	pag. 40
3. I modelli di filiera	pag. 42
3.1 Il modello iniziale	pag. 42
3.1.1 Ipotesi e assunzioni	pag. 42
3.1.2 Formulazione matematica	pag. 44
3.1.3 Risultati e conclusioni	pag. 48
3.2 Evoluzione della specie: i nuovi modelli	pag. 48
3.2.1 Modello a domande parallele	pag. 49
3.2.1.1 Coltivazione della biomassa	pag. 49
3.2.1.2 Pre-trattamenti della biomassa	pag. 51
3.2.1.3 Trasporto della biomassa	pag. 51
3.2.1.4 Impianti: conversione della biomassa	pag. 52
3.2.1.5 Impianti: costi e ricavi	pag. 55
3.2.1.6 Trasporto dei prodotti finali	pag. 58
3.2.1.7 Utente finale: domande	pag. 58
3.2.1.8 Utente finale: parco veicoli elettrici	pag. 62
3.2.2 Modello a domande libere	pag. 68
3.2.2.1 Utente finale: domanda complessiva	pag. 68
4. L'ottimizzazione economica	pag. 71
4.1 Risultati dell'ottimizzazione	pag. 71
4.1.1 Definizione della supply chain	pag. 71
4.1.2 Economia della supply chain	pag. 77
4.2 Analisi di sensitività	pag. 84
4.2.1 Interesse annuale sul parco auto	pag. 84
4.2.2 Differenziale di prezzo veicoli elettrici	pag. 85
4.2.3 Prezzo di vendita energia elettrica	pag. 89

4.3 Effetto dell'importazione della biomassa	pag. 93
5. Conclusioni e lavoro futuro	pag.100
Bibliografia	pag.104
Ringraziamenti	pag.109

ELENCO DELLE FIGURE

Fig. 1.1	Mix energetico mondiale	pag. 16
Fig. 1.2	Consumi primari per regione	pag. 17
Fig. 1.3	Storico emissioni di CO ₂ per combustibile	pag. 17
Fig. 1.4	Crescita energia rinnovabile nel mondo	pag. 18
Fig. 1.5	Produzione mondiale biocombustibili	pag. 19
Fig. 1.6	Quota italiana produzione biocombustibili	pag. 21
Fig. 1.7	Produzione italiana biocombustibili	pag. 21
Fig. 1.8	Andamento quota bioelettricità in Italia	pag. 22
Fig. 1.9	Usi finali petrolio nel mondo	pag. 22
Fig. 1.10	Consumi petroliferi in Italia	pag. 23
Fig. 1.11	Emissioni equivalenti di CO ₂ in Italia	pag. 23
Fig. 1.12	Metodologia semplificata	pag. 27
Fig. 2.1	Impianto sito in Minnesota, USA	pag. 30
Fig. 2.2	Schema DGP alimentato a mais	pag. 31
Fig. 2.3	Costi impiantistici fissi e variabili	pag. 32
Fig. 2.4	Impianto a biomassa sito a Ghent, Belgio	pag. 33
Fig. 2.5	Schema semplificato impianto C+R	pag. 34
Fig. 2.6	Schema semplificato impianto G+TG	pag. 37
Fig. 2.7	Schema semplificato impianto G+MCI	pag. 38
Fig. 2.8	Curve costi fissi impianti di potenza	pag. 39
Fig. 2.9	Curve costi variabili impianti di potenza	pag. 39
Fig. 2.10	Curve di rendimento complessivo impianti	pag. 40
Fig. 3.1	Biofuel network supply chain	pag. 42
Fig. 3.2	Griglia del modello e terminals	pag. 47
Fig. 3.3	Regioni eliminate dalla coltivazione	pag. 50
Fig. 3.4	Linearizzazione costi variabili impianti	pag. 56
Fig. 3.5	Andamento del differenziale auto	pag. 65
Fig. 4.1	Numerosità e tipologie impiantistiche	pag. 71
Fig. 4.2	Taglia media impianti di potenza	pag. 72
Fig. 4.3	Produzione impianto IGSP installato	pag. 73
Fig. 4.4	Ripartizione domande di Power ed EtOH	pag. 73
Fig. 4.5	Evoluzione parco veicolare elettrico e bifuel	pag. 74
Fig. 4.6	Market share veicoli elettrici	pag. 74
Fig. 4.7	Supply chain M_D_P	pag. 76
Fig. 4.8	Supply chain M_D_L	pag. 76
Fig. 4.9	Net Present Value a confronto tra i modelli	pag. 77
Fig. 4.10	Net Present Value specifici	pag. 77
Fig. 4.11	Flusso di cassa netto attualizzato per M_D_P	pag. 78
Fig. 4.12	Flusso di cassa netto attualizzato per M_D_L	pag. 78
Fig. 4.13	Numero nuovi impianti, auto e costi extra	pag. 80
Fig. 4.14	Costi variabili per M_D_P	pag. 82
Fig. 4.15	Costi variabili per M_D_L	pag. 82
Fig. 4.16	Peso relativo delle voci di costo variabile	pag. 83
Fig. 4.17	Ricavi e risparmio a confronto	pag. 83
Fig. 4.18	Flussi di cassa al variare dell'interesse	pag. 84

Fig. 4.19	Net Present Value al variare dell'interesse	pag. 85
Fig. 4.20	Risultati economici a confronto	pag. 86
Fig. 4.21	Numero cumulato di veicoli a confronto	pag. 87
Fig. 4.22	Costi extra a confronto	pag. 87
Fig. 4.23	Nuovi veicoli elettrici a confronto	pag. 88
Fig. 4.24	Numerosità e tipologie impiantistiche	pag. 88
Fig. 4.25	Risultati economici al variare del prezzo	pag. 90
Fig. 4.26	Cumulative cash flow e profitto specifico	pag. 90
Fig. 4.27	Share auto elettriche al 2030	pag. 91
Fig. 4.28	Evoluzione immatricolazioni	pag. 92
Fig. 4.29	Coltivazione di mais senza import biomassa	pag. 93
Fig. 4.30	Net Present Value senza import biomassa	pag. 94
Fig. 4.31	Costo di produzione unitario biomassa	pag. 94
Fig. 4.32	Peso relativo voci di costo variabile a confronto	pag. 95
Fig. 4.33	Quote di utilizzo biomassa a confronto	pag. 95
Fig. 4.34	Tipologia e numerosità impiantistica	pag. 96
Fig. 4.35	Risultati economici a confronto	pag. 97
Fig. 4.36	Coltivazione complessiva di biomassa	pag. 97
Fig. 4.37	Tipologia e numerosità impiantistica	pag. 98

ELENCO DELLE TABELLE

Tab. 1.1	Filiere di conversione della biomassa	pag. 20
Tab. 2.1	Confronto tra le tipologie impiantistiche	pag. 32
Tab. 2.2	Tipologie impiantistiche implementate	pag. 32
Tab. 2.3	Coefficienti per il calcolo dei costi	pag. 37
Tab. 3.1	Blending etanolo-benzina in massa	pag. 47
Tab. 3.2	Domanda regionale di etanolo	pag. 47
Tab. 3.3	Costi unitari di trasporto della biomassa	pag. 51
Tab. 3.4	Set delle tecnologie produttive	pag. 52
Tab. 3.5	Taglie impiantistiche scelte	pag. 52
Tab. 3.6	Conversione della biomassa in etanolo	pag. 52
Tab. 3.7	Conversione della biomassa in elettricità	pag. 53
Tab. 3.8	Trasmissione energia elettrica	pag. 53
Tab. 3.9	Eccesso elettrico impianti di etanolo	pag. 53
Tab. 3.10	Frazione di biomassa in alimentazione	pag. 53
Tab. 3.11	Costo d'investimento degli impianti	pag. 54
Tab. 3.12	Coefficienti linearizzazione costi variabili	pag. 54
Tab. 3.13	Parco veicolare circolante	pag. 60
Tab. 3.14	Domanda energia elettrica globale	pag. 60
Tab. 3.15	Percorrenze chilometriche	pag. 60
Tab. 3.16	Domanda di etanolo ed energia elettrica	pag. 61
Tab. 3.17	Listino esemplificativo Renault	pag. 63
Tab. 3.18	Costi incentivi economici acquisto auto	pag. 63
Tab. 3.19	Costo extra acquisto auto elettrica	pag. 63
Tab. 3.20	Confronto costi carburante	pag. 64
Tab. 3.21	Andamento differenziale di prezzo	pag. 65
Tab. 3.22	Parametri di riacquisto veicoli obsoleti	pag. 66
Tab. 3.23	Fattore di attualizzazione	pag. 66
Tab. 3.24	Costanti per il calcolo del profitto	pag. 66
Tab. 3.25	Confronto inputs modelli	pag. 68
Tab. 4.1	Esempi di fluttuazione della produzione	pag. 75
Tab. 4.2	Parchi veicolari a confronto	pag. 77
Tab. 4.3	Scelta del risparmio al chilometro	pag. 89

SETS

<i>c</i>	slope intercept	coefficienti linearizzazione costi
<i>g</i>	1→60	regioni del modello
<i>i</i>	corn stover	biomassa di alimentazione
<i>j</i>	EtOH DDGS Power	output impianto
<i>k</i>	1 2 5 6 11 22 33	tipologia impiantistica
<i>l</i>	truck rail, barge ship tship	tipologia trasporto
<i>o</i>	eco	funzione obiettivo
<i>p</i>	1→6	taglia impianti
<i>s</i>	bg, bpt, bt, fp, fd, ec	life cycle stage
<i>t</i>	1→5	periodo (1 periodo = 3 years)
<i>elec_k</i>	11 22 33	subset degli impianti di potenza

SCALARI

<i>charger</i>	59.055	costo charger domestico (€/car)
<i>DeltaKMcost</i>	0.03	differenza costo fuel tra auto (€/car)
<i>DY</i>	0.954	resa in DDGS (ton _{DDGS} /ton _{EtOH})
<i>ffc</i>	0.15	costi fissi rispetto ai ricavi totali
<i>incentive</i>	5000	extra costo di acquisto auto elettrica (€/car)
<i>kmCAR</i>	45	distanza media giornaliera percorsa (km/day)
<i>LHVe</i>	26.952	potere calorifico inferiore etanolo (GJ/ton)
<i>nCARScorversion</i>	1.8969	conversione da MWh/year a #auto elettriche
<i>pe</i>	0.7891	densità etanolo (kg/l)
<i>ρ</i>	0.13357	conversione da MWh a ton _{EtOH}
<i>ρ₂</i>	64825.4	conversione da tee a km
<i>Trate</i>	0.36	taxation rate

PARAMETRI

<i>AD_g</i>	km ² _{arabile} /km ²	percentuale di terreno arabile
<i>BCD_{Max}</i>	km ² _{coltivabile} /km ²	massima quota coltivabile in biomassa
<i>EP_k</i>	kWh/l _{EtOH}	conversione biomassa in elettricità CHP
<i>ER_p</i>	ton/month	producibilità etanolo
<i>PR_p</i>	MWh/month	producibilità potenza elettrica
<i>TCIdf_t</i>		fattore di sconto investimento
<i>CFDF_t</i>		fattore di sconto del cash flow
<i>CFdf^{CAR}_t</i>		fattore di sconto parco veicoli elettrici

dk_t		fattore di ammortamento
$etperc_t$		blending EtOH-benzina in peso
$Dtot^{POW}_t$	tee/month	domanda energia elettrica
$KMtot^{POW}_t$	km/month	domanda chilometri su veicoli elettrici
$KMtot^{EtOH}_t$	km/month	domanda chilometri su veicoli bifuel
$incCAR_t$		decrescita differenziale di costo veicoli elettrici
$buyCAR_t$		numero veicoli elettrici obsoleti da riacquistare
GSg	km ²	superficie regioni
$IBFg$		produzione interna biomassa regioni (binario)
MPj	€/ton €/MWh	prezzo di vendita prodotti
$quota_i$		massime percentuali di corn e stover utilizzabili
$BY_{g,i}$	ton/month/km ²	resa in biomassa delle regioni
$BA_{g,i}$	ton/month	disponibilità biomassa per le regioni
$\gamma_{i,k}$	ton _{EtOH} /ton _{Biom}	conversione biomassa in etanolo
$z_{i,k}$	MWh/ton _{Biom}	conversione biomassa in elettricità
$burn_{i,k}$		stover per conversione biomassa in CHP
$betae_{i,k}$		frazione di biomassa impiegata negli impianti
$CI_{p,k}$	M€	costo d'investimento in funzione delle taglie
$coef_{k,c}$	€/ton €/MWh	linearizzazione costi variabili di produzione
$LD_{g,g'}$	km	distanza tra le regioni
$UPC_{i,g}$	€/ton	costo unitario biomassa
$\tau_{g,b,g'}$		tortuosity factor
DND_g		regioni prive di domanda di etanolo
GCU_2		regioni prive di coltivazione di corn

Per tutti i parametri riguardanti i trasporti si faccia riferimento a [1]

VARIABILI CONTINUE

$bifuel^{CARS}_t$		numero di auto bifuel in t
$bifuelKM_t$	km/month	chilometri percorsi in t da auto bifuel
BPC_t	€/periodo	costo acquisto biomassa in t
$CAP_{i,k,g,t}$	ton/month	alimentazione biomassa impianti EtOH in t
$Cap^{Elec}_{i,k,g,t}$	ton/month	alimentazione biomassa impianti Power in t
$Cap^{Burn}_{i,k,g,t}$	ton/month	alimentazione biomassa per CHP in t
CCF	€	cash flow attualizzato cumulato
CFt	€/periodo	cash flow al tempo t
D_t	€/periodo	ammortamento in t
$Dtot_{g,t}$	ton/month	domanda di etanolo in t
$Dtoti_{i,g,t}$	ton/month	domanda di biomassa in t
EPC_t	€/periodo	costo produzione etanolo in t
$ELtot_{k,g,t}$	ton/month	energia elettrica generata in t
$Etot_{g,t}$	ton/month	etanolo prodotto in t
$exCO_t$	€/periodo	extra costi parco auto elettrico in t
FFC	€	costo investimento impianti

FFC_t	€	costo investimento impianti non attualizzato
$Fixed^{Costs}_t$	€/periodo	costi fissi in t
$Fobj$		funzione obiettivo
$Incomes_{s,t}$	€/periodo	ricavi in t
$\lambda_{p,k,g,t}$		linearizzazione per EPC
$\lambda^{plan}_{p,k,g,t}$		linearizzazione per TCI
NPV	€	Net Present Value
$NPVcar$	€	Net Present Value parco auto elettrico
$nCARS_t$		numero veicoli elettrici in t
$newCARS_t$		numero nuovi veicoli elettrici in t
PBT_t	€/periodo	profitto esentasse in t
$Pb_{i,g,t}$	ton/month	produzione biomassa in t
$Pf_{i,k,g,t}$	ton/month	produzione etanolo in t
$Pp_{i,k,g,t}$	ton/month	generazione potenza elettrica in t
PPC_t	€/periodo	costo produzione potenza elettrica in t
$Ptot_{j,k,g,t}$	ton/month	produzione impianto k in t
$Potot_{g,t}$	ton/month	energia prodotta in t
$powerKM_t$	km/month	chilometri percorsi in t con veicoli elettrici
$Qi_{i,g,l,g',t}$	ton/month	trasporto biomassa i da g a g' in t
$Qj_{g,l,g',t}$	ton/month	trasporto etanolo da g a g' in t
$RISP_t$	ton/month	risparmio conseguito in t con auto elettriche
$TAR_{j,k,t}$	€/periodo	profitto netto dal prodotto j in t
TAX_t	€/periodo	ammontare tasse in t
TCb_t	€/periodo	costo trasporto biomassa in t
TCp_t	€/periodo	costo trasporto etanolo in t
$TCII_{k,g,t}$	€/periodo	costo investimento impianto k in t
TD_t	ton/month	domanda totale in t
$TDeth_t$	ton/month	domanda totale etanolo in t
$TDpow_t$	tee/month	domanda totale Power in t
TP_t	ton/month	produzione totale in t
$TPeth_t$	ton/month	produzione totale etanolo in t
$TPpow_t$	tee/month	produzione totale Power in t
$Tpot_{i,t}$	ton/month	produzione potenziale di biomassa in t
$VarCosts_t$	€/periodo	costi variabili operativi in t
$objective$		selezione funzione obiettivo

VARIABILI BINARIE

$Y^{plan}_{k,g,t}$	0 1	1 se è stabilita in quel t l'installazione di k in g
$Y^{start}_{k,g}$	0 1	1 se è stabilita a t=0 l'installazione di k in g
$Y_{k,g,t}$	0 1	1 se esiste impianto k in g al t considerato
$\delta_{p,k,g,t}$	0 1	1 se esiste impianto k ti taglia p in g al t

ACRONIMI

Alternative fuel vehicle	AFV
Battery electric vehicle	BEV
Eccesso di energia elettrica dalla bioraffineria	CHP
Combustione della biomassa e ciclo Rankine	C+R
Dry grind process	DGP
Distillers dried grains with solubles	DDGS
Electric vehicle	EV
Etanolo	EtOH
Fuel cell electric vehicle	FCEV
Gassificazione della biomassa e motore a combustione interna	G+MCI
Gassificazione della biomassa e turbina a gas	G+TG
Hybrid electric vehicle	HEV
Integrated corn stove ethanol process	IGSP
Life cycle analysis	LCA
Ligno-cellulosic ethanol process	LCEP
Modello a domande parallele	M_D_P
Modello a domande libere	M_D_L
Mixed integer linear programming	MILP
Multi objective mixed integer linear programming	MoMILP
Net present value	NPV
Plug-in hybrid electric vehicle	PHEV
Proton exchange membrane	PEM
Supply chain	SC
Tonnellate equivalenti di etanolo	tee
Tonnellate equivalenti di petrolio	tep

pagina intenzionalmente lasciata bianca

1. SITUAZIONE ENERGETICA E MOTIVAZIONI DEL LAVORO DI TESI

Negli ultimi anni un crescente allarmismo politico, mediatico e scientifico nei confronti dei "cambiamenti climatici" sta fortemente caratterizzando le decisioni tecniche ed economiche nel settore dell'energia e, più in generale, dell'ingegneria. I concetti di "gas serra" e di "sfruttamento delle risorse" sono ormai giustamente noti a tutti, al punto che la necessità di preservare l'equilibrio naturale del pianeta inizia realmente a costituire un oggetto primario di decisione strategica. In quest'ottica ricopre certamente un'importanza notevole la necessità di slegare, almeno in parte, la mobilità privata dal consumo di petrolio. Ed è proprio di questa cruciale tematica che si occuperà il presente lavoro di Tesi, attraverso l'ottimizzazione tecnica ed economica di un "parco industriale totale" a biomassa per la produzione di biocombustibili e bioelettricità.

Precedentemente si è accennato alla creazione di un "parco industriale totale". Nella genesi di questo progetto, infatti, vi è l'idea di investigare l'intera supply chain (SC) di impianti per la produzione di etanolo (EtOH) ed energia elettrica da biomassa volti ad alleggerire il conto fossile della mobilità italiana, grazie alla progressiva adozione di veicoli bifuel ed elettrici a batterie. Questa necessità, oltre che da ovvi sentimenti di carattere ecologico o strettamente normativo, potrebbe essere supportata anche da considerazioni di carattere puramente economico?

Per comprendere al meglio le motivazioni scientifiche alla base di questo progetto è sicuramente utile avere una visione d'insieme sugli usi finali dell'energia nel mondo a partire dalle statistiche disponibili al 2015 (ultime statistiche complete disponibili al 2013 [2], [3]). Segue una lettura delle statistiche mondiali sugli usi finali dell'energia, con un approfondimento sulle quote delle energie rinnovabili e dei biocombustibili. Successivamente verrà trattata, nella sezione 1.2, la conversione energetica delle biomasse, in particolare riferimento al panorama italiano. Nella sezione 1.3, si discuterà l'energia per i trasporti nel mondo e si includerà una presentazione qualitativa delle caratteristiche delle auto elettriche. Chiuderanno il capitolo introduttivo gli obiettivi della Tesi (sezione 1.4), la metodologia impiegata (sezione 1.5) e una rapida anticipazione circa la struttura dell'elaborato (sezione 1.6).

1.1 PANORAMA ENERGETICO MONDIALE

Definiamo l'energia come la capacità di compiere un lavoro e la possiamo suddividere in varie tipologie a seconda del tipo di trasformazioni di cui il processo produttivo necessita: chimica, termica, nucleare, gravitazionale, meccanica... Le fonti energetiche primarie possono essere classificate in esauribili, quali combustibili fossili convenzionali (carbone, petrolio e gas naturale) e non convenzionali (scisti oleosi, sabbie bituminose...), in praticamente inesauribili, tra le quali energia nucleare (fissione e fusione) e geotermica (a temperatura alta, media e neutra), e in fonti primarie rinnovabili (idraulica, eolica, solare, maree, onde, gradienti termici oceanici, biomasse, rifiuti...).

1.1.1 ENERGIA PRIMARIA

Negli ultimi anni abbiamo assistito ad un'accelerazione dell'aumento globale del consumo di energia primaria nonostante una situazione economica stagnante, caratterizzata da tassi di crescita sotto le aspettative (tanto è vero che le varie fonti energetiche ad eccezione di petrolio, nucleare e rinnovabili non hanno raggiunto il tasso di crescita previsto). Il petrolio è rimasto leader nel mercato dei combustibili con uno share del 32.9% del consumo mondiale di energia primaria, seppur continuando a perdere market share per il quattordicesimo anno consecutivo e toccando la quota più bassa dal 1965 [2]. Una sintesi del mix energetico fin qui descritto è facilmente osservabile nel grafico a seguire (Fig. 1.1), dal quale è anche possibile evincere il continuo incremento di share da parte di idroelettrico e rinnovabili (rispettivamente al 6.7% e al 2.2% al 2013).

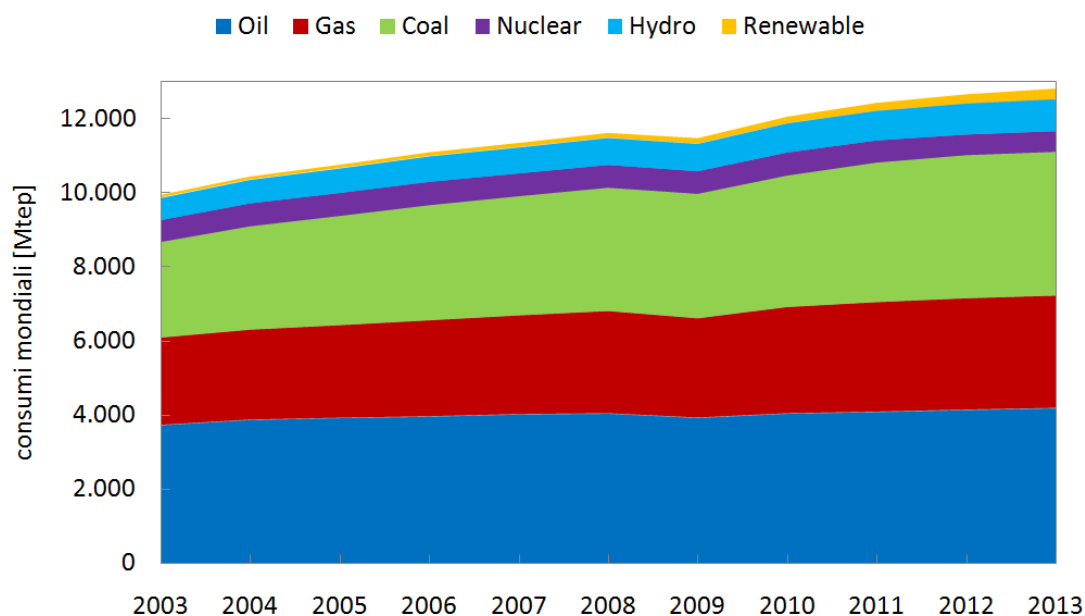


Fig. 1.1 - Mix energetico mondiale espresso in Mtep (fonte: [2])

Il maggior incremento nel consumo di energia primaria è stato registrato nella zona dell'Asia Pacifica che detiene, peraltro, il maggior share assoluto (40.5% dell'energia primaria globale). Questa regione (Fig. 1.2) copre oltre il 70% dei consumi mondiali di carbone al primo semestre del 2013. Il mercato combustibili, invece, è dominato dal petrolio nelle restanti regioni ad eccezione di Europa, Eurasia e Medio Oriente (ma per quest'ultimo solo dal 2013 a discapito del petrolio) ove è principe il gas naturale.

Indipendentemente dal progressivo aumento dell'impiego di fonti rinnovabili per il soddisfacimento del fabbisogno mondiale di energia primaria, risulta assolutamente chiaro, da quanto esposto in precedenza, il netto dominio del mercato da parte dei combustibili fossili. Accanto al costante aumento dello sfruttamento dei combustibili fossili è facilmente correlabile una proporzionale crescita delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) come mostrato in Fig. 1.3. Secondo le statistiche IEA [3], nel 2012 sono state emesse 31734 Mton di CO₂, gas il cui crescente aumento di

concentrazione in atmosfera è considerato diretto responsabile dell'effetto serra [4] e, conseguentemente, del surriscaldamento climatico globale.

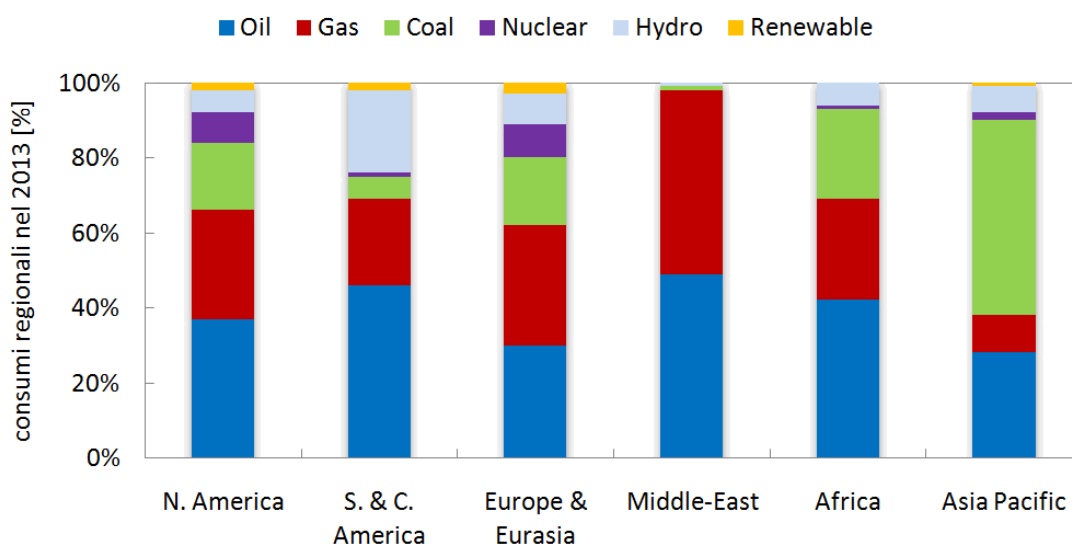


Fig. 1.2 - Consumi primari per regione al 2013 (fonte: [2])

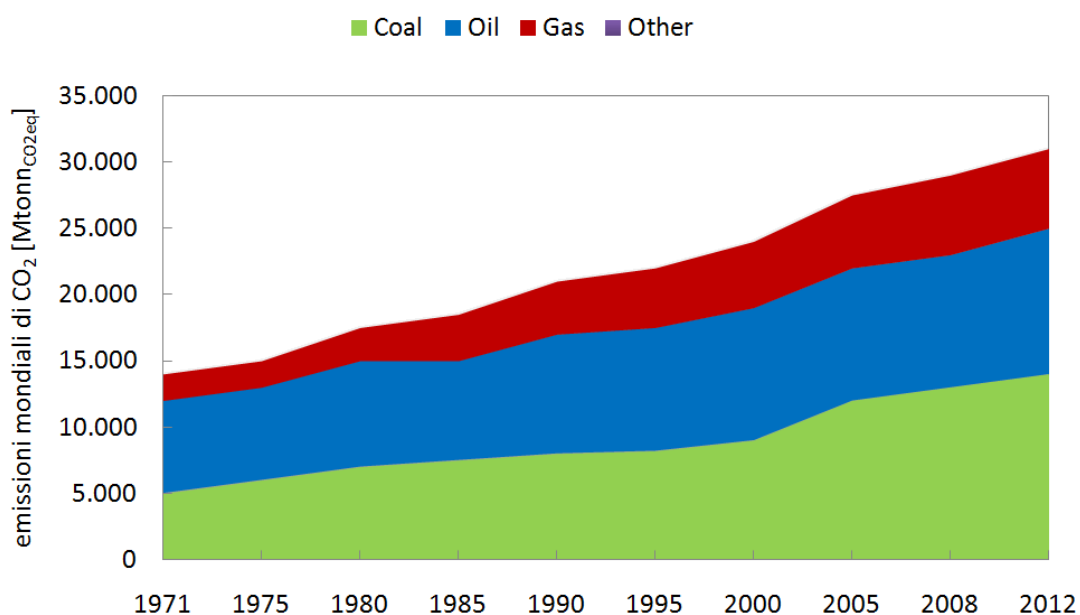


Fig. 1.3 - Storico delle emissioni di CO₂ per combustibile (fonte: [3])

Concludendo, limitare gli evidenti effetti dannosi per l'ambiente che l'azione antropica comporta, conseguentemente al miraggio (solo talvolta traguardo) del progresso economico e sociale, è doveroso e possibile. In primo luogo è necessario farlo attraverso un cosciente utilizzo delle energie rinnovabili e dei biocombustibili e in particolare delle bioenergie e del bioetanolo, quindi grazie ad una maggiore ricerca nel settore dell'energia nucleare (specie per quanto concerne lo sviluppo di reattori *breeder* commerciali) e, per finire, con l'adozione di un significativo parco veicolare elettrico.

1.1.2 ENERGIE RINNOVABILI E BIOCOMBUSTIBILI

L'impiego di fonti rinnovabili, sia per quanto concerne la generazione elettrica sia il settore dei trasporti, ha continuato a crescere nel 2013 raggiungendo il 2.7% dei consumi mondiali di energia (contro lo 0.8% di dieci anni fa). Il solo impiego di energia rinnovabile per la generazione di potenza è aumentando del 16.3% e la maggiore crescita è stata registrata in Cina, seguita da USA ed EU (in particolare in Germania, Spagna e Italia). Globalmente la situazione è riassunta nella Fig. 1.4, dalla quale si evince un incremento del rinnovabile distribuito sostanzialmente in tutte le regioni del mondo. I principali responsabili di tale crescita sono la generazione eolica (+20.7%) e il fotovoltaico (+33%) [2]. Per la prima volta nella storia, l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili ha superato lo share del 5% dell'energia mondiale, raggiungendo, specificatamente in EU, la quota record del 15% della generazione di potenza.

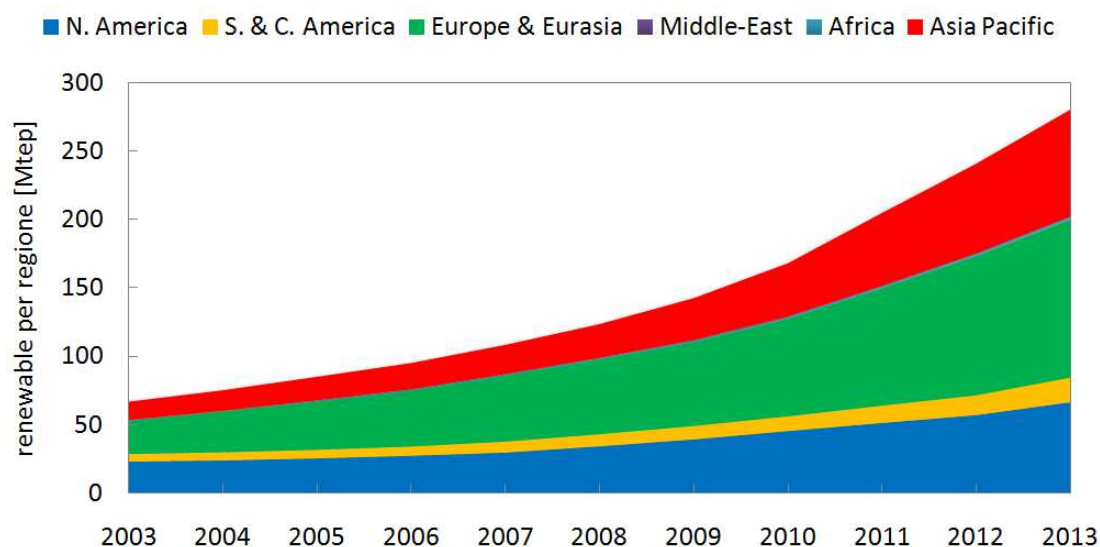


Fig. 1.4 - Crescita dell'energia rinnovabile nel mondo per regione e generazione elettrica da fonte rinnovabile per regione (fonte: [2])

Anche la produzione mondiale di biocombustibili nel 2013 ha segnato una ripresa notevole (+6.1%). La produzione di bioetanolo, dopo due anni di flessione, ha segnato un incremento del 6.1%. Anche il biodiesel, nonostante un calo delle quote di mercato in America centro-meridionale, in Europa e in Eurasia, ha complessivamente segnato un aumento della produzione del 6.2%. La situazione descritta è riassunta nella Fig. 1.5.

L'evoluzione del panorama mondiale, quindi, denota una sempre maggiore penetrazione delle energie rinnovabili all'interno del mix energetico e, tra queste, un sempre crescente impiego di biocombustibili e bioenergia (energia derivante dall'utilizzo diretto o indiretto di biomassa). La prossima sezione, dunque, focalizzerà l'attenzione proprio sulla biomassa e i suoi utilizzi in riferimento al mercato italiano.

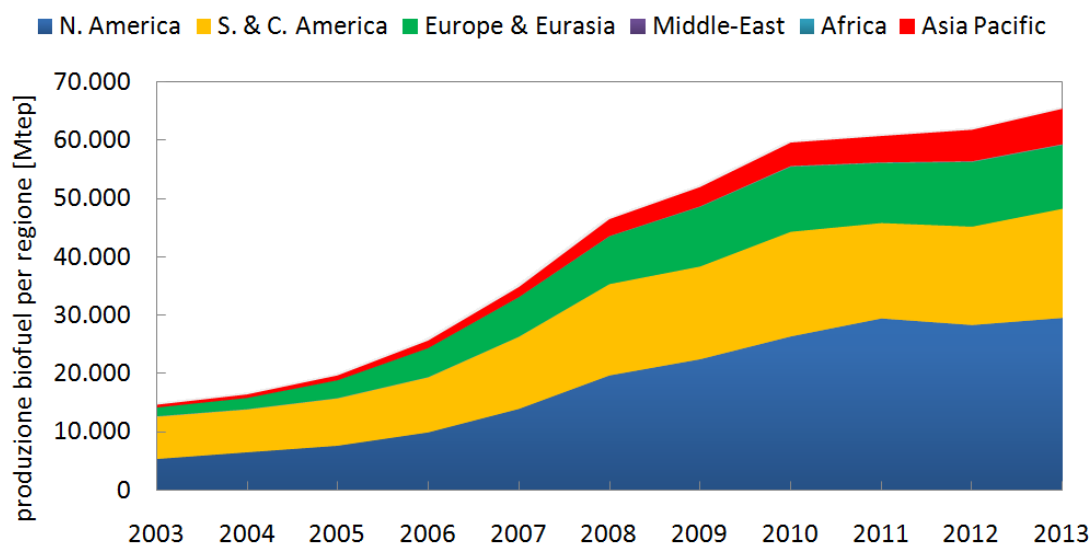


Fig. 1.5 - Produzione mondiale di biocombustibili per regione (fonte: [2])

1.2 ENERGIA DALLE BIOMASSE

Con il termine "biomassa" si definisce una categoria di composti caratterizzata da una matrice di tipo organico, prodotta da organismi viventi (vegetali o animali). In generale, le biomasse traggono origine dal processo di fotosintesi clorofilliana e costituiscono pertanto un'importante fonte di energia rinnovabile direttamente derivata dall'energia solare [5]. In tal senso, non sono biomasse i combustibili fossili, che pure si sono formati nel corso di milioni di anni a partire da sostanze organiche vegetali e animali, e i loro derivati. Le biomasse includono invece:

- specie arboree ed erbacee derivanti da coltivazioni agricole e forestali
- residui agricoli e forestali come paglie, patate, ramaglie...
- residui agro-industriali come vinacce, sanse, scarti vegetali...
- residui zootecnici come pollina, deiezioni animali...
- la frazione organica dei rifiuti solidi urbani.

A seconda della provenienza, le biomasse possono essere classificate come residuali oppure derivanti da apposite coltivazioni energetiche. Il recupero energetico delle biomasse residuali appare doppiamente vantaggioso in quanto da un lato riduce la dipendenza dai combustibili fossili, mentre dall'altro alleggerisce le problematiche ambientali legate allo smaltimento e alle emissioni dannose. Tra le biomasse derivanti da colture energetiche possiamo distinguere quelle oleaginose (colza, soia, girasole, palme...) dalle quali vengono prodotti oli vegetali e biodiesel, quelle alcoligene (canna da zucchero, mais, frumento...) dalle quali si produce etanolo, e quelle ligno-cellulosiche impiegate per produrre sostanza secca combustibile.

Diverse motivazioni di carattere ambientale, economico e sociale costituiscono la base del recente impulso impresso alle attività di valorizzazione delle biomasse ai fini della produzione di energia elettrica e biocombustibili: facilità di accumulo, continuità temporale della produzione, vasta gamma di utilizzi possibili (dalla produzione di combustibili alla generazione di potenza), costi industriali competitivi

e benefici sul fronte ambientale. La Tab. 1.1 riporta in maniera schematica le principali filiere di conversione energetica delle biomasse in biocombustibili disponibili per l'utilizzatore finale, ovvero vettori energetici impiegabili in sostituzione di combustibili fossili convenzionali nel settore dei trasporti, e in energia elettrica e/o termica.

Tab. 1.1. Filiere di conversione energetica della biomassa

	Processi di conversione	Prodotti principali
Biochimico	Fermentazione	Bioetanolo (+Energia elettrica)
	Digestione anaerobica	Biogas (+Energia elettrica)
	Digestione aerobica	Energia termica
Termochimico	Combustione	Energia termica (+Energia elettrica)
	Gassificazione	Gas di sintesi (+Energia elettrica)
	Pirolisi	Gas di pirolisi, olio (+En. elettrica)
Fisico-chimico	Estrazione di oli	Olio vegetale
	Transesterificazione	Biodiesel
	Compattazione	Pellets (+Energia elettrica)

In particolare, risultano di grande interesse per il mercato italiano le filiere che si originano da specie vegetali ad elevato contenuto di zuccheri o di amidi, a partire dalle quali è possibile produrre etanolo oppure energia elettrica e/o termica in sistemi di generazione ad alta efficienza e basso impatto ambientale come turbine a gas e motori a combustione interna. Tale filiera può essere implementata ricorrendo a tecnologie convenzionali e disponibili da tempo sul mercato, essendo il bioetanolo già prodotto in consistenti quantitativi nel mondo, come mostrato nella precedente sezione.

1.2.1 LA SITUAZIONE ITALIANA

A livello nazionale sono state effettuate diverse valutazioni circa il potenziale energetico relativo alle biomasse. Per quanto concerne le biomasse solide residuali, ad esempio, il potenziale massimo teorico è stato stimato ad oltre 31 Mtonn/year di sostanza secca, cui contribuiscono circa 25 Mtonn/year provenienti dal settore agro-forestale e circa 6 Mtonn/year dal settore agro-industriale. In termini energetici tale potenziale equivale a circa 13 Mtep/year, ovvero oltre il 7% dell'energia primaria consumata [5]. Nella realtà la situazione è differente. Sempre leggendo le statistiche BP [2], al 2013 l'Italia produce 292 ktep di biocombustibili, pari allo 0.4% dei biocombustibili complessivamente prodotti nel mondo (che ammontano a 65348 ktep). La produzione italiana è tornata ai valori del 2003, nonostante nel 2009 sia stato toccato un picco record di produzione pari a 758 ktep. Questo risultato è in disaccordo con la situazione europea, caratterizzata al contrario da una notevole crescita della produzione rispetto al 2003 (+578.7%). Dalla semplice lettura di questi numeri si evince che in Italia esiste un potenziale per l'aumento della produzione di biocombustibili.

Nella Fig. 1.6 è mostrata la progressiva perdita di competitività italiana a partire dal 2003 rispetto alla produzione europea di biocombustibili. La quota produttiva è drasticamente calata dal 14% alla soglia del 2% della produzione complessiva in Europa. Nel grafico, la soglia totale (100%) rappresenta la complessiva produzione europea di biocombustibili.

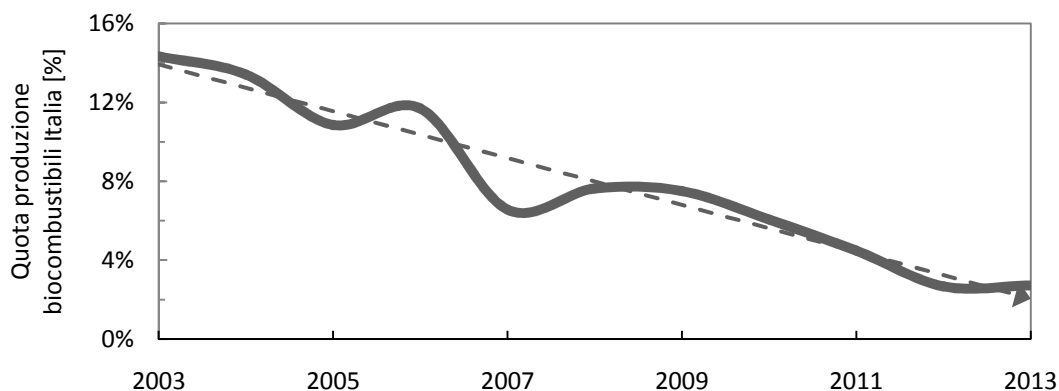


Fig. 1.6 - Quota italiana di produzione di biocombustibili rispetto alla produzione complessiva europea [%] (produzione europea di biocombustibili=100%)

Questa notevole perdita di quota di mercato può in parte essere spiegata con l'installazione, negli ultimi anni, di numerosi impianti a biomassa per la generazione di energia elettrica, piuttosto che la produzione di biocombustibili [6]. Osservando la Fig. 1.7, infatti, risulta palese la progressiva sostituzione d'uso delle biomasse nel panorama energetico italiano: la produzione di biocombustibili è stata sacrificata a vantaggio della generazione di bioenergia.

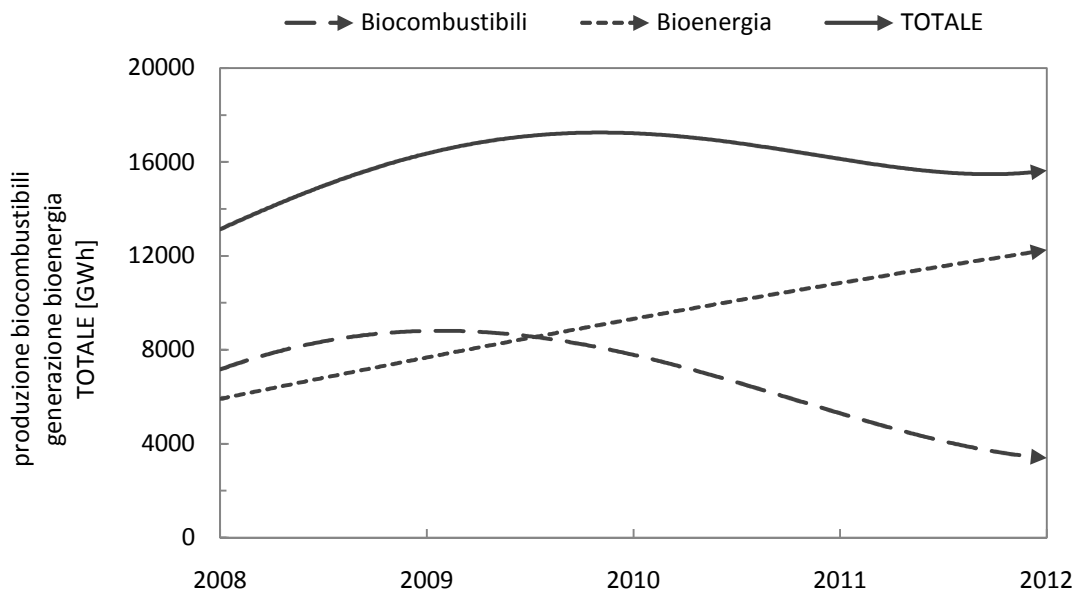


Fig. 1.7 - Produzione italiana di biocombustibili, bioenergia e loro somma [GWh]

Ad ulteriore testimonianza del recente incremento della penetrazione nel mercato elettrico delle biomasse, negli ultimi anni in Italia la quota di energia elettrica prodotta da bioenergia (rispetto all'energia elettrica complessivamente generata da fonte rinnovabile) è cresciuta (Fig. 1.8). Nel 2013, in Italia sono stati prodotti oltre 92 TWh di energia elettrica attraverso fonti rinnovabili, corrispondenti al 27% del consumo interno lordo [6], dei quali oltre 12 TWh (13.25%) sono stati generati da bioenergie.

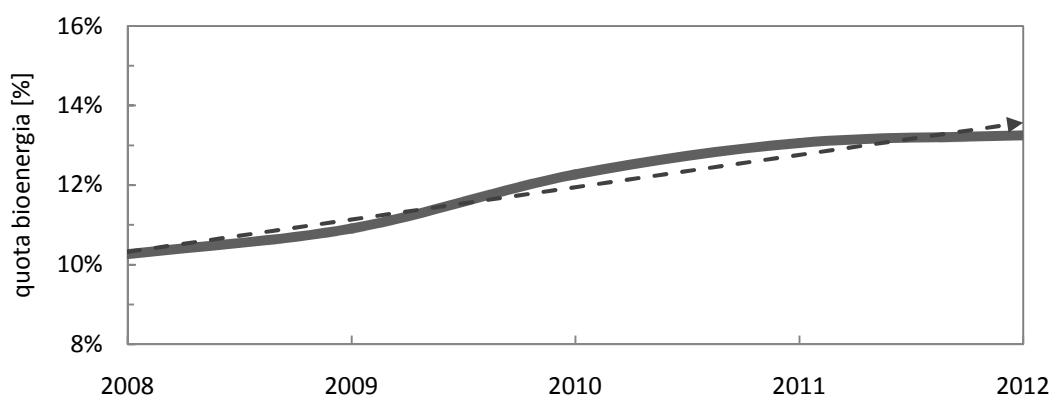


Fig 1.8 - Andamento della quota di energia elettrica prodotta da bioenergia rispetto all'energia elettrica prodotta complessivamente da fonte rinnovabile [%] (produzione totale elettricità da fonte rinnovabile=100%)

In sintesi, l'utilizzo della biomassa per la produzione di etanolo e la generazione di potenza elettrica è una realtà industriale abbastanza recente e non completamente matura nel territorio italiano. Potrebbe diventare, tuttavia, un punto cruciale nel caso venisse affrontato, anche nell'immediato futuro, il nodo della mobilità sostenibile, oggetto della prossima sezione.

1.3 ENERGIA PER I TRASPORTI

La raffinazione di prodotti petroliferi per la produzione di carburanti ha assunto, dalla seconda metà degli anni '50, un ruolo dominante sugli altri possibili impieghi del greggio. A testimonianza di ciò, possiamo osservare la Fig. 1.9, che riporta l'andamento degli usi finali di petrolio nel mondo dal 1971 al 2012: la componente di trasporti è nettamente superiore alle altre e in continua crescita.

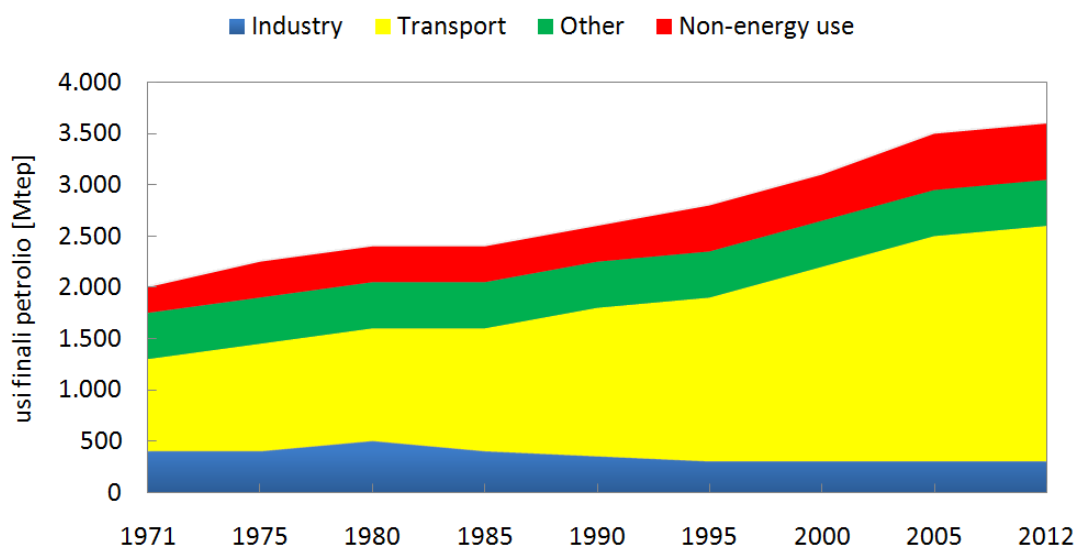


Fig. 1.9 - Usi finali del petrolio nel mondo [Mtep] (fonte: [3])

La situazione italiana, seppur caratterizzata da un notevole calo del consumo dei prodotti petroliferi negli ultimi dieci anni (-32.9% rispetto al 2003 [2]), non è

differenti. Per quanto riguarda la domanda di carburante in Italia, possiamo vedere gli andamenti dei principali prodotti di raffinazione nella Fig. 1.10. Il nuovo millennio ha segnato decisamente una svolta nell'impiego dei combustibili derivati dal petrolio, in seguito al progressivo abbandono degli oli combustibili e dei riscaldamenti a gasolio a vantaggio di tecnologie più economiche ed efficienti (anche da un punto di vista ambientale).

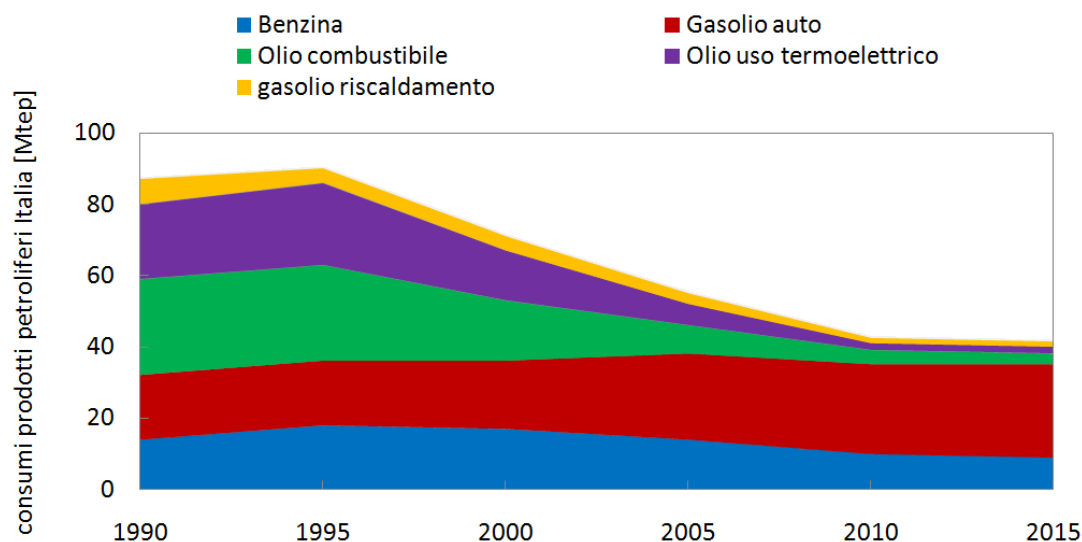


Fig. 1.10 - Andamento dei consumi di prodotti petroliferi in Italia [Mtep] (fonte: [7])

La Fig. 1.10 mostra anche come la domanda complessiva di gasolio e benzina sia rimasta sostanzialmente immutata negli ultimi venticinque anni. Nonostante la domanda dei carburanti sia stagnante, le automobili continuano ad avere un impatto notevole per quanto concerne l'effetto serra. Lo si vede chiaramente dalla Fig. 1.11, dove sono rappresentati gli andamenti, per ciascuna tipologia di trasporto, delle emissioni equivalenti di CO₂ in Italia dal 1990 al 2008.

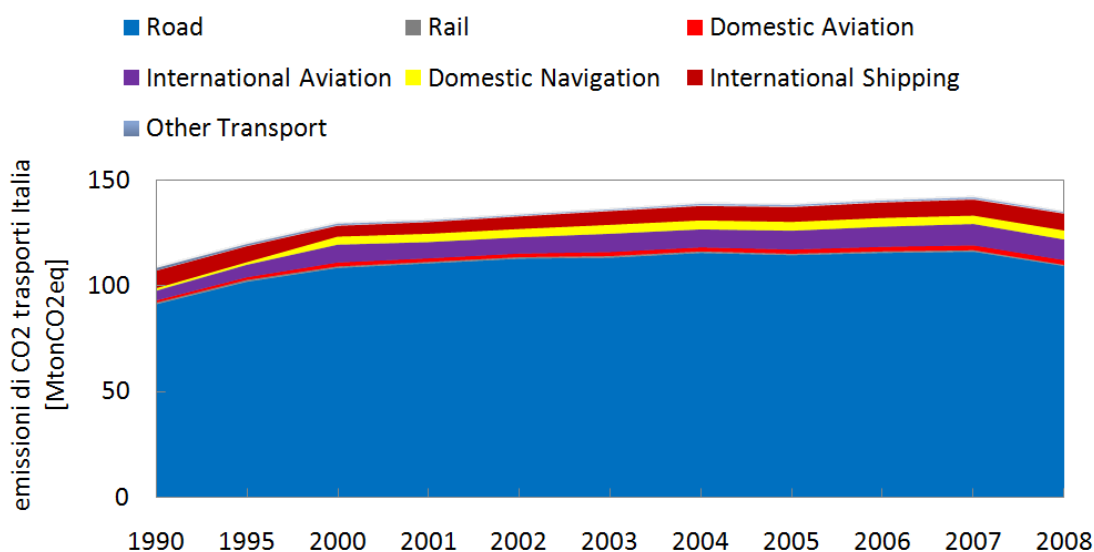


Fig. 1.11 - Emissioni equivalenti di CO₂ in Italia [Mton_{CO2eq}] (fonte: [8])

Complessivamente, nel 2008 il parco veicolare italiano ha contribuito al 24.5% delle emissioni di gas serra nazionali [8]. Mitigare le emissioni inquinanti dei trasporti italiani si traduce, dunque, nella necessità di operare una progressiva sostituzione del parco veicolare privato con veicoli alternativi (alternative fuel vehicles - AFVs), quali sono le automobili bifuel (ossia alimentate con una miscela di bioetanolo e benzina) e le auto elettriche. Nei prossimi paragrafi verranno descritte qualitativamente le suddette tipologie veicolari.

1.3.1 AUTOMOBILI BIFUEL

Definiamo bifuel quelle automobili alimentate da una miscela di biocombustibile liquido (bioetanolo oppure biodiesel) e carburante tradizionale (benzina oppure diesel). L'impiego di questi combustibili alternativi richiede modifiche tecniche assai limitate ai convenzionali motori a combustione interna [9], al punto che i cosiddetti veicoli flexible-fuel (flex-fuel) sono capaci di funzionare sia con benzina o gasolio convenzionali, sia con delle miscele arricchite con determinate concentrazioni di biocombustibile.

1.3.2 AUTOMOBILI ELETTRICHE

Definiamo elettrici quei veicoli la cui propulsione è affidata totalmente o in parte ad uno o più motori elettrici in sostituzione totale o parziale dei convenzionali motori a combustione interna. Dal momento che l'elettricità necessaria per alimentare questi mezzi di trasporto proviene dalla rete, è necessario poterla accumulare all'interno del veicolo stesso attraverso delle batterie. I moderni accumulatori agli ioni di litio sono considerati il sistema di accumulo più promettente almeno per la prossima decade [9]. Le tecnologie precedentemente sperimentate, infatti, non producevano una densità di potenza tale da poter garantire un range di percorrenza sufficientemente elevato al veicolo. Le moderne automobili elettriche possono essere suddivise principalmente in due categorie: ibride e puramente elettriche.

Le automobili ibride combinano due o più sistemi di accumulo (motore a combustione interna e motore elettrico), ciascuno dei quali provvede a fornire la potenza necessaria alla propulsione, sia contestualmente che indipendentemente. A seconda della logica di utilizzo dei motori, le automobili ibride possono essere classificate in due tipologie:

- *Hybrid-electric vehicle* (HEV). Il motore a combustione interna costituisce la propulsione primaria del veicolo, mentre il motore elettrico serve per percorrere brevi distanze e supportare il motore convenzionale in particolari situazioni (tipicamente quando è richiesta massima potenza oppure minima potenza). Il sistema di accumulo dell'energia elettrica è costituito da un pacco di batterie che viene automaticamente ricaricato dal motore a combustione interna e dal sistema di recupero dell'energia cinetica in frenata (regenerative breaking). Il motore a combustione interna, quindi, assolve a due principali compiti: generare potenza meccanica (per far muovere il veicolo) ed elettrica (per caricare le batterie). A seconda della quota dell'una o dell'altra generazione cui il motore a combustione interna assolve, i veicoli ibridi possono essere suddivisi in ulteriori categorie. In particolare, viene definito *full HEV* il veicolo il cui motore a combustione interna può

assolvere esclusivamente al compito di ricarica delle batterie, mentre la propulsione viene completamente affidata al motore elettrico.

- *Plug-in hybrid-electric vehicle (PHEV)*. La peculiarità principale di questi veicoli è la possibilità di ricaricare le batterie anche attraverso la rete elettrica. Rispetto ai veicoli semplicemente ibridi, le auto plug-in hanno un pacco di batterie maggiore, il che estende notevolmente la guida in modalità puramente elettrica.

Nei veicoli puramente elettrici (electric vehicle - EV) il motore a combustione interna è completamente assente. Gli EVs possono essere suddivisi in due tipologie a seconda dell'origine dell'elettricità di alimentazione:

- *Battery electric vehicle (BEV)*. L'energia elettrica che alimenta il veicolo proviene dalla ricarica delle batterie attraverso la rete e dal regenerative breaking. In alcuni studi è anche ipotizzata la possibilità di sostituire la batteria usata direttamente con una nuova e carica [10].
- *Fuel cell electric vehicle (FCEV)*. Vengono impiegate le celle a combustibile (fuel cell) per convertire l'energia chimica dell'idrogeno, prodotto da elettrolisi dell'acqua, in energia elettrica per l'alimentazione del motore elettrico del veicolo. Esistono diverse tipologie di celle a combustibile, ma quelle più impiegate nel caso dei veicoli elettrici sono le cosiddette proton exchange membrane (PEM) [11], le quali utilizzano idrogeno e ossigeno atmosferico per produrre elettricità. Operano a temperatura relativamente bassa (circa 80°C), hanno elevata densità di potenza e possono variare rapidamente di carico in accordo con la potenza richiesta dal motore.

A causa delle specifiche caratteristiche in termini di distanza percorribile, tempo di ricarica, tipo di guida e infrastruttura necessaria, ciascuna tipologia di auto elettrica può essere più o meno congeniale alla tipologia di percorso scelto.

1.4 OBIETTIVO DELLA TESI

L'obiettivo del seguente lavoro di Tesi è di studiare, da un punto di vista strettamente economico, un intero sistema produttivo finalizzato alla produzione energetica da biomassa per l'alimentazione di AFVs. A partire dalla coltivazione della biomassa (corn e stover nella fattispecie), si intende analizzare l'intera SC industriale e ottimizzarla sino a distribuzione e usi finali del fuel prodotto (etanolo ed energia elettrica) da parte dell'automobilista tipo italiano. La macro-ottimizzazione che ne risulta serve a dimostrare la fattibilità economica di una progressiva seppur parziale sostituzione del parco veicolare tradizionale italiano con veicoli bifuel (alimentati da una miscela di etanolo e benzina) e veicoli puramente elettrici (alimentati da impianti di potenza appositamente pianificati dalla soluzione del modello). Il modello è geograficamente vincolato al nord Italia su un orizzonte temporale fissato al 2030.

È stata sviluppata un'ottimizzazione economica sull'intera SC e sugli usi finali di etanolo ed energia elettrica prodotti in quindici anni di simulazione, tramite sette differenti tipologie impiantistiche, di cui tre di produzione di pura potenza elettrica, ciascuna delle quali di cinque taglie possibili. Gli impianti sono alimentati con due differenti tipologie di biomassa, distribuite grazie a quattro differenti tipologie di

trasporto nelle cinquantanove regioni quadrate nelle quali è stato suddiviso il nord Italia.

1.5 METODOLOGIA IMPIEGATA

Questa sezione ha lo scopo di evidenziare i principali passaggi attraverso i quali è stato possibile sviluppare il modello (Fig. 1.12). L'ottimizzazione sviluppata potrebbe sostanzialmente essere definita "per implementazioni successive": a partire da un problema relativamente semplice, si è sviluppato il quadro completo aggiungendo man mano elementi perfezionanti in un'ottica di repentino check dei risultati parziali. Questa tecnica di lavoro sequenziale è stata dettata principalmente da tre esigenze: la possibilità di indirizzare il lavoro dello step successivo in funzione dei risultati parziali dello step precedente, il vantaggio logico nell'aumentare la complessità matematica poco per volta e, per finire, la maggiore facilità nel trovare possibili errori grazie ad un continuo controllo dei risultati.

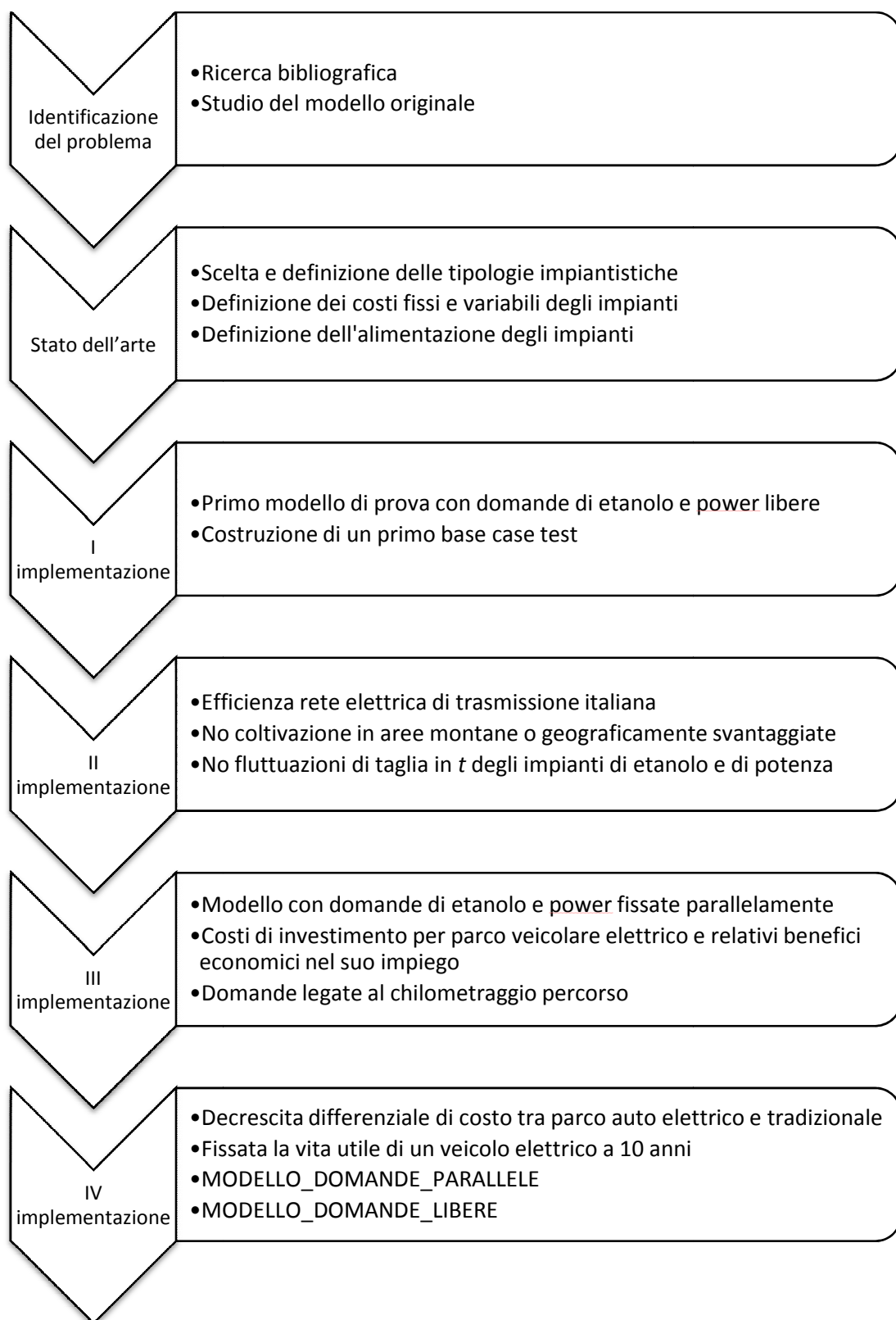


Fig. 1.12 – Metodologia semplificata

1.6 STRUTTURA DELL'ELABORATO

Nel capitolo introduttivo sono state presentate le basi motivazionali scientifiche del presente lavoro di Tesi, mostrando l'evoluzione del panorama energetico mondiale per quanto riguarda la produzione e gli usi finali dei combustibili fossili, delle fonti energetiche rinnovabili e dei biocombustibili. Quindi sono state presentate le problematiche ambientali legate ai trasporti in Italia e introdotte le tipologie di AFVs. Una volta chiarito il problema e i suoi obiettivi, è stata spiegata la metodologia realmente impiegata per l'ottimizzazione. Noti questi importanti aspetti preliminari, seguiranno i seguenti capitoli:

- Il Capitolo 2 riguarderà i **PROCESSI PRODUTTIVI** effettivamente implementati nei modelli. In particolare, verranno spiegate qualitativamente (classificazione e funzionamento degli impianti) e quantitativamente (rendimenti, costi fissi e variabili, alimentazione...) le tecnologie di produzione dell'etanolo e della bioenergia.
- Nel Capitolo 3 verrà spiegata l'architettura dei **MODELLI**. Per prima cosa verranno mostrate le caratteristiche fondamentali e i risultati prodotti dal modello di partenza di Giarola et al. [12]. Successivamente verrà ampiamente discussa l'implementazione logica e matematica dei modelli effettivamente sviluppati per questo lavoro di Tesi, i quali prendono i nomi di Modello a Domande Parallele - **M_D_P** e Modello a Domande Libere - **M_D_L**.
- Nel Capitolo 4 saranno presentati i **RISULTATI** tecnico-impiantistici ed economici delle simulazioni effettuate. Inoltre verrà testata la sensitività di ciascun modello alle variazioni di valore di taluni parametri o costanti imposte.
- Infine, nel Capitolo 5 saranno esposte le **CONCLUSIONI** di questo lavoro e anche alcune idee per progetti futuri.

pagina intenzionalmente lasciata bianca

2. PROCESSI PRODUTTIVI

In questo capitolo verranno enunciate le tecnologie di produzione dell'etanolo (sezione 2.1) e di generazione di potenza elettrica (sezione 2.2), in particolare riferimento agli impianti effettivamente implementati nel modello. Complessivamente verranno analizzate quattro tecnologie per la produzione dell'etanolo (ligno-cellulosic ethanol process - LCEP, integrated corn-stover ethanol process - IGSP e due differenti dry grind processes - DGPs) e tre tipologie di impianti di potenza (combustione diretta della biomassa e ciclo Rankine - C+R, gassificazione della biomassa e turbina a gas - G+TG e gassificazione della biomassa e motore a combustione interna - G+MCI).

2.1 BIOETANOLO

Il bioetanolo è un biocombustibile liquido e può essere prodotto da diversi tipi di biomassa (nel nostro caso ci concentreremo su corn e stover) e attraverso diverse tecnologie produttive. Le sue proprietà chimico-fisiche ne consentono il miscelamento con la benzina per l'alimentazione dei motori a combustione interna a ciclo otto. Nella Fig. 2.1 vediamo una foto aerea di un impianto in Minnesota per la produzione di bioetanolo.



Fig. 2.1 - Impianto sito in Minnesota, USA [fonte: <http://ethanolproducer.com/>]

Il cosiddetto bioetanolo di *prima generazione* è caratterizzato dal fatto che la sua produzione è strettamente dipendente dalla coltivazione della biomassa di alimentazione, la quale viene convertita attraverso un processo biologico in prodotto finito. Anzitutto possiamo distinguere, all'interno dei processi produttivi, tra processo a secco (DGP) e processo a umido. Nel processo a secco tutta la biomassa viene utilizzata per la successiva fermentazione e si ottiene coproduzione di distillers

dried grains with solubles - DDGS. Nel processo a umido, invece, solo una parte della biomassa viene impiegata, facendo risultare la tecnica complessivamente più costosa e difficilmente impiegabile per la produzione di etanolo. Nella Fig. 2.2 possiamo vedere lo schema complessivo di un impianto a secco. Dal sistema di stoccaggio, la biomassa (mais) viene inviata ai mulini (hammer mill oppure roller mill a seconda della dimensione desiderata del macinato). Quindi il macinato, una volta miscelato con acqua, azoto e α -amilasi (quest'ultimo, aiuta a contrastare l'aumento di viscosità dovuto alla gelatinizzazione), subisce delle sequenziali fasi di mashing (in serbatoio agitato a 50-60°C), jet cooking (con vapore a 110-140°C), liquefazione e raffreddamento (sino a 30-35°C). Da qui si sviluppa lievito che, grazie all'aggiunta di glucoamilasi, subisce un processo anaerobico di simultanea saccarificazione e fermentazione dal quale si sviluppano CO₂ e birra. Con un tempo di residenza di 40-60h si ottiene una concentrazione di etanolo nel prodotto del 9-12% in peso. Tale concentrazione verrà progressivamente aumentata attraverso successive fasi di distillazione e disidratazione sino ad un valore prossimo al 99.9%, producendo come sottoprodotto del residuo solido. Tale residuo può essere concentrato grazie a sistemi a centrifuga, evaporatori ed essiccatori (rotary dryer o ring dryer) per la produzione di DDGS, la cui vendita come mangime costituisce una valida integrazione di reddito per l'intero impianto.

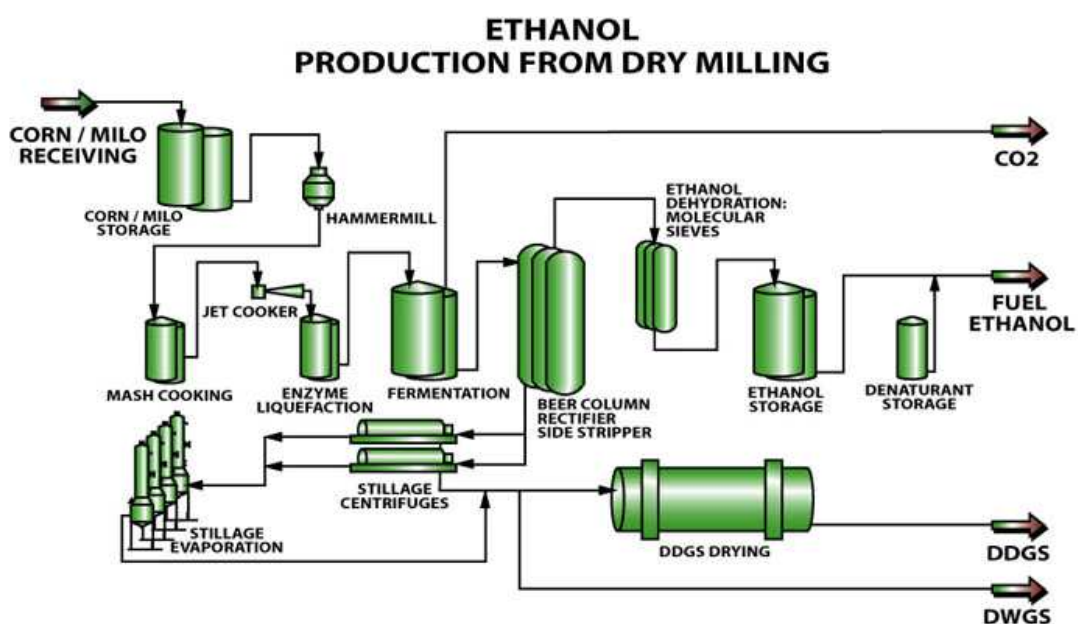


Fig. 2.2 – Schema DGP alimentato a corn per produzione di EtOH e DDGS (Fonte: <http://www.public.iastate.edu/>)

I processi di *seconda generazione* sono sicuramente caratterizzati da una minore maturità industriale e da maggiori costi di produzione (Tab. 2.1), ma rappresentano una valida alternativa per il futuro poiché, sfruttando biomassa lignocellulosa, non entrano in competizione con il mondo dell'agricoltura per l'alimentazione umana. All'interno della seconda generazione possiamo distinguere tra processo biologico e processo termochimico. Nel *processo biologico* la biomassa subisce un pre-trattamento (chimico, fisico o biologico) per poi successivamente essere sottoposta ad un processo di idrolisi e fermentazione (ad opera di zuccheri C5 e C6) con

conseguente produzione di etanolo ed energia elettrica in eccesso (attraverso un impianto di cogenerazione, heat and power plant - CHP). Nel *processo termochimico*, invece, il pre-trattamento è sostituito con la gassificazione. Il syngas prodotto viene raffreddato, purificato (generando ancora una volta un output di energia in eccesso via CHP) e quindi fatto fermentare. Successivamente, l'etanolo prodotto viene inviato ad un sistema di purificazione e concentrazione.

Tab. 2.1. Confronto tra le tipologie impiantistiche fin qui descritte [13]

Generazione	Alimentazione	Resa EtOH [kg/kg]*	Sottoprodotto	Costo Produzione [€/l]	Oil Price Breakeven [\$/bbl]
I	Cereali	0.31	DDGS	0.45-0.55	80-90
II	Lignocellulosa	0.25	CHP	0.55-0.65	90-110
II	Lignocellulosa	0.17	CHP	0.90-1.00	>140

*si intende $\text{kg}_{\text{EtOH}}/\text{kg}_{\text{alimentazione}}$

Il dettaglio delle tipologie impiantistiche implementate nel modello è riportato a seguire (Tab. 2.2). Vengono considerate, in accordo con i risultati ottenuti da Giarola et al. [12], solo le quattro tecnologie di produzione più performanti in termini di resa in etanolo. La semplificazione è ragionevole tenendo conto che la selezione della tecnologia è indipendente dal posizionamento dell'impianto, considerando un contesto geografico omogeneo qual è il nord Italia. I processi produttivi considerati sono il DGP, il LCEP e l'IGSP. Le tipologie di alimentazione possibili sono i chicchi di mais - Grain e lo stover di mais. Gli output produttivi possibili sono l'etanolo (EtOH), l'eccesso di energia per cogenerazione (CHP) e il mangime (DDGS).

Tab. 2.2. Tipologie impiantistiche implementate nel modello

Set k	Processo			Input		Output		
	DGP	LCEP	IGSP	Grain	Stover	EtOH	CHP	DDGS
1	X			X		X		X
2		X			X	X	X	
5			X	X	X	X	X	
6			X	X		X	X	

La Fig. 2.3 mostra l'andamento dei costi impiantistici fissi e variabili in funzione della taglia per le tipologie considerate dal modello originale di Giarola et al. [12].

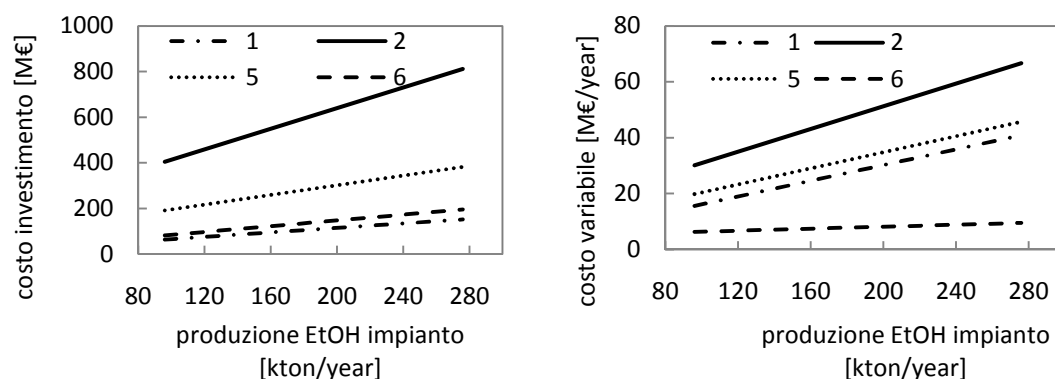


Fig. 2.3 - Costi impiantistici fissi (sinistra) e variabili (destra) in funzione della taglia

2.2 BIOENERGIA

Per quanto concerne la scelta delle tipologie impiantistiche per la produzione di potenza, ci si concentrerà su quelle caratterizzate da una buona diffusione commerciale o un elevato livello di prototipazione pre-commerciale. Sono dunque stati esclusi i motori Stirling, l'impiego di Fuel-Cell, i cicli ORC e l'utilizzo di micro-turbine a gas [14]. Al contrario, sono stati considerati gli impianti C+R, gli impianti G+TG, di cui un esempio reale è riportato nella Fig. 2.4, e gli impianti G+MCI.



Fig. 2.4 - Impianto a biomassa sito a Ghent, Belgio [fonte: <https://www.agra-net.net/>]

A seguire una rapida spiegazione di come sono stati ottenuti i costi fissi e variabili per ciascuna delle tecnologie impiantistiche considerate. Si sottolinea che all'interno dei costi variabili non si tiene conto dei costi di alimentazione e di trasporto della biomassa poiché questi sono già considerati nel modello originale di partenza di Giarola et al. [12]. La lettura dei prossimi capitoli renderà certamente più chiara questa affermazione.

2.2.1 IMPIANTO C+R

Sono stati presi in considerazione impianti semplici per non far lievitare i costi fissi (senza eccessivi spillamenti e pochi scambiatori rigenerativi) ed esclusi impianti cogenerativi elettrico-termici (quali impianti a contro-pressione, derivazione e condensazione) poiché nello studio in esame non si richiede l'apporto o l'impiego di potenza termica di recupero. Uno schema semplificato d'impianto è riportato nella Fig. 2.5. La biomassa di alimentazione viene combusta in caldaia, generando potenza termica che viene ceduta all'acqua del circuito di potenza. L'acqua evapora sino al titolo di vapore di progetto, che poi viene fatto espandere in turbina; questa trascina il generatore elettrico per la produzione di potenza. Quindi il vapore viene condensato e pompato nuovamente alla caldaia. La possibile presenza di scambiatori rigenerativi, consigliabile per impianti di taglia sufficientemente grande per questioni sostanzialmente legate al costo delle componenti, consente un aumento notevole del rendimento del ciclo termodinamico complessivo, poiché permette un innalzamento della temperatura media termodinamica del ciclo.

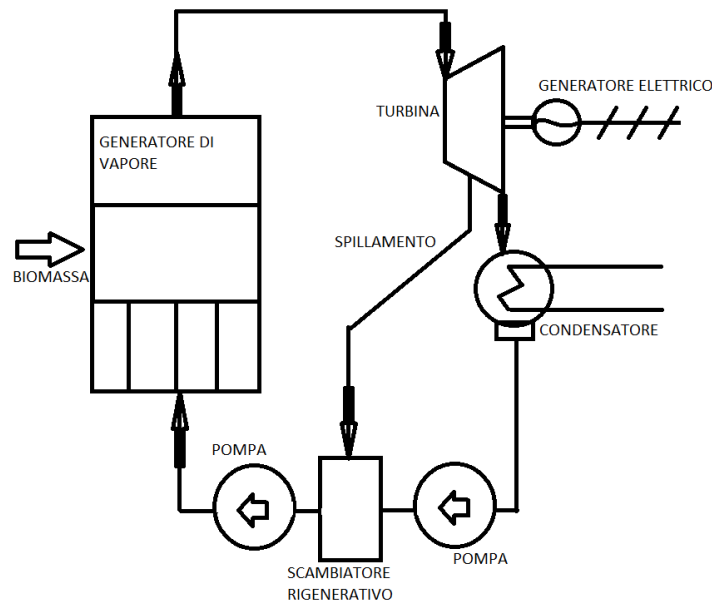


Fig. 2.5 – Schema semplificato di un impianto C+R

Per quanto riguarda la determinazione della curva di costo fisso C_{fix} [€/kW] degli impianti a combustione diretta della biomassa (stover) si è inizialmente fatto riferimento a Caputo et al. [5], il quale ne fornisce gli andamenti per un vasto range di taglie (di potenza elettrica in output). Questi risultati sono stati confrontati con numerose altre pubblicazioni, tra le quali in particolare Patel et al. [15], [16] che ha pienamente confermato la bontà dei dati, ad eccezione delle tecnologie che usano legna di bosco in alimentazione, non oggetto di questo studio. Un'ulteriore conferma è arrivata anche da Fulmer M. [17], dove l'andamento è stato confermato (i costi, invece, sono numericamente più alti perché nel lavoro in questione si fa riferimento alla canna da zucchero come alimentazione). Quindi è stata valutata la funzione di costo fisso C_{fix} in funzione della taglia dell'impianto P_{el} riportata nell'equazione (2.1):

$$C_{fixR} = 137'720 \times P_{el}^{-0.407} \quad (2.1)$$

Anche la curva di costo variabile C_{var} [€/kWh] è stata fornita da Caputo et al. [18], convertendo la quantità di energia elettrica prodotta da annuale a oraria (da kWanno a kWh) attraverso l'assunzione di un fattore di carico f_c dell'impianto di 8000 h/anno di funzionamento effettivo. Questi risultati sono stati confermati ancora una volta da Patel et al. [15] ed è stata quindi valutata la funzione di costo variabile C_{var} in funzione della taglia dell'impianto P_{el} riportata nell'equazione (2.2):

$$C_{varR} = 0.263 \times P_{el}^{-0.28} \quad (2.2)$$

La determinazione delle portate di biomassa M_{fuel} [ton/year] annualmente in alimentazione agli impianti in funzione della taglia, parte dalla determinazione della curva di rendimento complessivo d'impianto η_{el} (potenza elettrica sviluppata rispetto a "potenza chimica" in alimentazione) in funzione della potenza elettrica prodotta

P_{el} , e dall'assunzione di un fattore di carico f_c di 8000 h/anno e di un potere calorifico inferiore della biomassa impiegata LHV_{fuel} di 15.9 MJ/kg (Jenkins B. [19]). Sono quindi state calcolate le portate annuali di biomassa M_{fuel} grazie all'equazione (2.3), nella quale il numeratore esprime l'energia effettivamente prodotta dall'impianto in un anno ($P_{el} \times f_c$), mentre il denominatore rappresenta la producibilità in termini di energia elettrica da parte di una quantità unitaria di biomassa ($\eta_{elettrico} \times LHV_{fuel}$):

$$M_{fuel} = \frac{P_{el} \times f_c}{\eta_{elettrico} \times LHV_{fuel}} \quad (2.3)$$

La taglia è stata limitata da un minimo di 3 MW elettrici ad un massimo di 60 MW elettrici; applicando tali estremi di taglia alle (2.1) e (2.2), si calcola che il costo fisso che ne risulta può variare da un massimo di 5300 €/kW ad un minimo di 1560 €/kW, mentre il costo variabile può variare da un massimo di 0.028 €/kWh ad un minimo di 0.012 €/kWh. Grazie alla variazione di rendimento complessivo d'impianto fornita dalla letteratura (se ne discuterà più avanti), fissando il potere calorifico del combustibile LHV_{fuel} e il fattore di carico f_c dell'impianto, è possibile calcolare le tonnellate annue di biomassa in alimentazione attraverso la (2.3) e, ad esempio, si ottengono 360000 ton/anno per un impianto da 60 MW elettrici in output. In generale si tratta di impianti certamente non economici, penalizzati in particolar modo dallo scarso rendimento (dal 24% al 30% massimo) e difficilmente costituiranno una soluzione energeticamente ragionevole. Può comunque esserne utile l'implementazione in vista di possibili future considerazioni circa le emissioni inquinanti. Si sottolinea che questi impianti, generando da combustione diretta la potenza termica necessaria per la produzione di vapore surriscaldato da espandere in turbina, necessitano di un combustibile sufficientemente secco per non penalizzare eccessivamente l'efficienza della caldaia; si consiglia dunque l'utilizzo esclusivo di stover di mais in alimentazione all'impianto.

2.2.2 IMPIANTI G+TG E G+MCI

Per quanto riguarda gli impianti a gassificazione della biomassa, iniziamo con la descrizione della tipologia G+TG. Si tratta degli impianti la cui letteratura, in particolar riferimento all'alimentazione con la biomassa in questione (mais e stover), è più abbondante (per citarne alcuni: [18], [20]–[24]). Sono caratterizzati da una vasta flessibilità di taglia (da 100 kW ad un massimo di 60 MW, oltre i quali è preferibile utilizzare un ciclo combinato Heat recovery steam generator - HRSG con caldaia a recupero a 3 livelli di pressione a metano, quindi niente biomassa). Si tratta sostanzialmente di un gruppo Turbo Gas alimentato da gas di sintesi (syngas), il quale viene generato da un gassificatore. Senza entrare troppo nello specifico delle tecnologie di gassificazione, ci basti sapere che si tratta di reattori capaci, attraverso una notevole successione di reazioni chimiche sotto controllate condizioni termodinamiche, di produrre un combustibile gassoso a partire da combustibili solidi qual è la biomassa. Il syngas prodotto viene inviato alla camera di combustione del

turbogas ove diventa combustibile. Il comburente è costituito da aria (solitamente atmosferica) precedentemente compressa. I fumi caldi prodotti dalla combustione vengono infine inviati alla turbina per la generazione di potenza elettrica (e il trascinamento del compressore stesso).

Analogamente all'impianto G+TG, la tipologia G+MCI è provvista di un gassificatore che produce syngas combustibile, il quale alimenta un motore a combustione interna (al posto di una turbina a gas), opportunamente sviluppato per l'uso stazionario e provvisto di generatore elettrico.

Per la determinazione delle curve di costo fisso C_{fix} [€/kW] si è partiti dal lavoro di Arena et al. [25], che ne fornisce gli andamenti per impianti di piccola taglia (da 100 kW a 600 kW). Quindi i risultati sono stati estesi a taglie maggiori facendo riferimento sia ai dati riportati nel Biomass CHP Catalog [26], che tuttavia si sono dimostrati decisamente ottimistici, sia ai risultati di Kinoshita et al. [27], Craig and Mann [21] e Wu et al. [28], [29]. Per quanto riguarda i motori a combustione interna, si è deciso di limitarne la taglia ad un massimo di 10 MW elettrici; tale soglia è stata imposta sulla base del più grande impianto commerciale a combustione interna: lo Jenbacher J920 FleXtra (8550 - 9500 kW) della General Electric [30]. Oltre questa taglia i produttori preferiscono, per gli usi stazionari, orientarsi verso le turbine a gas, per le quali si è ritenuto opportuno un valore massimo di taglia di 60 MW.

I costi variabili C_{var} [€/kWh] sono stati identificati con la medesima metodologia e con l'ulteriore importante apporto di Caputo et al. [18]. Il costo operativo totale è stato determinato seguendo la metodologia proposta da Caputo et al. [18] ove il costo operativo totale dell'impianto viene determinato come somma del costo operativo della manodopera, del costo di smaltimento delle ceneri, del costo dell'acquisto e trasporto della biomassa di alimento, del costo di manutenzione, del costo di assicurazione dell'impianto e altri. Quindi sono stati quantificati per varie taglie d'impianto i costi di acquisto della biomassa e di trasporto di modo da poterli eliminare dai costi variabili totali. I costi di acquisto della biomassa erano proporzionali alla biomassa M impiegata (che a sua volta dipende dal rendimento complessivo d'impianto) attraverso il prezzo di acquisto. Si è tenuto conto delle differenze di prezzo di acquisto per le diverse pubblicazioni sulle varie tipologie impiantistiche (ad esempio Caputo et al. [18] fissa il prezzo della biomassa a 26 €/ton mentre Arena et al. [25] lo fissa a 20 €/ton). I costi di trasporto della biomassa, invece, venivano valutati come somma del costo dei veicoli e del costo di trasporto del personale. Si è scelto di eliminare solo il costo operativo dei veicoli poiché il costo del personale non viene conteggiato nel modello originale di Giarola et al. [12].

Il calcolo delle portate di biomassa da gassificare annue è stato svolto con la medesima metodologia precedentemente utilizzata per gli impianti Rankine con la (2.3), adottando però un'opportuna scala di rendimenti complessivi di impianto specificatamente per G+TG e G+MCI. Le assunzioni su fattore di carico e potere calorifico sono le medesime e, in aggiunta, si è fissato il cambio €-\$, per operare talune conversioni monetarie, a 1.27. L'equazione (2.4) permette di calcolare i costi fissi C_{fix} [€/kW] e variabili C_{var} [€/kWh] in funzione dell'output elettrico P_{el} , per gli

impianti a gassificazione presentati. I coefficienti a e b utili per il calcolo sono riportati nella Tab. 2.3:

$$C_{fix/var} = a \times P_{el}^{-b} \quad (2.4)$$

Tab. 2.3. Coefficienti a e b per il calcolo dei costi fissi C_{fix} e variabili C_{var}

Tipologia impianto	Coefficienti per C_{fix}		Coefficienti per C_{var}	
	a	b	a	b
G+TG	76007	0.433	0.202	0.240
G+MCI	26414	0.377	4.768	0.730

Nella Fig. 2.6 è riportato lo schema semplificato di un impianto G+TG.

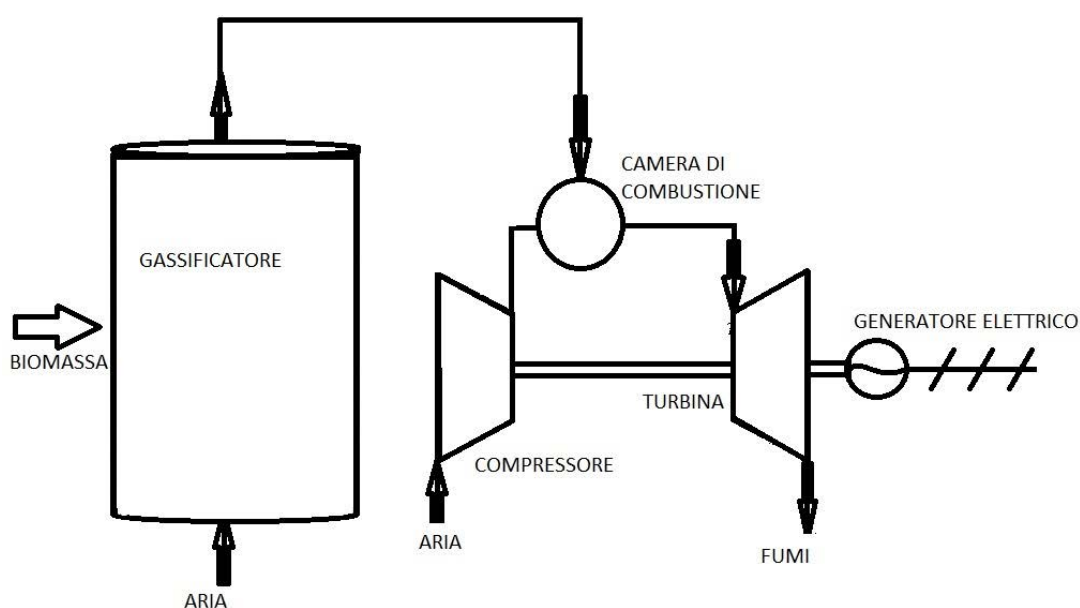


Fig. 2.6 – Schema semplificato di un impianto G+TG

Applicando la (2.4) per gli impianti G+TG, risulta una variazione del costo fisso C_{fix} da un massimo di 10000 €/kW ad un minimo di 650 €/kW per la taglia massima di 60 MW. Per quanto riguarda il costo variabile C_{var} , esso è compreso tra un massimo di 0.067 €/kWh e un minimo di 0.014 €/kWh per la taglia massima. Si tratta, quindi, di impianti particolarmente promettenti, specie per le taglie medio-grandi ove è possibile sfruttarne la scala decrescente dei costi (fissi e variabili) e la notevole crescita del rendimento (fino alla soglia del 45%). Infine è stata calcolata la funzione che lega il consumo annuale di biomassa con il rendimento e la taglia d'impianto in maniera del tutto analoga a quanto fatto con la (2.3). Ad esempio, per un impianto G+TG da 50 MW elettrici di output sono necessarie 240000 ton/anno di biomassa in alimentazione. Nella Fig. 2.7 è riportato lo schema semplificato di un impianto G+MCI.

L'installazione di impianti G+MCI è una scelta non particolarmente soddisfacente da un punto di vista tecnico-prestazionale (rendimento del 37% per un 5 MW elettrici) ma decisamente promettente per quanto riguarda i costi per piccole produzioni di

potenza elettrica, sia fissi (C_{fix} compreso tra 4500 €/kW e 1000 €/kW già per soli 10 MW elettrici) sia variabili (C_{var} compreso tra 0.165 €/kWh e 0.006 €/kWh già per soli 10 MW elettrici). Tuttavia una grossa limitazione è costituita dalla taglia d'impianto, che difficilmente supera i 10 MW elettrici di output. Motori a Combustione Interna di taglia maggiore sono particolarmente diffusi nella nautica grazie alla loro tipicamente elevata densità di potenza (navi da crociera, grandi imbarcazioni cargo) ma raramente trovano diffusione nelle applicazioni stazionarie. Sarebbero particolarmente indicati per la cogenerazione elettrico-termica, se la si volesse sfruttare in futuro senza eccessive (cioè quasi assenti) modifiche all'impianto. Infine è stata calcolata la funzione che lega la biomassa in alimentazione all'impianto con il rendimento e la taglia (ad esempio per un 5 MW elettrici sono richieste 24000 ton/anno di biomassa).

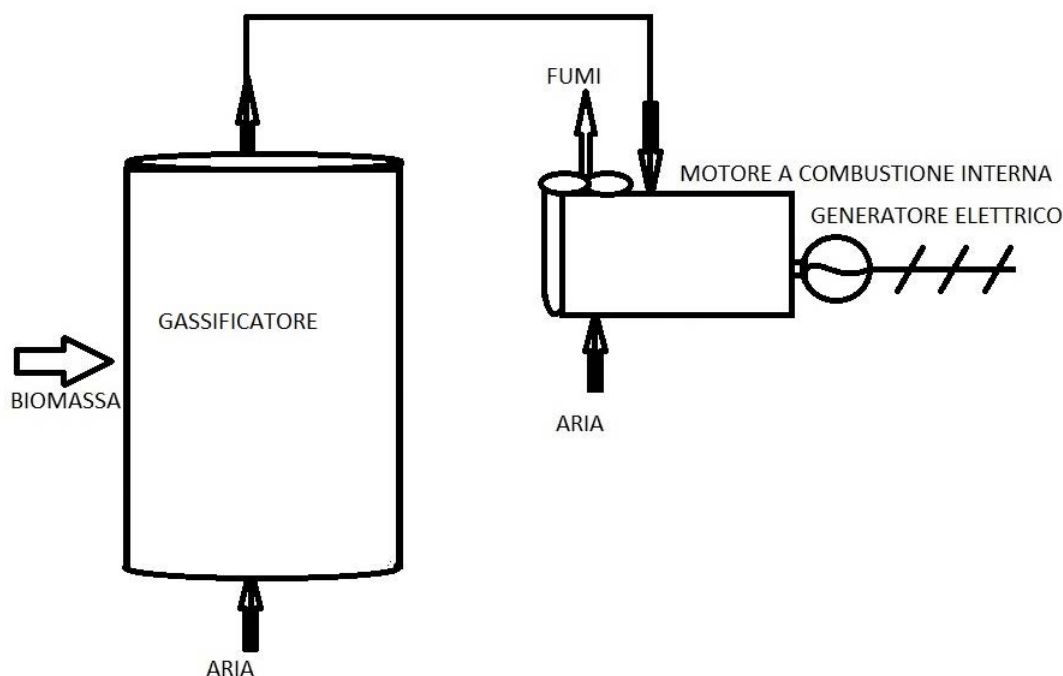


Fig. 2.7 – Schema semplificato di un impianto G+MCI

In sintesi, è proprio per le piccole generazioni di potenza che i motori a combustione interna possono costituire una valida soluzione impiantistica, poiché è possibile sfruttarne il rendimento (basso, ma comunque più alto delle turbine a gas, per queste taglie), quindi i minori consumi di biomassa e costi (fissi e variabili) più bassi rispetto alla gassificazione con turbina a gas in cascata e agli impianti Rankine.

2.2.3 RISULTATI COMPLESSIVI

Nella Fig. 2.8 vengono riassunti i risultati per quanto concerne gli andamenti dei costi fissi C_{fix} [€/kW] degli impianti di potenza fin qui descritti, mentre per quanto

riguarda i costi variabili $Cvar$ [€/kWh] si faccia riferimento alla Fig. 2.9. Risulta evidente dai grafici l'effetto di scala della taglia d'impianto sia sui costi fissi $Cfix$ che sui costi variabili $Cvar$ della produzione elettrica. Già da un'analisi sommaria è ragionevole pensare che l'installazione di impianti di potenza della taglia massima disponibile sia sicuramente una soluzione maggiormente profittevole nel lungo periodo, a patto che la scelta "pochi impianti ma grandi" non sia fortemente penalizzante nei confronti delle voci di costo legate al trasporto della biomassa di alimentazione.

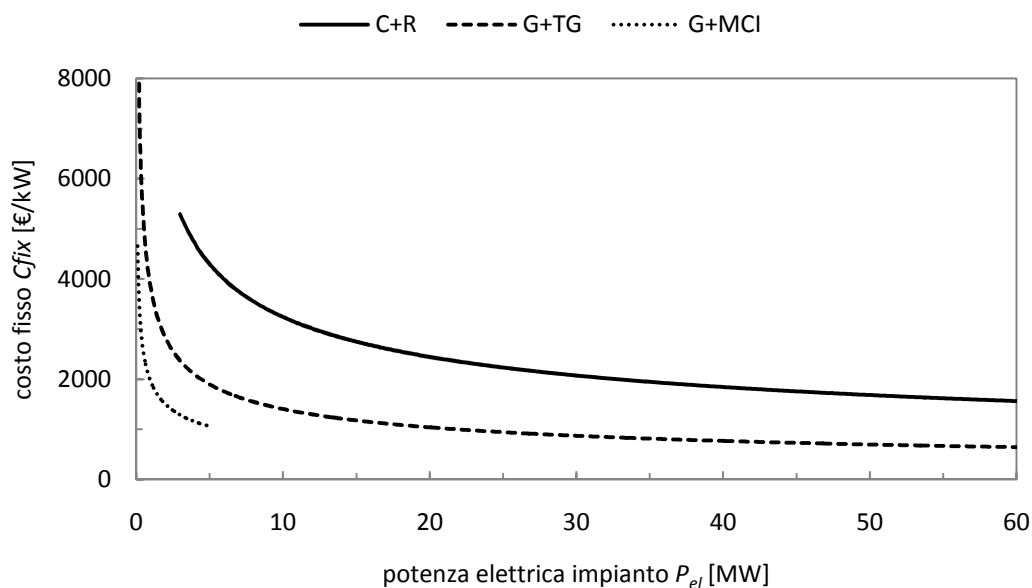


Fig. 2.8 – Curve dei costi fissi $Cfix$ per gli impianti di potenza

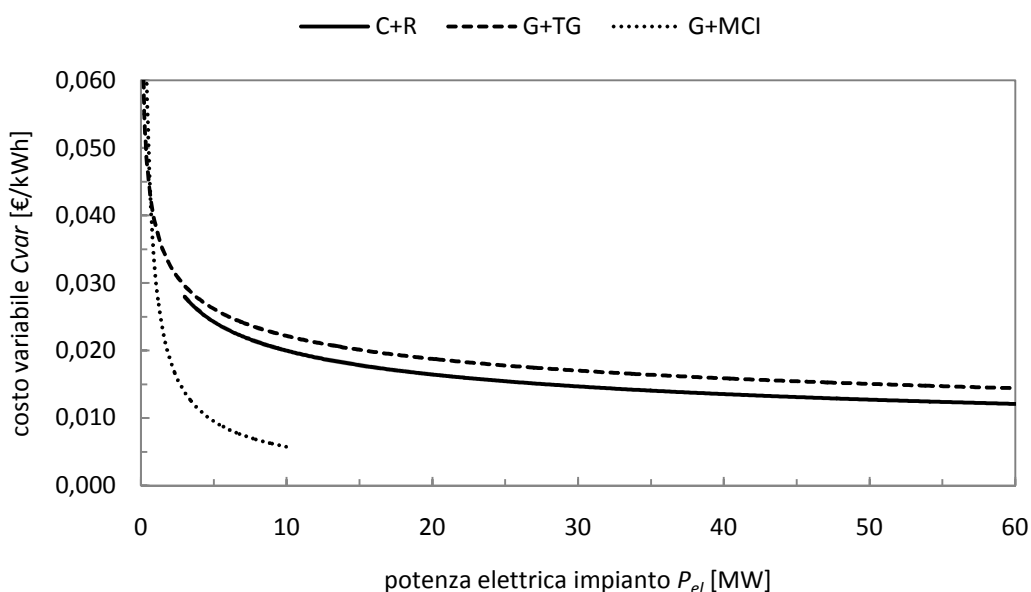


Fig. 2.9 – Curve dei costi variabili $Cvar$ per gli impianti di potenza

Un altro risultato interessante riguarda le curve di rendimento complessivo d'impianto η_{el} in funzione della taglia P_{el} , ottenute come mostrato nell'equazione a seguire a partire dalla portata annuale di biomassa in alimentazione M_{fuel} e dal potere calorifico LHV_{fuel} della stessa biomassa:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{M_{fuel} \times LHV_{fuel}} \quad (2.5)$$

Anche in questo caso è possibile vedere chiaramente (Fig. 2.10) l'effetto di scala della taglia elettrica degli impianti sull'aumento dell'efficienza degli stessi. Maggiore efficienza significa, a parità di potenza, minor necessità di approvvigionamento di biomassa. L'installazione di impianti con valori di taglia vicini a quella massima, quindi, consentirà un risparmio anche sulla voce di costo dell'acquisto di combustibile (cioè biomassa) per alimentare l'impianto.

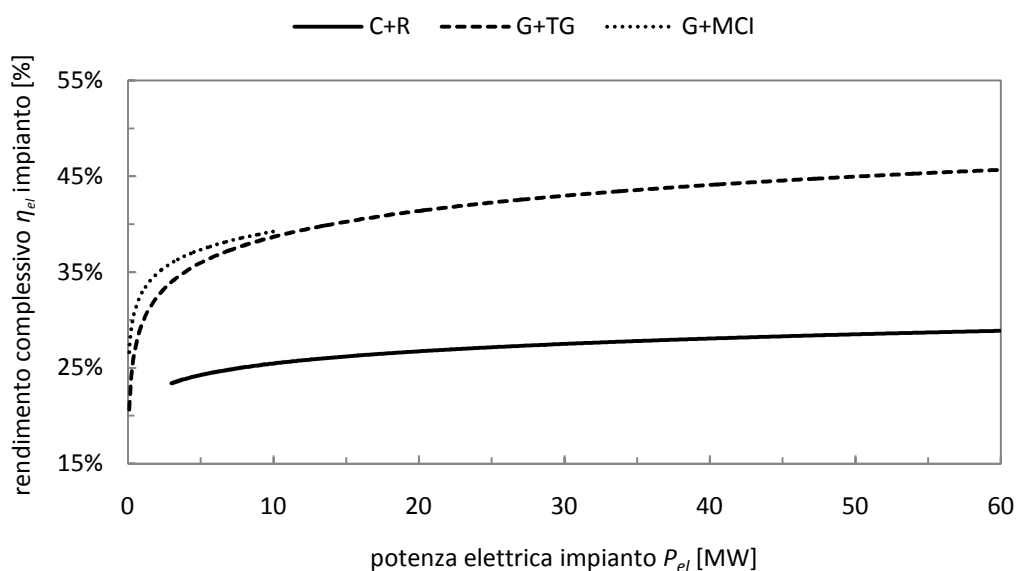


Fig. 2.10 – Curve di rendimento complessivo d'impianto η_{el} in funzione della taglia elettrica P_{el} dell'impianto stesso

2.3 CONCLUSIONI DEL CAPITOLO

È stata sviluppata una descrizione qualitativa degli impianti per la produzione di etanolo, mentre per una descrizione quantitativa si faccia riferimento a Giarola et al. [12]. Per quanto riguarda gli impianti di potenza, questi sono stati descritti sia da un punto di vista qualitativo sia quantitativo (costi fissi e variabili, taglie, alimentazione in biomassa, rendimenti), poiché costituiscono l'elemento originale delle nuove simulazioni. L'attenzione è stata focalizzata sulle tipologie impiantistiche effettivamente implementate nel modello. Tra queste vi sono quattro tipologie per la produzione di etanolo e la coproduzione di sottoprodotti (DDGS e CHP) e tre tipologie per la generazione elettrica. L'implementazione matematica svolta, della quale si discuterà nei prossimi capitoli, tiene conto di tutto ciò che è stato fin qui descritto poiché la solidità di un buon modello è in primo luogo data dalla completezza e dalla precisione dei dati e delle assunzioni che vi stanno alla base.

pagina intenzionalmente lasciata bianca

3. I MODELLI DI FILIERA

In questo capitolo viene discusso l'approccio alla modellazione utilizzato a partire dal modello originale di partenza di Giarola et al. [1]. Tutti i modelli sono stati sviluppati con l'ausilio del software di ottimizzazione matematica GAMS[®] (General Algebraic Modeling System), modellati in MILP (Mixed Integer Linear Programming) e ottimizzati con il solutore CPLEX.

3.1 IL MODELLO INIZIALE

Giarola et al. [1] propongono un modello *multi-period*, *multi-echelon* e *spatially explicit* per ottimizzare la performance ambientale (minimizzare le emissioni di CO₂ equivalente) ed economica (massimizzare il risultato economico in termini di Net Present Value - *NPV*) dell'intera SC di produzione dell'etanolo. Si tratta di un'ottimizzazione strategica per la pianificazione di un intero parco industriale, volto alla produzione dell'etanolo a partire da biomassa (corn e stover), geograficamente collocata nel contesto del nord Italia in un arco temporale di quindici anni. A seguire, si dedicano una sottosezione sulle metodologie impiegate nel modello originale (sezione 3.1.1), una sulla formulazione matematica (sezione 3.1.2) e, per finire, una per sintetizzare le conclusioni tratte da Giarola et al. (sezione 3.1.3).

3.1.1 IPOTESI E ASSUNZIONI

L'intero network della SC, descritto all'interno del modello, può essere schematizzato come mostrato nella Fig. 3.1. In generale, possiamo semplificarlo sostanzialmente in due sottostrutture: l'*upstream*, che descrive la produzione del biocombustibile a partire dalla coltivazione della biomassa e dal suo trasporto agli impianti, e il *downstream*, che riguarda la distribuzione del prodotto finito ai centri di domanda. Tra ciascun nodo del network, vi è una notevole varietà di tecnologie produttive *k*, metodi di trasporto *l* e scelte logistiche nelle regioni *g*.

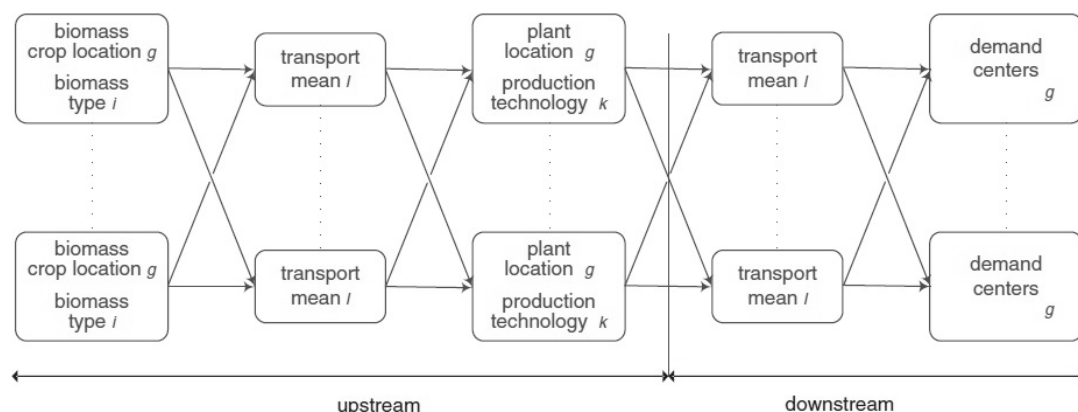


Fig. 3.1 - Biofuel network SC (fonte: [1])

Alla base della valutazione della suddetta SC vi è un'analisi LCA condotta su un set *s* che tiene in considerazione la crescita della biomassa (*bg*), il pre-trattamento della

biomassa (*bpt*), il trasporto della biomassa (*bt*), la produzione del biocombustibile (*fp*), la distribuzione del prodotto finito (*fd*) e, per finire, gli emission credits (*ec*) in termini di emissioni di gas serra evitati grazie alla vendita o riutilizzo dei beni (DDGS) o dell'energia in eccesso (CHP), ovvero dei sottoprodotti di processo di cui si è discusso nel Capitolo 2. Tutta la formulazione si basa sostanzialmente su due assunzioni fondamentali: il bioetanolo prodotto può essere direttamente miscelato con la benzina senza alcuna necessità di modifiche ai motori del parco auto esistente; le emissioni di CO₂ sviluppate nella combustione della biomassa sono bilanciate per assunzione dalla "cattura" di CO₂, operata dalla biomassa nel corso della sua crescita, attraverso il meccanismo di fotosintesi clorofilliana. Si sottolinea che, non essendo state implementate nei modelli futuri questioni o ragionamenti di carattere ambientale, si eviterà da qui in poi di descrivere tale ambito anche per il modello originale di partenza. Partendo dalle assunzioni precedentemente enunciate, il problema è stato formulato sulla base dei seguenti inputs:

- la distribuzione geografica dei centri di domanda
- la domanda di etanolo nell'intero orizzonte temporale
- la disponibilità geografica della biomassa
- la localizzazione geografica dei siti di produzione della biomassa
- i parametri tecnici ed economici in funzione del tipo di biomassa, della tecnologia produttiva e della taglia d'impianto
- la logistica e i trasporti (modalità, capacità, distanze, disponibilità, costi)

L'obiettivo è determinare la configurazione ottima del sistema che massimizzi il risultato economico (*NPV*). Contestualmente, le decisioni strategiche riguardano la scelta della tipologia di biomassa da impiegare, la localizzazione geografica dei siti di coltivazione della stessa, la selezione della tecnologia impiantistica di conversione in etanolo, la valorizzazione dei sottoprodotti (DDGS e CHP) e la definizione del sistema di trasporto (sia della biomassa di alimentazione degli impianti che del prodotto finale). L'aspetto di pianificazione concerne la capacità di programmare la costruzione degli impianti di anno in anno sino al termine dell'orizzonte temporale del modello. Quindi, le variabili principali, oggetto dell'ottimizzazione nel corso dell'orizzonte temporale del modello, sono:

- la localizzazione geografica dei siti di produzione della biomassa
- la localizzazione della produzione della biomassa
- la selezione delle tecnologie impiantistiche, la localizzazione dei siti produttivi e la scelta della taglia
- la caratterizzazione del sistema logistico
- la performance economica dell'intero sistema nel corso degli anni

La domanda di etanolo è supposta crescere linearmente nel corso dell'orizzonte temporale del modello (15 anni). In accordo con le direttive dell'Unione Europea, la quota di etanolo in alimentazione ai motori a benzina è assunta crescere nei prossimi anni a partire da un valore base del 5.75% in massa. L'intero periodo di tempo, oggetto dell'ottimizzazione del modello, è stato diviso in cinque intervalli temporali *t*, ciascuno della durata di tre anni, per ovviare a problemi legati al tempo computazionale.

3.1.2 FORMULAZIONE MATEMATICA

Si procede col definire i passaggi chiave della formulazione matematica del modello di Giarola et al. [1], a partire dall'espressione della funzione obiettivo. Lo scopo del modello, infatti, è massimizzare il risultato economico NPV [€] complessivo del network creato o, come si può ricavare dall'equazione effettivamente implementata, minimizzarne il suo negativo Obj_{eco} :

$$Obj_{eco} = \min(-NPV) \quad (3.1)$$

Il valore NPV [€] è calcolato sottraendo l'investimento attualizzato per la costruzione degli impianti (FCC [€]) al flusso di cassa cumulado attualizzato (CCF [€]):

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

Il valore di CCF impiegato nella (3.2) viene calcolato sommando per tutti i periodi temporali t i flussi di cassa CF_t , attualizzati tramite i fattori di attualizzazione $dfCF_t$; analogamente, il valore di FCC è calcolato sommando in t i costi di investimento TCl_t attualizzati tramite $dfTCl_t$. Le equazioni implementate sono:

$$CCF = \sum_t CF_t \times dfCF_t \quad (3.3)$$

$$FCC = \sum_t TCl_t \times dfTCl_t \quad (3.4)$$

I valori dei coefficienti di attualizzazione sono calcolati a partire da un tasso annuo di interesse del 10%, calcolato applicando il Capital Asset Pricing Model. Per quanto concerne i flussi di cassa CF_t impiegati nella (3.3), questi vengono calcolati sottraendo la tassazione TAX_t [€/periodo] dal profitto esentasse PBT_t [€/periodo] come mostrato a seguire. D_t [€/periodo] rappresenta il fattore di ammortamento. La tassazione viene applicata solo in caso di utile ed è pari al 36%. Il calcolo del PBT_t consta nel sottrarre i costi fissi $FixC_t$ [€/periodo] e variabili $VarC_t$ [€/periodo] ai ricavi Inc_t [€/periodo]:

$$CF_t = PBT_t + D_t - TAX_t \quad \forall t \quad (3.5)$$

$$PBT_t = Inc_t - VarC_t - FixC_t - D_t \quad \forall t \quad (3.6)$$

I ricavi complessivi Inc_t sono calcolati sommando per ogni tecnologia k , per ogni regione g e per ogni prodotto j i risultati della vendita dei singoli prodotti. Questo si ottiene moltiplicando il tasso di produzione $P_{j,k,g,t}^T$ [ton/periodo oppure MWh/periodo a seconda del prodotto], ottenuto da un impianto di tecnologia k sito nella regione g nel periodo t , per il prezzo di vendita MP_j del prodotto [€/ton oppure €/MWh a seconda del prodotto]:

$$Inc_t = \sum_{j,k,g} P_{j,k,g,t}^T \times MP_j \quad \forall t \quad (3.7)$$

Il set delle tecnologie k include le tipologie impiantistiche per la produzione dell'etanolo mostrate nel Capitolo 2, mentre il set j delle produzioni include tutte le diverse tipologie di output impiantistico: EtOH, DDGS e CHP. Per quanto riguarda le regioni g del modello, il nord Italia è stato complessivamente suddiviso in 59

regioni quadrate, mentre la sessantesima regione rappresenta l'estero e viene utilizzata solo per un eventuale import di biomassa. I costi fissi $FixC_t$ [€/periodo] sono calcolati come percentuale fissa pari al 15% dei ricavi. Invece la formulazione dei costi variabili $varC_t$ [€/periodo] è definita come:

$$VarC_t = EPC_t + BPC_t + TCb_t + TCf_t \quad \forall t \quad (3.8)$$

Dall'espressione dei costi variabili $VarC_t$, osserviamo che questi sono costituiti da quattro componenti: i costi di produzione dell'etanolo EPC_t [€/periodo], i costi di produzione della biomassa BPC_t [€/periodo], i costi di trasporto della biomassa TCb_t [€/periodo] e i costi di trasporto del prodotto finito TCf_t [€/periodo]. Si faccia riferimento a Giarola et al. [1] per una spiegazione completa di come vengono determinate le suddette componenti di costo.

La linearizzazione dei costi, fondamentale per poter sviluppare un modello MILP (quindi lineare), è stata ottenuta grazie all'ausilio di due sets di parametri discreti: l'investimento di capitale $CI_{p,k}$ [M€], che è funzione della tipologia impiantistica k e della taglia impiantistica p , e la producibilità in etanolo dell'impianto ER_p [ton/year], la quale è funzione della taglia impiantistica p . Quindi sono state introdotte delle variabili binarie positive $\lambda_{p,k,g,t}$ (vale 1 se è presente un impianto k nella regione g al tempo t , altrimenti 0) e $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ (vale 1 solo nel periodo t nel quale l'impianto k viene costruito nella regione g , altrimenti 0) per determinare l'investimento complessivo di capitale TCI_t [€/periodo] e il fattore di ammortamento D_t [€/periodo]. Naturalmente $\lambda_{p,k,g,t}$ e $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ sono variabili ricorsive poiché dal momento in cui si decide di costruire un impianto, questo deve persistere negli anni successivi. Il set di equazioni risultante è il seguente:

$$TCI_t = \sum_{p,k,g} \lambda_{p,k,g,t}^{plan} \times CI_{p,k} \quad \forall t \quad (3.9)$$

$$D_t = \sum_{p,k,g} \lambda_{p,k,g,t} \times CI_{p,k} \times dk_t \quad \forall t \quad (3.10)$$

$$\lambda_{p,k,g,t} = \lambda_{p,k,g,t-1} + \lambda_{p,k,g,t}^{plan} \quad \forall k, g, t, p \quad (3.11)$$

La reale quantità $P_{j,k,g,t}^T$ di prodotto j dall'impianto k nella regione g al tempo t , viene calcolata impiegando un fattore 3 per passare dall'unità di tempo annuale ai periodi del modello di tre anni:

$$P_{"ethanol",k,g,t}^T \leq \sum_p \lambda_{p,k,g,t} \times 3 \times ER_p \quad \forall k, g, t \quad (3.12)$$

Equazioni del tutto analoghe sono impiegate per calcolare gli altri output impiantistici, ossia la produzione di DDGS e di CHP. Si rimanda al modello originale per tutte le equazioni riguardanti i vincoli logici, dal momento che non sono state modificate nella stesura dei nuovi modelli. Al contrario si ricapitolano i principali bilanci di massa, molto importanti per comprendere i futuri sviluppi. I tassi di produzione $P_{j,k,g,t}^T$ [ton/periodo oppure MWh/periodo a seconda del prodotto] del prodotto j da parte dell'impianto k nella regione g al tempo t sono riportati nelle equazioni seguenti:

$$P_{\text{DDGS},k,g,t}^T = P_{\text{corn},k,g,t} \times \delta \quad \forall k, g, t \quad (3.13)$$

$$P_{\text{power},k,g,t}^T = P_{\text{ethanol},k,g,t}^T \times \omega_k / \rho \quad \forall k, g, t \quad (3.14)$$

$$P_{f,i,k,g,t} = P_{\text{ethanol},k,g,t}^T \times \beta_{i,k} \quad \forall k, g, t \quad (3.15)$$

Lo scalare δ rappresenta il fattore di conversione del DDGS per ogni tipologia impiantistica ed è pari a $0.954 \text{ ton}_{\text{DDGS}}/\text{ton}_{\text{EtOH}}$, mentre lo scalare ρ esprime la densità dell'etanolo (pari a 0.7891 kg/l). Il parametro ω_k [$\text{kWh}/\text{l}_{\text{EtOH}}$] rappresenta l'eccesso di produzione elettrica da parte della tecnologia impiantistica k . L'alimentazione in biomassa i (corn o stover) dell'impianto $P_{f,i,k,g,t}$ [ton/periodo] viene convertita in etanolo grazie al parametro $\beta_{i,k}$ presente nella (3.15).

Sono poi introdotti (ma qui non riportati) i bilanci di massa sulla produzione regionale di biomassa in funzione dell'alimentazione degli impianti installati, sulla produttività degli impianti k in funzione della biomassa i utilizzata, sulle limitazioni nella coltivazione in regioni caratteristiche, sul limite massimo di biomassa utilizzabile per la produzione dell'etanolo (14% del corn producibile e 33% dello stover producibile nella regione g), equazioni che regolano la logica dei trasporti (su gomma, via treno, via nave e via fiume) e, per finire, equazioni di non negatività di talune variabili.

Per quanto riguarda i valori di tutte le altre grandezze parametriche introdotte nel modello in questione e degli ulteriori dati scalari di input, essendo questi perlopiù comuni anche agli sviluppi futuri, si rimanda alla lettura della sezione 3.2, riguardante specificatamente i modelli sviluppati nel corso del presente lavoro di Tesi. Quindi, in questa sezione, ci si limita semplicemente a descrivere come è stata fissata la domanda complessiva di etanolo nel tempo, poiché caratteristica fondamentale di questo lavoro.

Un passo importante nell'implementazione è la caratterizzazione del territorio per consentire all'ottimizzatore di sviluppare tutte le possibili configurazioni del network industriale. Come accennato in precedenza e in accordo con il lavoro di Zamboni et al. [31], il territorio nord italiano è stato discretizzato in una griglia di 59 quadrati omogenei (tutti di lato 50 km), ciascuno dei quali rappresenta un elemento del set g . Una cella addizionale ($g=60$) rappresenta la possibilità di importare biomassa dall'estero. Questa regione è caratterizzata dalla possibilità di coltivazione sostanzialmente illimitata della biomassa attraverso un valore notevolmente elevato di GS_g (parametro che esprime la superficie complessiva di ciascuna regione g).

Per quanto concerne la definizione della domanda di etanolo, in accordo con le direttive EU sui biocombustibili, si è deciso di far linearmente aumentare il suo miscelamento con la benzina da un valore minimo del 5.75% (in contenuto energetico) ad un massimo (a $t=5$) del 10%. Sempre in accordo con il lavoro di Zamboni et al. [31], si assume che il bioetanolo venga inviato a nove blending terminals esistenti in determinate regioni g (*demand centres*) nei quali la domanda complessiva di carburante rimanga costante per tutto l'orizzonte temporale del modello (Fig. 3.2). Il parametro $etperc_t$ riportato nella Tab. 3.1 rappresenta la variazione di blending etanolo/benzina in massa imposta dalla regolamentazione Statale nel corso degli anni, mentre nella Tab. 3.2 è possibile vedere i valori di

domanda di etanolo $Df_{g,t}^T$ [ton/month] per ciascun demand centre della regione g al tempo t .

Tab. 3.1. Parametro $etperc_t$ rappresentante il blending etanolo/benzina in massa in t

$etperc_t$	$t=1$	2	3	4	5
	10.2	12.1	14.0	15.8	17.6

Tab. 3.2. Valori della domanda $Df_{g,t}^T$ [ton/month] di etanolo in g nel tempo t

g	$t=1$	2	3	4	5
22	3870.33	4591.27	5312.22	5995.22	6678.22
25	5759.14	6831.92	7904.71	8921.03	9937.35
27	11175.35	13257.03	15338.71	17310.83	19282.95
32	5768.44	6842.95	7917.46	8935.42	9953.38
37	1836.79	2178.94	2521.08	2845.22	3169.36
39	5744.07	6814.04	7884.02	8897.68	9911.34
41	3957.03	4694.12	5431.22	6129.52	6827.82
46	3618.62	4292.67	4966.73	5605.31	6243.89
52	4780.06	5670.46	6560.86	7404.40	8247.94
TOT	46509.85	55173.45	63837.04	72044.66	80252.28

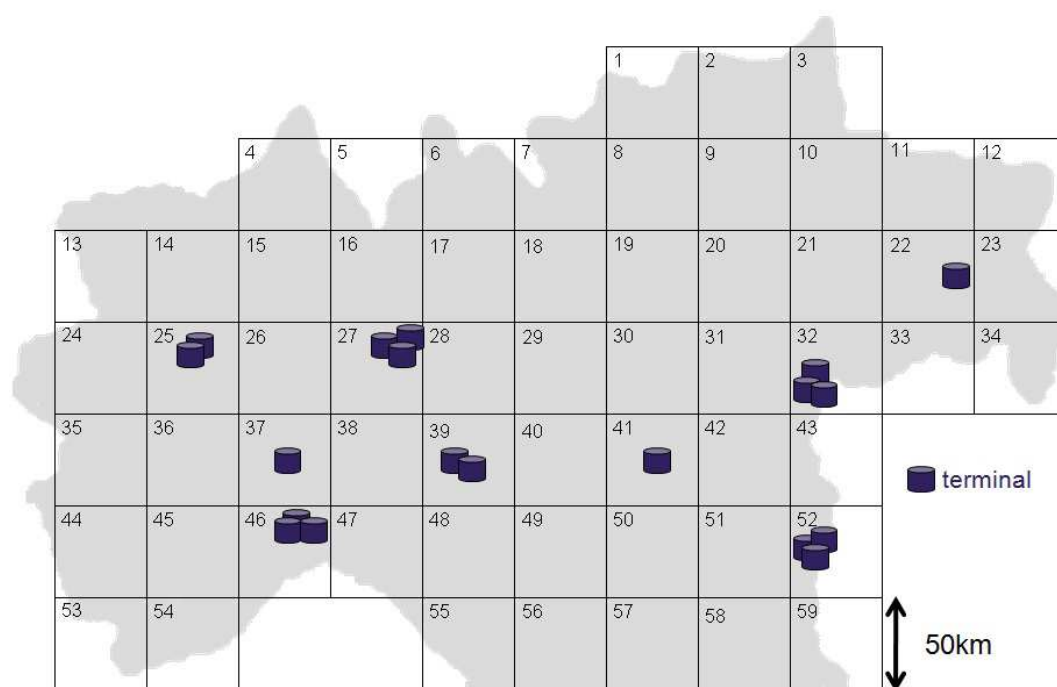


Fig. 3.2 - Rappresentazione della griglia g del modello con i relativi terminals

Per quanto concerne la coltivazione della biomassa, il suo pre-trattamento e i metodi di trasporto, si rimanda alla lettura di Giarola et. al [1] e Zamboni et al. [31], [32]. Le tipologie impiantistiche per la produzione dell'etanolo sono state descritte nel precedente capitolo (sezione 2.1 dei processi produttivi). A seguire, si riportano sinteticamente i risultati finali qualitativi del modello originale di partenza di Giarola et al. [1] che è stato brevemente descritto.

3.1.3 RISULTATI E CONCLUSIONI

Le variabili di design sono state ottimizzate con l'ausilio del solutore CPLEX del software GAMS®. Nello specifico, si tratta di una modellazione multi obiettivo con presenza di variabili binarie ed equazioni lineari (multy objective mixed integer linear programming - MoMILP) della SC per la produzione e distribuzione di biocombustibile (bioetanolo) di prima generazione (corn grain) e di seconda generazione (stover), ottimizzata in termini di profittabilità economica e impatto ambientale. Da un punto di vista ambientale, il modello suggerisce che l'unica strada per raggiungere gli obiettivi EU per mitigare il surriscaldamento globale sia l'adozione di tecnologie di seconda generazione per la produzione dell'etanolo. Infatti, le tecnologie di prima generazione, seppur economicamente più competitive, non sono risultate una risposta sostenibile per il soddisfacimento della domanda. D'altra parte, l'impiego esclusivo di tecnologie di seconda generazione non è una strategia economicamente valida. Tuttavia talune tecnologie ibride (ossia che integrano l'utilizzo di entrambe le biomasse) permettono di abbattere le emissioni a effetto serra pur mantenendo una discreta profittabilità. Questa, dunque, sembra essere l'opzione più convincente, rappresentando un giusto compromesso tra risultato economico e performance ambientale.

Il risultato di questo modello, seppur di notevole rilievo scientifico, ha poca importanza se confrontato con i risultati dei nuovi modelli di cui si discuterà a seguire, principalmente per due ragioni:

- I nuovi modelli svolgeranno esclusivamente un'ottimizzazione economica senza, a meno di sviluppi futuri, alcun riferimento alla performance ambientale.
- I nuovi modelli ottimizzeranno un set impiantistico notevolmente più ampio e variegato, grazie all'implementazione degli impianti di pura potenza descritti nel capitolo precedente alla sezione 2.2. Vi sarà, quindi, l'importante introduzione della produzione di energia elettrica per l'alimentazione di un parco veicolare elettrico (affiancata sempre alla produzione di etanolo per l'alimentazione di auto bifuel).

Nella sezione 3.2 a seguire verranno presentati i nuovi modelli sviluppati, M_D_P e M_D_L, con lo scopo di estendere l'uso delle biomasse alla generazione di bioelettricità volta ad alimentare un ipotetico futuro mercato italiano della mobilità privata elettrica.

3.2 EVOLUZIONE DELLA SPECIE: I NUOVI MODELLI

La trattazione sarà sviluppata con l'ordine seguente: inizialmente sarà enucleato il flusso logico tramite il quale sono stati sviluppati i modelli oggetto della Tesi. In particolare prima saranno trattati gli inputs di M_D_P (3.2.1). La sezione in questione provvederà a rendere chiara l'implementazione matematica del modello, descrivendone i set, le costanti, i parametri, le tabelle e le variabili. Successivamente, verranno spiegate le differenze sostanziali di M_D_L (3.2.2), più precisamente con riferimento a come sono state fissate le domande complessive di etanolo ed energia elettrica.

3.2.1 MODELLO A DOMANDE PARALLELE

La descrizione di M_D_P verrà svolta cercando di seguire la filiera di produzione, partendo dalla coltivazione della biomassa, descrivendone quindi la conversione negli impianti di etanolo e di potenza, successivamente la distribuzione al consumatore e gli usi finali. Si ricorda che all'inizio del presente lavoro di Tesi è possibile consultare una tabella riassuntiva di tutte le costanti, i parametri e le variabili implementate nel M_D_P.

COLTIVAZIONE DELLA BIOMASSA

Per quanto riguarda la coltivazione del corn, le caratteristiche spaziali di input (i.e. BCD_g^{max} , AD_g , $BY_{i,g}$ e $UPC_{i,g}$) sono state ricavate da Zamboni et al. [31]. Vengono allora imposti, attraverso i parametri precedentemente citati, la massima densità di coltivazione nella regione g [$\text{km}^2_{\text{cultivation}}/\text{km}^2_{\text{arable land}}$], la porzione locale di terreno arabile [$\text{km}^2_{\text{arable}}/\text{km}^2_{\text{grid surface}}$], la resa in produzione di i nella regione g [$\text{ton}_{\text{biomass}}/\text{km}^2/\text{periodo}$] e il costo di produzione unitario per tipo di biomassa i relativamente alla regione g [$\text{€}/\text{ton}_{\text{biomass}}$].

La producibilità di stover, in accordo con il modello originale, è stata fissata sulla base di un fattore di conversione *grain to stover* pari ad 1:1, mentre il costo di produzione dello stover è stato assunto sulla base di un fattore di ammortamento del 24%.

La disponibilità di biomassa [ton/month] per gli impianti produttivi ($BA_{g,i}$) viene determinata tenendo conto, per l'estensione coltivabile (GS_g) di ciascuna regione g , della massima porzione di terreno effettivamente coltivabile (BCD_g^{max}), limitatamente alla porzione arabile (AD_g). La superficie effettivamente coltivata, dunque, viene moltiplicata per la resa in biomassa ($BY_{i,g}$) ottenendo la biomassa i massima producibile ($BA_{g,i}$) per ciascuna regione g :

$$BA_{g,i} = GS_g \times BY_{g,i} \times BCD_g^{MAX} \times AD_g \quad (3.16)$$

Naturalmente, la biomassa i prodotta al tempo t ($Pb_{i,g,t}$) nella regione g non potrà mai superare il valore massimo producibile:

$$Pb_{i,g,t} \leq BA_{g,i} \quad (3.17)$$

La producibilità totale di biomassa i al tempo t ($TPot_{i,t}$) sarà pari alla sommatoria in g della producibilità regionale $BA_{g,i}$ moltiplicata per il binario IBF_g , il quale vieta la coltivazione di biomassa in talune regioni g del modello, poiché zone montane o comunque poco adatte alla coltivazione del mais:

$$TPot_{i,t} = \sum_g BA_{g,i} \times IBF_g \quad (3.18)$$

A partire dalla produzione della biomassa i nella regione g al tempo t ($Pb_{i,g,t}$) è possibile determinare il costo di produzione della biomassa BPC_t al tempo t grazie al parametro $UPC_{i,g}$ [31], il quale fissa il costo di acquisto unitario [$\text{€}/\text{ton}$] della biomassa i :

$$BPC_t = \sum_{i,g} Pb_{i,g,t} \times UPC_{i,g} \quad (3.19)$$

La produzione effettiva di biomassa i nella regione g al tempo t ($Pb_{i,g,t}$) impiegata nella (3.19) viene fissata (bilancio di massa) sulla base della richiesta di biomassa degli impianti di produzione ($Dtot_{i,g,t}$), che verrà analizzata successivamente, e della variazione al tempo t di biomassa, dovuta al trasporto da una regione g ad un'altra regione g' ($Qi_{i,g,l,g',t}$), come mostrato nell'equazione seguente:

$$Pb_{i,g,t} = Dtot_{i,g,t} + \sum_{l,gp} (Qi_{i,g,l,g',t} - Qi_{i,g',l,g,t}) \quad (3.20)$$

Le massime percentuali di corn e stover impiegabili per gli impianti di produzione vengono fissate attraverso il parametro $quota_i$. Questo parametro, in accordo con Zamboni et al. [31], fissa il massimo sfruttamento del corn e dello stover rispettivamente al 14% e al 33% della massima producibilità calcolata nella (3.18). L'equazione risultante è la seguente:

$$quota_i \times TPot_{i,t} = \sum_g Pb_{i,g,t} \times IBF_g \quad (3.21)$$

Infine, attraverso un parametro $GCU2$, la coltivazione della biomassa è stata sostanzialmente vietata in talune regioni montane o, comunque, geograficamente svantaggiate, imponendo che $Pb^{GCU2}_{i,t}=0$. Nella Fig. 3.3 è possibile vedere chiaramente in quali regioni la produzione di biomassa sia imposta pari a zero.

Le precedenti relazioni sviluppano le logiche matematiche che regolano le modalità produttive della biomassa impiegata nel modello (corn e stover). Tale biomassa, prima di essere trasportata agli impianti di conversione in etanolo o energia elettrica, viene sottoposta a dei processi di pre-trattamento, oggetto del prossimo paragrafo.

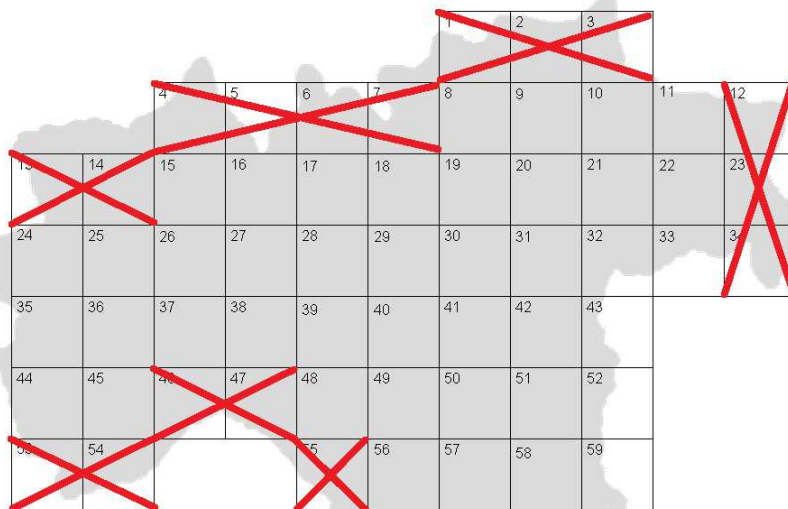


Fig. 3.3 - Nelle regioni eliminate è vietata la coltivazione di biomassa in accordo con il parametro $GCU2$

PRE-TRATTAMENTI DELLA BIOMASSA

La biomassa prodotta, prima di essere trasportata ai siti produttivi, deve essere essiccata e stoccata. Da un punto di vista modellistico, i costi di tali operazioni sono già inclusi nei costi di produzione calcolati nella (3.19). Per questa ragione i pre-trattamenti sono sostanzialmente "invisibili" nel modello.

TRASPORTO DELLA BIOMASSA

L'infrastruttura di distribuzione della biomassa include la possibilità di trasporto su gomma (*small truck* e *truck*), su rotaia (*rail*) e su acqua (*ship* e *barge*). È prevista anche la possibilità di trasbordo (*trans-ship*) della merce da un mezzo di trasporto all'altro. La biomassa può essere anche importata dall'estero attraverso l'ausilio della regione $g=60$ a coltivazione "illimitata". I costi di trasporto ($UTCb_l$) della biomassa i in funzione del mezzo di trasporto l [€/ton/km] sono fissati in accordo con Zamboni et al. [31] e riportati nella Tab. 3.3.

Tab. 3.3. Costi unitari di trasporto $UTCb_l$ della biomassa prodotta [€/ton/km]

tipologia di trasporto l	costo unitario di trasporto $UTCb_l$
Small Truck	0.270
Truck	0.540
Rail	0.200
Barge	0.120
Ship	0.064
Trans-ship	0.005

Nel modello sono implementati dei vincoli sulle modalità di trasporto ritenute valide. Per prima cosa, bisogna assicurare che non si creino *loop* interni nel percorso della biomassa i , imponendo che la quantità Qb di biomassa i trasportata in t dalla regione g alla medesima regione g sia pari a zero:

$$Qb_{i,g,l,g,t} = 0 \quad \forall i, g, l, t \quad (3.22)$$

Quindi si impone la condizione di fattibilità del trasporto Qb della biomassa (ad esempio, il trasporto via *barges* non è possibile se non esistono percorsi navigabili nella regione g):

$$Qb_{i,g,l,g',t} = 0 \quad \forall i, g, l, g', t : (g, l, g') \neq Total_{g,t,g'} \quad (3.23)$$

Il parametro $Total_{g,t,g'}$ rappresenta complessivamente le connessioni consentite tra la regione g e la regione g' attraverso il metodo di trasporto l impiegato al tempo t . Il costo totale del trasporto (Tcb_t [€/periodo]) della biomassa i al tempo t viene calcolato nella seguente equazione:

$$Tcb_t = \sum_{i,l} UTCb_l \times \left(\sum_{g,g'} Qb_{i,g,l,g',t} \times LD_{g,g'} \times \tau_{g,l,g'} \right) + \sum_{i,g} UTCl \times Pb_{i,g,t} \times LD_{g,g} \quad (3.24)$$

Si moltiplica, per ciascun tipo di biomassa i e ciascun tipologia di trasporto l , il costo unitario di trasporto $UTCb_l$ per la quantità Qb di biomassa trasportata e per i

chilometri $LD_{g,g'}$ che questa ha percorso nel passare dalla regione g alla regione g' . Per tenere conto della disomogeneità dei tracciati si impiega un *tortuosity factor* ($\tau_{g,l,g'}$) dipendente dalla tipologia di trasporto l . Quindi si sommano i costi di trasporto all'interno della medesima regione g . Dopo essere stata trasportata, la biomassa i viene convertita in etanolo oppure in energia elettrica negli impianti produttivi.

IMPIANTI PRODUTTIVI: CONVERSIONE DELLA BIOMASSA

A seguire si comincerà a sviluppare la modellazione matematica degli impianti produttivi di cui si è discusso nel Capitolo 2. Naturalmente, l'alimentazione in biomassa degli impianti è sostanzialmente proporzionale all'output degli stessi, il quale è fissato in relazione ad una precisa domanda da soddisfare (ma di questa verrà trattato più avanti). In questo paragrafo l'attenzione verrà focalizzata sulla conversione della biomassa in prodotto finale: etanolo ed energia elettrica.

Il set k racchiude tutte le tipologie impiantistiche utilizzabili dal solutore ed è riportato nella Tab. 3.4. Come discusso nel Capitolo 2, si ha a disposizione una scelta tra quattro tipologie impiantistiche per la produzione di etanolo ($k=1, 2, 5, 6$). All'interno del set k , possiamo identificare il subset $elec_k$, il quale racchiude tutte le tecnologie di pura produzione elettrica ($k=11, 22, 33$). Per quanto riguarda le taglie impiantistiche, è stato implementato il set p , i cui corrispondenti valori di output (PR_p [kton/year oppure MW a seconda del tipo di output]), in accordo con quanto discusso nel capitolo 2, sono riportati nella Tab. 3.5.

Tab. 3.4. Set k delle tecnologie produttive

	$k=1$	2	5	6	11	22	33
Process	DGP	DGP	IGSP	IGSP	C+R	G+TG	G+MCI
Input	Grain	Grain	Grain Stover	Grain	Stover	Stover	Stover
Output	EtOH DDGS	EtOH CHP	EtOH DDGS	EtOH CHP	Power	Power	Power

Tab. 3.5. Taglie PR_p impiantistiche scelte

p	EtOH [kton/year]	Power [MW]
1	96	1
2	110	5
3	150	10
4	200	15
5	250	30
6	276	60

Entrando nel merito della conversione della biomassa i in prodotto finito j (EtOH, DDGS oppure Power), questa viene schematizzata con il parametro $\gamma_{i,k}$ [ton_{EtOH}/ton_{Biomass}], per quanto riguarda l'etanolo (Tab. 3.6), e con il parametro $z_{i,k}$ [MWh/ton_{Biomass}] per quanto concerne l'energia elettrica (Tab. 3.7).

Tab. 3.6. Conversione biomassa in etanolo con $\gamma_{i,k}$ [ton_{EtOH}/ton_{Biomass}]

$\gamma_{i,k}$	$k=1$	2	5	6	11	22	33
Corn	0.332	0.332	0.332	0.332	0	0	0
Stover	0.267	0.267	0.267	0.267	0	0	0

Tab. 3.7. Conversione biomassa in energia elettrica con $z_{i,k}$ [MWh/ton_{Biomass}]

$z_{i,k}$	$k=1$	2	5	6	11	22	33
Corn	0	0	0	0	0	0	0
Stover	0	0	0	0	1.1647	1.7461	1.6370

Tuttavia, per quanto riguarda la produzione elettrica, è ragionevole avere a disposizione nel modello l'energia trasmissibile all'utenza, piuttosto che l'energia producibile da parte degli impianti. Per questa ragione i valori di conversione $z_{i,k}$ effettivamente implementati sono più bassi rispetto a quelli riportati nella Tab. 3.7. Secondo le statistiche Terna [33], il rendimento medio della rete elettrica nazionale è pari al 93.5% e di ciò si è tenuto direttamente conto nel valore effettivo di $z_{i,k}$ riportato nella Tab. 3.8. Adesso, questo parametro rappresenta la conversione della biomassa in energia elettrica effettivamente trasmessa all'utenza [MWh_{trasm}/ton_{Biomass}]. Si sottolinea che gli eccessi di produzione elettrica degli impianti cogenerativi per la produzione di etanolo (CHP in output) non sono considerati nel valore di $z_{i,k}$, ma che la produzione elettrica di questi impianti è schematizzata dall'apposito parametro EP_k [kWh/l_{EtOH}], riportato nella Tab. 3.9.

Tab. 3.8. Conversione biomassa in energia elettrica trasmessa all'utenza regionale con $z_{i,k}$ [MWh_{trasm}/ton_{Biomass}] tenendo conto del rendimento nazionale

$z_{i,k}$	$k=1$	2	5	6	11	22	33
Corn	0	0	0	0	0	0	0
Stover	0	0	0	0	1.0890	1.6326	1.5306

Tab. 3.9. Eccesso elettrico EP_k degli impianti k da EtOH prodotto

k	$k=1$	2	5	6	11	22	33
EP_k	0	0.533	0	0.743	0	0	0

Abbiamo a disposizione un parco impiantistico particolarmente variegato, non solo per quanto riguarda la tipologia di produzione, ma anche per quanto concerne l'alimentazione. Per tenere conto del tipo e della frazione di biomassa i che deve alimentare la tipologia impiantistica k , si impiega il parametro $beta_{i,k}$ riportato nella Tab. 3.10. Possiamo chiaramente osservare come l'unico impianto ibrido, in termini di alimentazione di biomassa, sia quello IGSP con sottoproduzione di DDGS ($k=5$). Gli impianti di potenza vengono esclusivamente alimentati con stover. La frazione di stover impiegata per la cogenerazione elettrica negli impianti CHP è fissata al 19.9%.

Tab. 3.10. Frazione di biomassa i in alimentazione agli impianti k

$beta_{i,k}$	$k=1$	2	5	6	11	22	33
Corn	1	0	0.292	1	0	0	0
Stover	0	1	0.708	0	1	1	1

Vediamo l'effettiva procedura matematica che, con l'ausilio dei parametri fin qui descritti, consente di descrivere la conversione della biomassa i in prodotto finale j nel modello. Anzitutto, attraverso ER_p , è possibile determinare la produzione di etanolo $P_{tot}^{EtOH}_{k,g,t}$ degli impianti k nella regione g al tempo t :

$$P_{tot}^{EtOH}_{k,g,t} \leq \sum_p ER_p \times \lambda_{p,k,g,t} \quad \forall k \notin elec_k \quad (3.25)$$

Si noti che $\lambda_{p,k,g,t}$ è una variabile binaria che assume valore unitario nel caso esista un impianto k nella regione g al tempo t . Lo stesso calcolo viene effettuato per valutare la produzione elettrica $ELtot_{k,g,t}$ degli impianti di pura potenza grazie a PR_p . Sia nella (3.25) che nella successiva viene utilizzata una disuguaglianza per consentire al modello di scegliere anche impianti che lavorino a carico parziale:

$$ELtot_{k,g,t} \leq \sum_p PR_p \times \lambda_{p,k,g,t} \quad \forall k \in elec_k \quad (3.26)$$

Le variazioni di producibilità in t degli impianti sono limitate dalle seguenti condizioni, rispettivamente per la produzione di etanolo e per la produzione di potenza elettrica:

$$ELtot_{k,g,t} \geq 0.7 \times \sum_p PR_p \times \lambda_{p,k,g,t} \quad \forall k \notin elec_k \quad (3.27)$$

$$Ptot_{k,g,t}^{EtOH} \geq 0.8 \times \sum_p ER_p \times \lambda_{p,k,g,t} \quad \forall k \in elec_k \quad (3.28)$$

Le precedenti disequazioni, infatti, limitano le eccessive fluttuazioni di carico (cioè delle $Ptot$) cui sarebbero soggetti taluni impianti del modello nel passaggio da un periodo t a quello successivo $t+1$. La loro introduzione, al contrario, consente agli impianti di poter variare la propria producibilità, da un periodo t a quello successivo $t+1$, di un valore massimo impostato. Questa variabilità della produzione dell'impianto, ragionando da un punto di vista economico (converrebbe produrre il massimo producibile) e pratico (per esempio non avrebbe senso l'installazione di impianti che dimezzano la propria produzione da un anno all'altro), dovrebbe essere più piccola possibile (idealmente nulla). Tuttavia, questioni legate alla convergenza del solutore obbligano talvolta a scegliere valori sostanzialmente superiori all'idealità (che sarebbe lo 0% di variazione di produzione da t a $t+1$). Nel caso di M_D_P è stata impostata una variazione massima di taglia da t a $t+1$ del 30%, nel caso degli impianti di potenza, e del 20%, nel caso degli impianti che producono etanolo. Questi valori si riflettono rispettivamente nel coefficiente 0.7 della (3.27) e 0.8 della (3.28).

La produzione di etanolo ($Pf_{i,k,g,t}$ [ton/month]) dall'impianto k alimentato con biomassa i nella regione g al tempo t è calcolata con l'equazione a seguire e analogamente, viene calcolata la produzione di potenza ($Pp_{i,k,g,t}$ [tee/month]) dell'impianto k alimentato con biomassa i nella regione g al tempo t :

$$Pf_{i,k,g,t} = \gamma_{i,k} \times Cap_{i,k,g,t} \quad (3.29)$$

$$Pp_{i,k,g,t} = z_{i,k} \times CapElec_{i,k,g,t} \quad (3.30)$$

Note Pp e Pf , quindi, è possibile determinare $Ptot_{k,g,t}^{EtOH}$ ed $ELtot_{k,g,t}$ grazie al parametro $betae_{i,k}$ della Tab. 3.10:

$$Pf_{i,k,g,t} = Ptot_{k,g,t}^{EtOH} \times betae_{i,k} \quad (3.31)$$

$$Pp_{i,k,g,t} = ELtot_{k,g,t} \times betae_{i,k} \quad (3.32)$$

Le variabili $Cap_{i,k,g,t}$ e $CapElec_{i,k,g,t}$ rappresentano l'alimentazione di biomassa i dell'impianto di tecnologia k nella regione g al tempo t , rispettivamente per gli impianti di produzione dell'etanolo e per gli impianti di potenza. Queste sono le variabili chiave impiegate per mettere in relazione la richiesta di biomassa da parte degli impianti (trasportata dai centri di pre-trattamento e raccolta) con la produzione effettiva dell'impianto (per il soddisfacimento della domanda del modello). Per quanto concerne questo paragrafo, ossia la conversione della biomassa in prodotto finale, restano solo da analizzare due aspetti: la produzione del DDGS e lo studio della potenza elettrica complessivamente prodotta dagli impianti appositi e, come sottoprodotto, dagli impianti di etanolo.

La produzione di DDGS viene calcolata come percentuale $DY=95.4\%$ [1] della produzione di etanolo:

$$Ptot_{k,g,t}^{DDGS} = Pf_{k,g,t}^{CORN} \times DY \quad (3.33)$$

Per quanto concerne la produzione di potenza elettrica ($Ptot_{k,g,t}^{Power}$), questa viene calcolata attraverso la somma di due contributi: l'energia prodotta dagli impianti di potenza ($ELtot_{k,g,t}$) e l'energia elettrica in eccesso (CHP) sviluppata dagli impianti di produzione dell'etanolo (della quale si tiene conto attraverso il parametro EP_k). Naturalmente, per un impianto k specifico, di sicuro uno dei due contributi è nullo, poiché nella modellazione non esiste un impianto di etanolo che sia di pura potenza né tantomeno esiste un impianto di potenza che produca etanolo. L'equazione risultante è la seguente:

$$Ptot_{k,g,t}^{Power} = EP_k \times \frac{Ptot_{k,g,t}^{EtOH}}{RHO_e} + ELtot_{k,g,t} \quad (3.34)$$

Con queste equazioni si conclude la trattazione riguardante la conversione della biomassa negli impianti di produzione. Ricapitolando, gli impianti hanno complessivamente consumato corn e stover, e hanno prodotto etanolo ed energia elettrica. I sottoprodotti generati sono il DDGS e il CHP. Quindi, risulta fondamentale valorizzare economicamente i costi e i benefici degli output impiantistici. Nel prossimo paragrafo, infatti, verranno spiegate le tecniche impiegate per l'implementazione modellistica dei costi di produzione e dei ricavi generati dalla vendita di etanolo, energia elettrica e DDGS.

IMPIANTI PRODUTTIVI: COSTI E RICAVI

Per quanto riguarda la determinazione dei costi fissi di installazione degli impianti k (investimento iniziale), questi vengono calcolati a partire dal parametro $CI_{p,k}$ [M€] riportato nella Tab. 3.11 in funzione della taglia p . Per rispettare gli estremi di taglia dei quali si è discusso nel capitolo 2.2, per taluni impianti è stato fissato un enorme costo d'investimento in modo che tali opzioni vengano automaticamente scartate dal solutore. Relativamente ai costi variabili degli impianti, questi sono stati linearizzati come mostrato nella Fig. 3.4. Quindi è stato costruito (Tab. 3.12) $coef_{k,c}$ che fissa i coefficienti di linearizzazione delle curve di costo dell'impianto k per la produzione

del prodotto j . Le pendenze (*slopes*) sono espresse in €/ton oppure €/MWh a seconda della tipologia di prodotto. Gli intercetta (*intercepts*) sono espressi in €/month

Tab. 3.11. Costo d'investimento [M€] dell'impianto k di taglia p

$CI_{p,k}$	$k=1$	2	5	6	11	22	33
1	62	396	187	81	999999	3.8182	1.9536
2	70	434	204	90	21.502	9.5098	5.3247
3	91	535	252	117	32.434	14.088	8.2001
4	115	648	305	149	48.922	20.871	999999
5	139	753	354	179	62.220	26.265	999999
6	151	804	379	195	93.851	38.910	999999

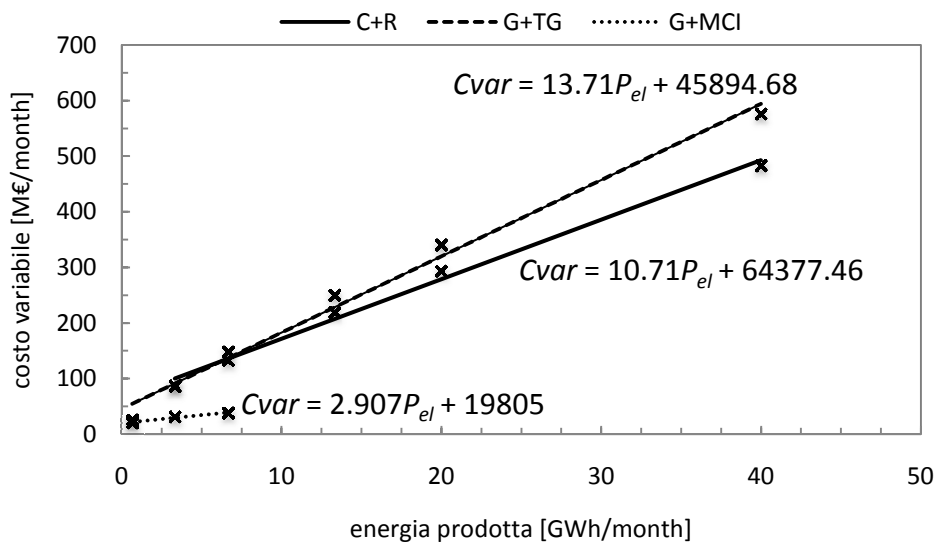


Fig. 3.4 – Linearizzazione dei costi variabili degli impianti k . I punti presenti nel grafico rappresentano i valori effettivamente calcolati nel Capitolo 2

Tab. 3.12. Coefficienti di linearizzazione implementati nei modelli per il calcolo dei costi variabili per la produzione j dell'impianto k ricavati dalla precedente Fig. 3.4

$coef_{k,c}$	Slope	Intercept
1	140.83	169906.00
2	202.88	891755.00
5	143.36	507404.00
6	17.75	388525.00
11	10.71	64377.46
22	13.71	45894.68
33	2.91	19805.00

Da un punto di vista della formulazione matematica, i costi d'investimento $TCII_{k,g,t}$ degli impianti vengono calcolati grazie ad una variabile $\lambda_{p,k,g,t}^{plan}$ di linearizzazione della tecnologia k di taglia p nella regione g al tempo t e al valore di costo di investimento $CI_{p,k}$ mostrato in precedenza nella Tab. 3.11:

$$TCII_{k,g,t} = \sum_p \lambda_{p,k,g,t}^{plan} \times CI_{p,k} \quad (3.35)$$

Sommando, per ciascun periodo t , i costi fissi di tutti gli impianti k su tutte le regioni g , si ottengono i costi di investimento complessivi TCI_t al periodo t :

$$TCI_t = \sum_{g,k} TCI_{k,g,t} \quad (3.36)$$

Analogamente al modello originale di Giarola et. al., questi costi d'investimento vengono quindi sommati in t e attualizzati, andando a costituire la voce di investimento iniziale nel calcolo dell' NPV .

Quindi vengono calcolati i costi variabili di produzione per l'etanolo (EPC_t [€/periodo]) e per l'energia elettrica (PPC_t [€/periodo]) prodotta dagli impianti di pura potenza:

$$EPC_t = \sum_{k,g} (coef_{k,"slope"} \times Ptot_{k,g,t}^{EtOH} + coef_{k,"intercept"} \times Y_{k,g,t}) \quad \forall k \notin elec_k \quad (3.37)$$

$$PPC_t = \sum_{k,g} (coef_{k,"slope"} \times ELtot_{k,g,t} + coef_{k,"intercept"} \times Y_{k,g,t}) \quad \forall k \in elec_k \quad (3.38)$$

Nelle equazioni (3.37) e (3.38) vengono utilizzati i coefficienti di linearizzazione dei costi variabili presentati nella Tab. 3.12: la pendenza va a moltiplicare la produzione dell'impianto, quindi viene sommato il valore dell'intercetta.

Per quanto riguarda la valorizzazione economica dei prodotti impiantistici (EtOH, Power e DDGS), questa viene svolta moltiplicando la quantità di bene prodotto ($Ptot$) per il rispettivo prezzo di vendita MP_j :

$$TAR_{j,k,t} = \sum_g Ptot_{k,g,t}^j \times MP_j \quad (3.39)$$

Sommando il profitto risultante dalla vendita dei beni j prodotti da tutti gli impianti k al tempo t , si ottengono i ricavi ($incomes_t$ [€/periodo]). Successivamente i ricavi verranno attualizzati e sommati in t , andando quindi a costituire la voce di attività nel calcolo dell' NPV . I prezzi di vendita MP_j sono fissati a 710 €/ton per quanto riguarda l'etanolo, a 300 €/ton per quanto riguarda il DDGS e a 90 €/MWh per quanto riguarda l'energia elettrica. In particolare riferimento al prezzo di vendita dell'energia elettrica, un valore base di 90 €/MWh rappresenta sicuramente una scelta conservativa. Infatti, la tariffa onnicomprensiva corrisposta dal GSE per impianti analoghi a quelli impiegati nel modello è ben superiore, e pari a 180 €/MWh. Tuttavia questo prezzo energia viene applicato solo ad impianti di taglia inferiore al MW. Un caso intermedio con prezzo fissato a 145 €/MWh potrebbe essere più sincero, dal momento che tale somma corrisponde al minimo incentivo per gli impianti a biomassa in questione di taglia superiore ai 5 MW elettrici in base al DM del 6 Luglio 2014 [34].

Successivamente, gli output impiantistici vengono trasportati (per quanto riguarda l'etanolo) oppure trasmessi (per quanto riguarda l'energia elettrica) ai *demand centres*. Il prossimo paragrafo si occuperà di questi aspetti.

TRASPORTO DEI PRODOTTI FINALI

Per quanto concerne l'etanolo, il trasporto segue le medesime logiche matematiche sviluppate precedentemente per il trasporto della biomassa. Questo perché viene impiegata la medesima infrastruttura logistica, con la differenza che l'etanolo viene distribuito dagli impianti produttivi delle regioni g ai nove *terminals* presenti nel modello. I *demand centres* sono costruiti, a livello modellistico, con le medesime logiche di Giarola et al. [1] di cui si è discusso all'inizio del presente capitolo. I costi di trasporto dell'etanolo (TCf_t [€/periodo]) vengono calcolati moltiplicando il costo unitario di trasporto dell'etanolo ($UTCf_l$ [€/ton/km]) con il mezzo l per la quantità di etanolo trasportata ($Qf_{g,l,g',t}$) da g a g' e per la distanza percorsa ($LD_{g,g'}$). Anche in questo caso si tiene conto del tortuosity factor $\tau_{g,l,g'}$:

$$TCf_t = \sum_{i,l} UTCf_l \times \left(\sum_{g,g'} Qf_{g,l,g',t} \times LD_{g,g'} \times \tau_{g,l,g'} \right) \quad (3.40)$$

In merito alla distribuzione dell'energia elettrica, si assume di utilizzare l'infrastruttura di trasmissione e distribuzione italiana, perciò il trasporto dell'energia elettrica non comporta costi economici nel modello. Inoltre, poiché la rete elettrica italiana non presenta significative possibilità di accumuli (quindi in una regione g viene consumata istantaneamente l'energia prodotta in qualsiasi altra regione g'), è stato possibile mantenere la struttura "a *terminals*" anche per la potenza prodotta. Da un punto di vista puramente modellistico, quindi, anche l'energia elettrica prodotta viene inviata ai *demand centres* dell'etanolo preesistenti nel modello, seppur con un costo di trasporto nullo. Naturalmente, si tiene conto delle perdite di trasmissione come mostrato precedentemente nella Tab. 3.8.

In riferimento a Giarola et al. [1], si immagina un costo di trasporto nullo anche per il DDGS prodotto, nell'ipotesi che tale sottoprodotto venga direttamente acquistato dagli utenti finali nel luogo di produzione, ossia nei pressi dell'impianto. Dunque, l'unico costo di trasporto da inserire nei costi variabili ($VarC_t$ [€/periodo]) del modello è quello imputabile alla distribuzione dell'etanolo prodotto (TCf_t [€/periodo]).

Abbiamo completamente descritto l'*upstream* (Fig. 3.1) del modello, partendo dalla coltivazione della biomassa sino alla sua conversione negli impianti k e alla distribuzione del prodotto finito j . A seguire, si focalizzerà l'attenzione sul *downstream*, nell'ottica di descrivere le connessioni create tra i siti di produzione e l'utente finale. Per cominciare, nel prossimo paragrafo verranno descritte le modalità con le quali sono state fissate le domande di etanolo ed energia elettrica in M_D_P.

UTENTE FINALE: DOMANDE DI ETANOLO ED ENERGIA ELETTRICA

Si è accennato in precedenza al fatto che è stata mantenuta la struttura dei *terminals* del modello originale. D'altra parte, si sono rese necessarie talune sostanziali modifiche quantitative per tenere conto, nei centri di domanda, della richiesta contestuale di due beni: etanolo ed energia elettrica. In M_D_P, queste due domande sono fissate parallelamente tra loro, il che significa che i tassi di crescita in t di entrambe sono fissati a priori. Il modello, quindi, è costruito di modo da soddisfare, di anno in anno, dei valori di produzione preimpostati. Nella trattazione a seguire

verrà spiegato come i tassi imposti di crescita siano stati ottenuti e come siano state matematicamente implementate le domande di etanolo ed energia elettrica.

Anzitutto, la costruzione delle domande di etanolo ed energia elettrica parte da due fondamentali ipotesi:

- La domanda complessiva, data dalla somma del combustibile per alimentare i veicoli bifuel (benzina ed etanolo) e dell'elettricità per alimentare i veicoli elettrici, è costante in t in accordo con Giarola et al [1].
- Il blending etanolo-benzina deve mantenere il tasso di crescita in t imposto nel modello originale. Questo significa che, contestualmente alla penetrazione dei veicoli elettrici in parziale sostituzione di quelli tradizionali a benzina, la percentuale di etanolo va calcolata su una quota di veicoli a benzina calante in t , come verrà mostrato a seguire.

Date queste premesse, la determinazione dei tassi di crescita di etanolo ed elettricità deve necessariamente partire dalla valutazione della penetrazione dei veicoli elettrici nel mercato automobilistico nord italiano. Per quanto concerne, appunto, la penetrazione dei veicoli elettrici, l'attenzione è stata focalizzata sulla pubblicazione di Shepherd et al. [35], che suggerisce per le tecnologie puramente elettriche uno share di mercato a $t=5$ (2030) del 3%, in accordo anche con le previsioni del Boston Consulting Group [36] (3.015%) e con la pubblicazione del BERR [37] (3.5%). Si è quindi deciso di ritenere valido un valore di market share del 3.26% al 2030 (in riferimento al parco veicolare circolante). Tale valore di share è stato tradotto in un tasso lineare di crescita dei veicoli elettrici (dallo 0% a $t=0$ al 3.26% a $t=5$). Poiché tale share è calcolato sui veicoli effettivamente circolanti nel modello, è necessario stimare il numero di veicoli elettrici a partire dall'energia che mediamente questi consumano. A tal proposito è risultata particolarmente utile la pubblicazione di Perujo et al. [38], in cui viene condotta una simulazione nella provincia di Milano su varie tipologie di veicoli privati, in previsione di un market share dei veicoli elettrici del 3.09% al 2030 (quindi un valore particolarmente simile a quello impiegato nel modello, fissato al 3.26%). Quindi, è stato ricavato il parametro $nCARS_{conversion}=1.897$ [MWh/car/year], grazie al quale è possibile ottenere il numero cumulato di veicoli elettrici $nCARS_t$ per ciascun periodo t e il numero di nuove automobili elettriche $newCARS_t$ nel passaggio da un periodo t a quello successivo $t+1$. Il numero di veicoli complessivamente circolanti nel modello ($autoTOT$) è supposto costante e pari a 22058829 automobili, delle quali ($benzTOT$) 8668634 (39.3% del totale) sono a benzina (questi valori sono ottenuti convertendo la domanda di energia per il parco veicolare del modello originale in numero di automobili attraverso $nCARS_{conversion}$). Il numero di automobili del modello, e in particolare il rapporto tra veicoli a benzina e altri, è stato confrontato anche con le statistiche ACI [39]. Questo significa, imponendo il tasso di crescita lineare previsto, che i veicoli elettrici circolanti nel modello cresceranno linearmente sino a 719118 unità ($nCARS_t$), delle quali 231052 andranno direttamente in sostituzione di veicoli a benzina tradizionali ($nCARS^{benz}_t$). La quota di auto elettriche effettivamente in sostituzione a quelle tradizionali ($nCARS^{benz}_t$) è in rapporto al numero complessivo di veicoli elettrici ($nCARS_t$), con la stessa proporzione con la quale il numero di veicoli a benzina ($benzTOT$) è in rapporto al numero totale di veicoli circolanti ($autoTOT$).

Quindi, la quota di veicoli bifuel ($bifuel^{CARS_t}$) su cui calcolare la produzione di etanolo (avendo fissato il blending $etperc_t$ come nel modello originale), cala progressivamente in t (poiché nel frattempo parte dei veicoli a benzina è stata sostituita da auto elettriche). Complessivamente la situazione del parco veicolare circolante in t è riportata nella Tab. 3.13.

Tab. 3.13. Parco veicolare circolante ($nCARS_t$) in t per M_D_P

	$t=1$	2	3	4	5
$autoTOT$	22058829	22058829	22058829	22058829	22058829
$benzTOT$	8668634	8668634	8668634	8668634	8668634
$Share_{elettriche}$	0.65%	1.30%	1.95%	2.61%	3.26%
$nCARS_t$	143382	286765	430147	575735	719118
$nCARS_t^{benz}$	46069	92138	138206	184984	231053
$bifuel^{CARS_t}$	8622566	8576497	8530428	8483651	8437582

In termini di energia, una penetrazione dei veicoli elettrici al 2030 del 3.26% si traduce in una domanda di energia elettrica a $t=5$ pari a 15183.75 tee (113675.64 MWh/month) e una domanda di etanolo a $t=5$ pari a 41038.11 ton/month, come mostrato nella Tab. 3.14.

Tab. 3.14. Domanda di energia elettrica in t per alimentare $nCARS_t$

$Share_{elettriche}$	0.65%	1.30%	1.95%	2.61%	3.26%
$nCARS_t$	143382	286765	430147	575735	719118
$Power_{[tee]}$	3027.43	6054.87	9082.30	12156.31	15183.75
$Power_{[MWh/m]}$	22665.39	45330.78	67996.17	91010.25	113675.64
$EtOH_{[ton/m]}$	46410.64	54938.10	63428.50	71427.56	79393.68

Per rendere i dati e i risultati del modello più pratici all'implementazione e alla lettura, e per creare una modellizzazione in più stretta connessione con l'utente finale, si è deciso di legare la domanda di energia elettrica, per l'alimentazione del parco veicolare elettrico, con i chilometraggi effettivamente percorsi dai veicoli. Per semplificare il problema, si è ipotizzato che le percorrenze medie giornaliere di un veicolo elettrico e di uno tradizionale siano uguali, e pari a 45 km/day (16425 km/year). Questi valori sono stati ottenuti confrontando le statistiche di diverse fonti: ad esempio l'ISFORT [40] suggeriva 40 km/day mentre il JRC [41] proponeva 50 km/day. Questo, considerato il parco auto del modello precedentemente descritto, si traduce in un totale di $3.623 \cdot 10^{11}$ km percorsi all'anno dall'intero parco veicoli, dei quali $1.424 \cdot 10^{11}$ sono percorsi da veicoli a benzina. Dalle considerazioni circa le percorrenze appena sviluppate, è stato possibile ricavare l'andamento dei chilometri percorsi in t dai veicoli elettrici, mostrato nella Tab. 3.15.

Tab. 3.15. Percorrenza chilometrica complessiva in t

$Share_{elettriche}$	0.65%	1.30%	1.95%	2.61%	3.26%
$nCARS_t$	143382	286765	430147	575735	719118
km/year	2355E+09	471E+09	7065E+09	9456E+09	1181E+10
km/month	1.962E+08	3.925E+08	5.888E+08	7.880E+08	9.843E+08

Dunque, è stata introdotta la costante $\rho_2=64825.4$ km/ton, che consente di convertire la produzione elettrica (espressa in tonnellate equivalenti di etanolo - tee) in chilometraggio percorribile dai veicoli. Riassumendo, sono state ricavate le

espressioni definitive delle domande di etanolo e di energia elettrica per il modello M_D_P:

- La domanda di etanolo (TD_t [ton/month]) per l'alimentazione dei veicoli bifuel ($bifuelCARS_t$) risultante è riportata nella Tab. 3.16. Il numero di veicoli bifuel in t viene calcolato sottraendo il numero di veicoli elettrici ($nCARS_t$) dal numero di veicoli a benzina ($benzTOT$) del modello. Dal numero di veicoli bifuel viene anche calcolata la percorrenza chilometrica degli stessi. Le equazioni risultanti sono le seguenti:

$$bifuelCARS_t = benzTOT - nCARS_t \quad (3.41)$$

$$bifuelKM_t = bifuelCARS_t \times 45 [km/car] \quad (3.42)$$

- La domanda di energia elettrica ($TDpow_t$ [tee/month]) espressa in chilometraggio percorso dai veicoli elettrici è riportata nella Tab. 3.18. Il numero cumulato di veicoli elettrici ($nCARS_t$) in t e i chilometri percorsi ($powerKM_t$) dai veicoli elettrici (cioè la domanda stessa) sono calcolati rispettivamente come:

$$nCARS_t = TDpow_t [MWh/year] / nCARSconversion \quad (3.43)$$

$$powerKM_t = nCARS_t \times 45 [km/day] \quad (3.44)$$

Tab. 3.16. Domande di etanolo (TD_t) e di energia elettrica ($TDpow_t$) in t

		$t=1$	2	3	4	5
TD_t	[ton/month]	46410.6	54938.1	63428.5	71427.5	79393.6
TD^{pow}_t	[km/month]	1.962E+8	3.925E+8	5.888E+8	7.880E+8	9.843E+8

Si procede con la descrizione matematica dell'implementazione, nel modello M_D_P, delle domande riportate nella precedente Tab. 3.16. Per prima cosa vengono definite le produzioni complessive di etanolo ($TPeth_t$ [ton/month]) e di energia elettrica ($TPpow_t$ [tee/month]) in t , rispettivamente a partire dalla produzione $Ptot$ di etanolo e di potenza. Si ricorda che ρ converte la produzione elettrica da MWh a tee:

$$TPeth_t = \sum_{k,g} Ptot_{k,g,t}^{EtOH} \quad (3.45)$$

$$TPpow_t = \sum_{k,g} Ptot_{k,g,t}^{Power} \times \rho \quad (3.46)$$

Ipotizzando di non voler creare accumuli di produzione, le produzioni $TPeth_t$ e $TPpow_t$ sono imposte rispettivamente uguali alle domande $TDeth_t$ e $TDpow_t$. Per quanto riguarda la domanda di etanolo, $TDeth_t$ è pari alla somma su tutte le regioni g della domanda regionale di etanolo $Etot_{g,t}$. In ogni singola regione la domanda $Etot_{g,t}$ è impostata da $Dtot_{g,t}$, il quale fissa, attraverso la scelta dei terminal da utilizzare ($Dterm_g$) e il blending etanolo-benzina ($etperc_t$), l'effettiva domanda di etanolo da soddisfare. L'intera catena logica che fissa la domanda finale di etanolo è rappresentata come:

$$\begin{aligned}
TPeth_t &= TDeth_t \\
&= \sum_g Etot_{g,t} \rightarrow Etot_{g,t} = Dtot_{g,t} \equiv Dterm_g \times etperc_t
\end{aligned}
\tag{3.47}$$

La domanda di energia elettrica, a differenza di quella di etanolo, è fissata indipendentemente dalla regione di distribuzione, poiché si immagina che la richiesta di potenza sia sostanzialmente la stessa in tutte le regioni g del modello. La domanda complessiva $TDpow_t$ è posta semplicemente pari ai chilometraggi elettrici percorribili calcolati in precedenza (Tab. 3.18) attraverso l'ausilio del fattore di conversione ρ_2 .

Sono state fin qui descritte le modalità con le quali le domande di etanolo ed energia elettrica del modello M_D_P sono state fissate. Si è distinto, all'interno del parco veicolare del modello, due tipologie di automobili: bifuel (alimentate da una miscela di benzina ed etanolo) ed elettriche (alimentate da batterie). Per quanto riguarda il parco veicolare bifuel, è stato ipotizzato, sin dal modello originale, che l'impiego dell'etanolo fosse in un blending tale da non dover operare modifiche sui motori a ciclo otto preesistenti. Al contrario, un parco veicolare elettrico nel modello a $t=0$ non esiste. Dunque, contestualmente alla nascita di un parco veicolare elettrico, sorgono spontaneamente anche considerazioni di carattere economico per valutarne l'effettiva potenzialità e sostenibilità. Ed è proprio di questo aspetto che si discuterà nel prossimo paragrafo.

UTENTE FINALE: PARCO VEICOLI ELETTRICI

Per quanto riguarda il parco veicolare elettrico e la sua sostenibilità economica effettiva, sorgono sostanzialmente tre questioni da analizzare:

- Al giorno d'oggi il prezzo di acquisto di un veicolo elettrico è ben superiore a quello di un equivalente veicolo tradizionale.
- Per poter ricaricare le batterie di un veicolo elettrico l'utente finale deve installare presso la propria abitazione una presa di ricarica (charger).
- Il risparmio economico, da parte dell'automobilista, nel percorrere un determinato chilometraggio con un veicolo elettrico piuttosto che con un veicolo tradizionale è notevole.

Come tenere conto, all'interno dei modelli, di queste considerazioni? È possibile che gli extra costi iniziali di un veicolo elettrico (differenziale del prezzo di acquisto rispetto ad un veicolo tradizionale e installazione del charger domestico) possano nel tempo essere bilanciati dal risparmio di utilizzo? Si procede con l'analizzare uno alla volta i fattori di costo e di risparmio precedentemente elencati. Per quanto concerne la stima dell'extra costo ($exCO_t$ [€/periodo]), questo è costituito da due voci: il costo di acquisto e installazione di un electric charger domestico e la stima del differenziale di costo del veicolo elettrico rispetto ad un'automobile analoga tradizionale. Per quanto riguarda il costo di un *charger* domestico da 1.4 kW, il lavoro di Peterson et al. [42] suggerisce un esborso pari a 59.055 €/car. Si tratta di un costo fisso da imputare a ciascun nuovo veicolo elettrico ($newCARS_t$) acquistato nell'orizzonte temporale del modello. Già in prima analisi, avendo a $t=5$ un parco veicolare pari circa a 720000 automobili elettriche, risulta un costo complessivo di

circa 40 M€, che dovrebbe essere abbondantemente possibile sostenere grazie agli utili generati dalla SC. La parte di extra-costi che, al contrario del *charger*, potrà difficilmente essere economicamente sostenuta è quella relativa al maggiore costo di acquisto di un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale da parte dell'utente finale. Nella Tab. 3.17 è proposto un listino Renault esemplificativo di alcuni modelli elettrici e tradizionali che è possibile acquistare in Italia al 2014 (ad eccezione della Clio Z.E. al posto della quale è disponibile a listino la ZOE).

Tab.3.17. Listino esemplificativo Renault, Italia, 2014 [43]

marca	modello	alimentazione	motore	Prezzo	Δ prezzo
Renault	Fluence Z.E.	BatteryElectric	70 kW	26300 €	+6000 €
	FluencedCi	Diesel	66 kW	20300 €	
Renault	Clio Z.E.	BatteryElectric	60 kW	20700 €	+4700 €
	Clio dCi	Diesel	55 kW	16000 €	
Renault	Kangoo Z.E.	BatteryElectric	44 kW	21200 €	+4800 €
	Kangoo dCi	Diesel	63 kW	16400 €	

L'idea è quella di implementare nel modello un parametro *incentive* che fissi il costo di incentivazione per automobile elettrica. Tuttavia, la Tab. 3.18 mostra come questa soluzione sia assolutamente insostenibile a livello economico, anche limitandosi a considerare il parco auto elettrico presente al solo periodo $t=1$.

Tab. 3.18. Costi incentivi economici possibili all'acquisto veicoli elettrici

incentivo [€/car]	costo incTOT [€]	NPV (esempio) [€]	NPV-incTOT [€]
1000	227726185	460938100	233211914
2000	455452371	460938100	5485728
3000	683178557	460938100	-222240457
4000	910904743	460938100	-449966643
5000	1138630929	460938100	-677692829
6000	1366357115	460938100	-905419015

Il costo addizionale dei veicoli elettrici rispetto a quelli tradizionali dipende in larga parte dall'elevato costo delle batterie, il quale al giorno d'oggi è di poco inferiore ai 1000 €/kWh [44], [45]. Questo significa, immaginando che le batterie siano mediamente da 7 kWh ad automobile, un costo di incentivazione minimo di 1.6 G€ a $t=1$. Si osservi come questo valore sia coerente con l'incentivazione suggerita nella Tab. 3.18 per 6000 €/car e con i costi di listino elencati nella Tab. 3.19. In ogni caso si è comunque ben lontani dal minimo target per la commercializzazione a lungo termine di 150 \$/kWh suggerito dal U.S. Advanced Battery Consortium [46]. I risultati fin qui ottenuti sono ricapitolati nella Tab. 3.19 a seguire.

Tab. 3.19. Costo extra di acquisto automobile elettrica rispetto a veicolo tradizionale a confronto tra le varie metodologie impiegate e precedentemente discusse

metodologia	costo extra	costo TOT	note
Listino Renault	+5000 €/car	+1.1 G€ $\alpha=1$	da prezzo chiavi in mano
Incentivo economico	+6000 €/car	+1.4 G€ $\alpha=1$	da domanda modello e [38]
	+7000 €/car	+1.6 G€ $\alpha=1$	da domanda modello e [38]
Costo batterie	+7000 €/car	+1.6 G€ $\alpha=1$	da [44], [45]

Resta da verificare se la problematica del maggiore costo di acquisto possa essere

superata analizzando i costi di esercizio di un veicolo elettrico rispetto ad uno tradizionale. Inizialmente si escludono dal conteggio i costi della corrente elettrica per ricaricare il veicolo, poiché di essi il modello tiene già conto ($MP_{power}=90$ €/MWh di ricavi nel modello). Al 2014, gli unici incentivi per auto elettriche riguardano i privilegi gestiti dalle regioni: in molte regioni d'Italia le auto elettriche sono esentate dal pagare il Bollo, hanno libero accesso alle Zone a Traffico Limitato e possono avere, sul piano governativo, sconti sull'RCA. In termini economici, lo sconto effettuato sulla polizza assicurativa ammonta a pochi centinaia di euro per le auto elettriche. Confrontando il premio assicurativo da pagare per una Peugeot 107 a benzina con un modello elettrico di potenza simile, le compagnie assicurative offrono sconti dell'ordine dei 150 euro [47]. Tuttavia, la beffa di tale sconto è data dal fatto che le compagnie assicurative, in promozioni e offerte, spesso propongono condizioni analoghe anche per auto con motore termico. In sintesi, tutte queste voci di costo sembrano essere sostanzialmente aleatorie sia nel tempo (cioè nell'orizzonte temporale a $t=5$) sia nello spazio (cioè nelle 59 regioni g di cui è composto il modello) e non si ritiene opportuno tenerne conto nel modello. Ma perché, allora, un privato dovrebbe acquistare un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale, se non per mere questioni ambientali? La Tab. 3.20 risponde a questa domanda mostrando il costo del carburante (o energia elettrica) necessario a percorrere 100 km con automobili simili in segmento e prestazioni ma differenti in alimentazione.

Tab. 3.20. Confronto costo carburante per percorrere 100 km [43]

Renault		motore	consumo	Pcomb	COSTO FUEL
Clio 1.2	benzina	54 kW	5.5 l/100km	1.6 €/l	8.8 €/100km
Clio dCi	diesel	55 kW	3.6 l/100km	1.5 €/l	5.4 €/100km
ZOE	elettrica	64 kW	14.7 kWh/100km	0.09 €/kWh	1.3 €/100km

Viene descritta quindi la metodologia impiegata per tenere conto, nel modello M_D_P , del risparmio nel costo di fuel per l'utente finale. Si precisa che l'approccio proposto serve esclusivamente a mostrare come, dal punto di vista dell'utente finale, l'extra-costo sostenuto nell'acquistare un veicolo elettrico possa essere in parte, se non del tutto, recuperato grazie al risparmio nel corso dell'utilizzo del veicolo stesso. Da un punto di vista modellistico, al contrario, questo ragionamento sembra perdere di sensatezza poiché, mettendosi nei panni del gestore degli impianti, si considera la vendita di energia elettrica in maniera duplice e ambigua: da un lato l'elettricità venduta va in attività grazie al prezzo di vendita (MP_{power}), dall'altro lato va ancora in attività come risparmio nell'esercizio di automobili elettriche. In sostanza, viene a crearsi un utile che virtualmente non esiste, poiché conseguito esclusivamente da un risparmio teorico rispetto all'impiego di veicoli tradizionali. Questo utile potrebbe essere addirittura capace di migliorare i risultati d'esercizio, bilanciando quasi completamente il passivo generato dal costo extra imputato all'acquisto di veicoli elettrici piuttosto che tradizionali. È proprio questa ambivalenza a rendere la modellazione puramente teorica ma, d'altro canto, consente di verificare effettivamente la fattibilità economica dell'intero sistema modellizzato.

Da un punto di vista matematico, sono state implementate la componente di risparmio ($RISP_t$ [€/periodo]) e la componente di extra costo ($exCO_t$ [€/periodo]). Quest'ultima componente è data dal contributo in t del differenziale di prezzo di

acquisto (*incentive*) di un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale e dal costo di acquisto e installazione di un *charger* domestico:

$$RISP_t = 36 \times powerKM_t \times deltaKMcost \quad (3.48)$$

$$exCO_t = newCARS_t \times (charger + incentive \times incCAR_t) \quad (3.49)$$

Si potrà, più avanti, calcolare complessivamente un $exCO_t$ al netto del risparmio di utilizzo, tenendo sempre conto dei costi del *charger* e dell'*incentive* per l'acquisto dell'automobile elettrica (precedentemente stimati rispettivamente in 59 €/car e 5000 €/car). La struttura dell'*incentive* è inizialmente supposta calare linearmente in t , approssimando a $t=5$ il costo di un veicolo elettrico circa pari a quello di un veicolo tradizionale.

Per quanto concerne la previsione dell'andamento temporale del differenziale di costo tra veicoli elettrici e convenzionali, in particolar riferimento alle previsioni di costo delle batterie di alimentazione, Hein et al. [48] suggerisce una diminuzione di prezzo di quest'ultime del 74% al 2030 (si suggerisce una diminuzione dagli attuali 12000 €/kWh alla soglia dei 3000 €/kWh a $t=5$). Sembrerebbero ancora più ottimistiche le stime di Weiss et al. [16] che propone, per il panorama europeo, un costo di acquisto sostanzialmente identico tra veicoli elettrici a batterie e automobili tradizionali al 2030. Si ritiene dunque buona l'approssimazione del parametro $incCAR_t$, come mostrato nella Tab. 3.21 e raffigurato in Fig. 3.5. Il parametro $incCAR_t$, appunto, esprime la decrescita sino al 12.5% del valore nominale del differenziale di costo d'acquisto tra un veicolo elettrico e uno tradizionale. Nel prossimo capitolo verrà svolta anche un'analisi di sensitività dei modelli al valore della decrescita del differenziale di prezzo tra veicoli elettrici e tradizionali.

Tab. 3.21. Andamento del differenziale di prezzo $incCAR_t$ tra veicoli elettrici e tradizionali in rapporto al valore nominale (pari a 5000 €/newCAR a $t=1$)

$t=1$	$incCAR_t=1.0000$
2	0.7812
3	0.5626
4	0.3439
5	0.1250

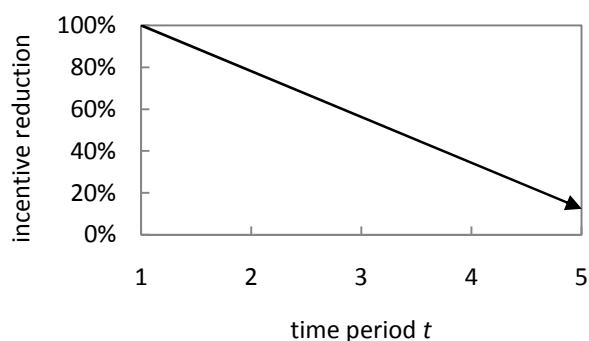


Fig. 3.5 – Andamento di $incCAR_t$

È stato deciso di ritenere valido un tempo di vita dei veicoli elettrici impiegati nel modello pari a dieci anni [46]. Questo significa che al periodo $t=4$ dovranno essere riacquistati i veicoli che erano stati comprati a $t=1$ e al periodo $t=5$ dovranno essere riacquistati i veicoli, ormai obsoleti, acquistati a $t=2$. È necessario, quindi, introdurre nei modelli una modifica al calcolo della variabile $newCARS_t$, che non potrà semplicemente essere ricorsiva di $nCARS_t$, in modo da tenere conto della sostituzione dei veicoli elettrici obsoleti come discusso in precedenza. È stata, dunque, introdotta l'equazione a seguire, sommando nei periodi $t=4$ e $t=5$ rispettivamente il numero di veicoli elettrici nuovi a $t=1$ e $t=2$:

$$newCARS_t = (nCARS_t - nCARS_{t-1}) + buyCAR1_t \times newCARS_{t=1} + buyCAR2_t \times newCARS_{t=2} \quad (3.50)$$

I parametri $buyCAR1_t$ e $buyCAR2_t$ sono rappresentati nella Tab. 3.22 e servono a imporre l'extra investimento a $t=4$ e $t=5$ per riacquistare rispettivamente il parco auto obsoleto di $t=1$ e $t=2$ (ma naturalmente ai costi di $t=4$ e $t=5$).

Tab. 3.22. Parametri $buyCAR_t$ per il riacquisto di veicoli elettrici obsoleti

	$t=1$	2	3	4	5
$buyCAR1$	0	0	0	1	0
$buyCAR2$	0	0	0	0	1

Il riconteggio dei veicoli, peraltro, consente di mantenere valida la struttura del modello, che è costruito su un orizzonte temporale di 15 anni suddivisi in 5 periodi da 3 anni ciascuno. Grazie al riconteggio dei costi di acquisto delle automobili ormai obsolete, infatti, è possibile svolgere un'analisi d'investimento sui veicoli elettrici estesa all'intero arco temporale del modello e non limitatamente al periodo di vita delle automobili (di soli 10 anni ciascuna). Per sviluppare un'analisi d'investimento riguardante l'acquisto e l'utilizzo dei veicoli elettrici da parte di utenti finali, si è scelto un tasso di interesse annuale $i_0=5\%$, da riportare al valore del time period (3 anni) $i=0.157625\%$ calcolato con $k=3$:

$$i = (1 + i_0)^k - 1 = 0.157625 \quad (3.51)$$

$$CFdfCAR_t = 1/(1 + i)^t \quad (3.52)$$

Dunque, in t si ottengono i valori di attualizzazione calcolati con la (3.52) e riportati nella Tab. 3.23, nella quale si descrive il comportamento del parametro $CFdfCAR_t$ di attualizzazione del parco auto elettrico nel modello.

Tab. 3.23. Valore in t dell'attualizzazione $CFdfCAR_t$

	$t=1$	2	3	4	5
$CFdfCAR_t$	0.86383760	0.74621540	0.64460892	0.55683742	0.48101710

Tali modifiche sono state direttamente implementate nel modello per la costruzione dell' NPV_{car} . Nella Tab. 3.24 si ricapitolano i valori delle principali costanti di valutazione economica del parco auto elettrico.

Tab. 3.24. Costanti per NPV_{car}

<i>charger</i>	<i>incentive</i>	<i>deltaKMcost</i>
59 €/car	5000 €/car	0.03 €/car

Lo scalare $deltaKMcost$ [€/km] rappresenta la differenza di costo in fuel nel percorrere 1 km con un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale (fonte: [43], [44], [49]), avendo fissato un prezzo di vendita dell'energia elettrica di 90 €/MWh.

È stato costruito NPV_{car} come mostrato nella seguente equazione e il suo valore è stato direttamente sommato all' NPV complessivo del modello:

$$NPV_{car} = \sum_r (RISP_t \times CFdfCAR_t) - \sum_t (exCO_t \times CFdfCAR_t) \quad (3.53)$$

L'*NPV* complessivo, quindi, è dato dalla somma di due componenti: *NPV_{chain}*, relativo alla parte impiantistica del modello, e *NPV_{car}*, relativo al parco veicolare elettrico:

$$NPV = NPV_{chain} + NPV_{car} = (CCF - FCC) + NPV_{car} \quad (3.54)$$

Grazie all'adozione di questa formulazione matematica è possibile ottimizzare l'intero network di produzione, non solo in funzione del profitto derivante dall'esercizio del sistema industriale e dalla vendita di etanolo ed energia elettrica, ma anche in funzione del vantaggio economico che può conseguire l'utente finale nell'utilizzo di un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale. D'altra parte, una conseguenza diretta e non trascurabile dell'applicazione del metodo di domanda impiegato è una sensibile diminuzione dell'utilizzo di benzina nel nord Italia, grazie sia ad un crescente blending con l'etanolo, sia alla progressiva sostituzione dei veicoli tradizionali con automobili elettriche. Con questo paragrafo si conclude l'esposizione degli elementi peculiari implementati in M_D_P. Per una visione completa della formulazione matematica originale si rimanda alla precedente sezione 3.1 e al modello di Giarola et al. [1].

3.2.2 MODELLO A DOMANDE LIBERE

La differenza sostanziale tra il modello M_D_P e quello a domande libere M_D_L riguarda la metodologia nel fissare le domande di energia elettrica (per alimentare il parco veicoli elettrici) e di etanolo (per alimentare, in un determinato blending con la benzina, le auto bifuel). Il modello M_D_L è caratterizzato dal fatto che è stata fissata la somma delle due domande, ossia la domanda totale, lasciando dunque libero il modello di scegliere in che quota di power oppure etanolo soddisfarla. Al contrario, nel modello M_D_P sia la domanda di energia elettrica che quella di etanolo sono fissate a priori sulla base di considerazioni definite in precedenza. Conseguentemente a questa scelta, anche le evoluzioni del parco auto e dei chilometraggi relativamente percorsi seguono la medesima logica. Nella Tab. 3.28, si può osservare come i principali input dei due modelli siano esattamente identici, in modo da favorire un confronto sostanzialmente il più veritiero possibile. Il valore massimo (V_{carico_t}) sino al quale può calare la taglia degli impianti di potenza è fissato al 70% per questioni di convergenza del metodo di calcolo del solutore.

Tab. 3.25. Confronto inputs M_D_P e M_D_L

OGGETTO	udm	M_D_P	M_D_L
prezzo MP_{power}	[€/MWh]	90	90
rendimento η_{EE}	[%]	93.5%	93.5%
no coltivazione in GCU2	[on/off]	ON	ON
V_{carico} in t POWER	[%]	70%	70%
V_{carico} in t EtOH	[%]	80%	80%
costo $charger$	[€/car]	59	59
costo $incentive$	[€/car]	5000	5000
$incentive$ a $t=5$	[% di $t=1$]	12.5%	12.5%
risparmio in $deltaKM_{cost}$	[€/km]	0.03	0.03
interesse annuo SC	[%]	10%	10%
interesse annuo NPV_{car}	[%]	5%	5%
DOMANDA POWER		FISSATA	LIBERA
DOMANDA EtOH		FISSATA	LIBERA
DOMANDA TOTALE		FISSATA	FISSATA
PARCO AUTO ELETTRICO		FISSATO	LIBERO
PARCO AUTO BIFUEL		FISSATO	LIBERO
PARCO AUTO TOTALE		FISSATO	FISSATO
KM ELETTRICO		FISSATO	LIBERO
KM BIFUEL		FISSATO	LIBERO
KM TOTALE		FISSATO	FISSATO
BLENDING EtOH/BENZINA		FISSATO	FISSATO

Nel prossimo paragrafo, in particolare riferimento a M_D_L, verrà focalizzata l'attenzione sulla formulazione matematica della domanda, poiché essa rappresenta l'unico vero elemento di peculiarità per quanto concerne tale modello.

UTENTE FINALE: DOMANDA COMPLESSIVA

La domanda complessiva TD_t [ton/month] di M_D_L è data dalla somma della domanda di etanolo TD_{eth_t} [ton/month] più la domanda di energia elettrica TD_{pow_t} [tee/month]. Si comprende, adesso, la necessità di esprimere l'energia in tonnellate equivalenti di etanolo (tee): per avere un'unità di misura coerente con le tonnellate di

etanolo e poter effettuare la somma delle due domande, come nella seguente equazione:

$$TD_t = TDeth_t + TDpow_t \quad (3.55)$$

In questa maniera è possibile fissare una domanda TD_t complessiva, lasciando completamente libero il solutore di scegliere in che quote di etanolo ed energia elettrica soddisfarla. Sulla base di considerazioni di puro carattere economico, viene creato un nuovo network, all'interno del quale le penetrazioni dei veicoli bifuel ed elettrici sono completamente determinate dall'ottimizzatore. Analogamente a quanto fatto con la (3.55), le domande regionali di etanolo ($Etot_{g,t}$ [ton/month]) e di energia elettrica ($Potot_{g,t}$ [tee/month]) sono fissate rispettivamente attraverso le equazioni:

$$TDeth_t = \sum_g Etot_{g,t} \quad (3.56)$$

$$TDpow_t = \sum_g Potot_{g,t} \quad (3.57)$$

Esse vanno poi a costituire le componenti della domanda complessiva regionale ($Dtot_{g,t}$ [ton/month]):

$$Dtot_{g,t} = Etot_{g,t} + Potot_{g,t} \quad (3.58)$$

L'unica variabile il cui valore è effettivamente fissato, è la variazione della domanda complessiva regionale $Dtot_{g,t}$, la quale è stata imposta con l'equazione:

$$Dtot_{g,t} \equiv Dterm_g \times etperc_t \quad (3.59)$$

Per quanto riguarda il parametro $Dterm_g$, questo rappresenta la domanda complessiva di etanolo ed energia elettrica base (cioè a $t=0$) nelle regioni g del modello. Tale domanda è stata schematizzata, analogamente al modello originale, in nove terminali disseminati tra le 59 regioni g . Poiché si assume che non esistano veicoli elettrici nei modelli a $t=0$, è stato ritenuto sensato prendere gli stessi valori di $Dterm_g$ impiegati in Giarola et al. [1] e in M_D_P precedentemente descritto. Il tasso di crescita in t della domanda complessiva, invece, viene fornito dal parametro $etperc_t$. Anche in questo caso, è stato preso il tasso di crescita originale dell'etanolo.

In sintesi, la domanda complessiva (etanolo più energia elettrica) è modellata come la domanda del solo etanolo del modello originale di Giarola et al. [1]. Tuttavia, le singole produzioni di etanolo ed energia elettrica sono libere di variare autonomamente in t (a patto che la loro somma sia sempre costante e pari alla domanda complessiva). L'importanza di questo modello M_D_L risiede, sostanzialmente, nel gioco di domanda che nasce tra etanolo ed elettricità.

Con questo paragrafo si conclude la descrizione dei modelli sviluppati (M_D_P e M_D_L). Nel capitolo 4 verranno enucleati i principali risultati dell'ottimizzazione economica.

pagina intenzionalmente lasciata bianca

4. L'OTTIMIZZAZIONE ECONOMICA

In questo capitolo saranno presentati i risultati dei modelli descritti nel Capitolo 3. La trattazione sarà sviluppata partendo dal confronto dei risultati di M_D_P e M_D_L (sezione 4.1). Quindi, nella sezione 4.2, saranno esposte alcune importanti analisi di sensitività. In particolare, verranno presentati i risultati dei modelli al variare del tasso di interesse annuale i_{car} (riferito agli investimenti sul parco veicolare elettrico), al variare della decrescita $incCAR_t$ del differenziale di prezzo di acquisto di un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale, e al variare del prezzo di vendita MP_{power} dell'energia elettrica prodotta. Infine, sarà effettuato nella sezione 4.3 per entrambi i modelli un test di autoproduzione del corn da parte delle regioni $g \neq 60$ (ossia, è vietato l'import di biomassa dall'estero).

4.1 RISULTATI DELL'OTTIMIZZAZIONE

Verranno descritti a seguire i risultati delle simulazioni effettuate su M_D_P e M_D_L a confronto. Inizialmente si presenteranno i risultati riguardanti gli aspetti tecnici, quali ad esempio la tipologia e la numerosità degli impianti, la produzione degli stessi e l'evoluzione della SC nel tempo. Successivamente, verrà fatto il punto sulle previsioni economiche che ne scaturiscono.

4.1.1 DEFINIZIONE DELLA SUPPLY CHAIN

Dalla Fig. 4.1 è possibile osservare la numerosità e la tipologia di impianti k a fine simulazione ($t=5$), ossia quando i modelli, a regime, toccano i valori finali di domanda. Si vede che la tipologia impiantistica prevalentemente impiegata per il soddisfacimento della domanda di etanolo è quella DGP per la produzione di EtOH e DDGS ($k=1$) mentre, per quanto riguarda gli impianti di potenza, viene fatto largo uso di impianti G+TG ($k=22$) e impianti G+MCI ($k=33$), con netta prevalenza di questi ultimi. Come previsto nel Capitolo 2, non vengono impiegati impianti C+R ($k=11$) per questioni legate esclusivamente ai costi d'installazione e di esercizio (più alti rispetto alle altre tipologie di potenza).

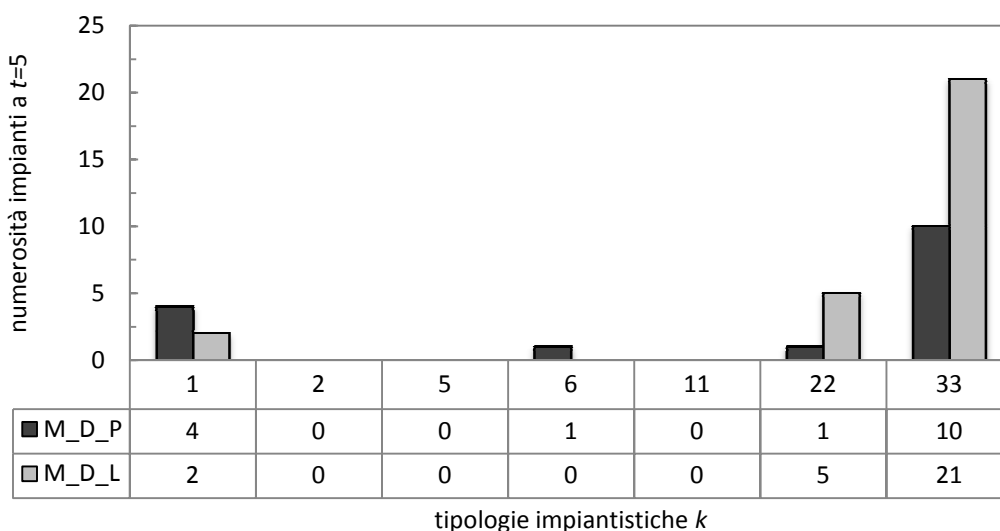


Fig. 4.1 - Numerosità e tipologie impiantistiche k a confronto a $t=5$

Confrontando la numerosità degli impianti installati in M_D_P e M_D_L, spicca la notevole predilezione del secondo per la generazione di potenza elettrica, in particolare prendendo in considerazione (Fig. 4.2) la taglia media degli impianti di potenza impiegati. Si può ipotizzare che, indipendentemente dal modello scelto, la soluzione sia sempre volta a minimizzare i costi degli impianti sfruttandone i fattori di scala, dunque massimizzandone la taglia. Questo significa che, per entrambi i modelli, gli impianti installati generano potenza e producono etanolo praticamente alla taglia massima p disponibile. Prevedendo M_D_L l'installazione di molti più impianti di potenza, sia di tipo G+TG che di tipo G+MCI, questo assolve ad una domanda di energia elettrica superiore a quella di M_D_P. Entrando nel dettaglio, in M_D_P vengono installati quattro impianti DGP per la produzione di EtOH e DDGS (solo due installati in M_D_L), un impianto IGSP per produzione di EtOH e CHP, un impianto G+TG (ben cinque in M_D_L) e dieci impianti G+MCI (addirittura ventuno in M_D_L).

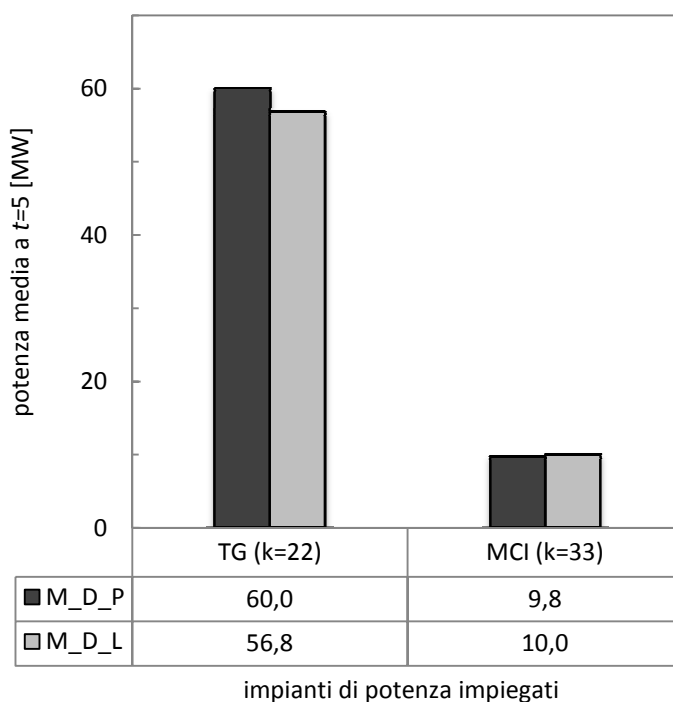


Fig. 4.2 - Taglia media impianti di potenza per tipologia impiantistica k a confronto

È abbastanza curiosa, nel caso M_D_P, la scelta di impiegare un impianto IGSP con produzione di CHP ($k=6$) al posto di soluzioni più economiche. Osservando la Fig. 4.3, da un punto di vista di output elettrico, l'impianto potrebbe essere banalmente sostituibile da un impianto G+MCI ($k=33$) poiché le taglie sono sostanzialmente paragonabili (come si osserva in Fig. 4.2). Tuttavia, per quanto concerne la produzione di etanolo, la taglia media degli impianti comunemente impiegati dal modello ($k=1$) è ben superiore all'output dell'impianto $k=6$ in questione. Questo significa che la realizzazione del suddetto impianto è economicamente vantaggiosa rispetto ad altre soluzioni proprio per via della piccola domanda di etanolo che questo è volto a soddisfare e della cogenerazione elettrica che sviluppa contestualmente.

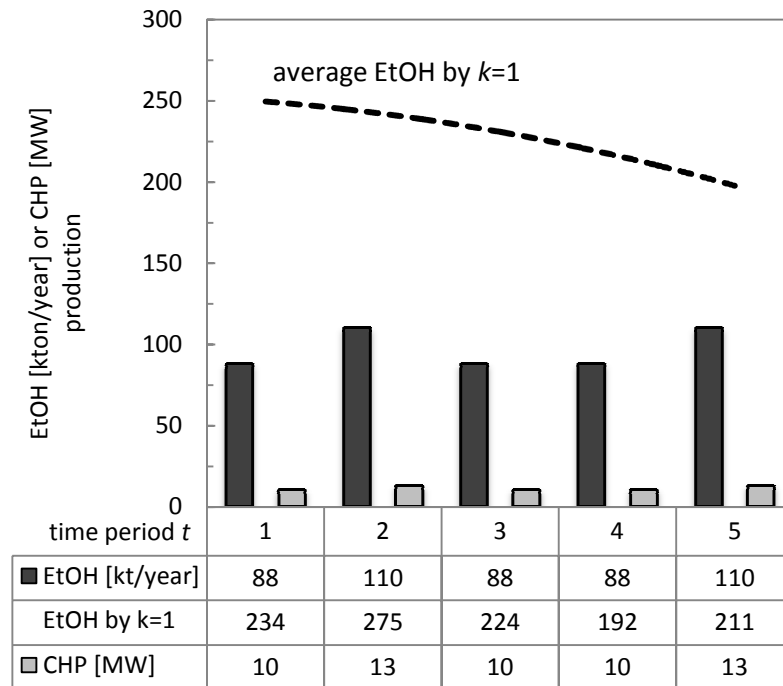


Fig. 4.3 - Produzioni impianto $k=6$ installato in M_D_P

La maggiore produzione di potenza elettrica del caso M_D_L rispetto a M_D_P risulta assolutamente chiara osservando la Fig. 4.4, in cui viene mostrata la ripartizione delle domande, e quindi delle produzioni, di Power ed EtOH a $t=5$ per entrambi i modelli. A differenza di M_D_P, M_D_L è libero di ripartire la produzione tra etanolo ed energia elettrica, e il risultato è che la generazione della potenza elettrica sale ad una quota pari al 54% della totale produzione energetica, ben superiore al 16% imposto in M_D_P fissando i tassi di crescita (e quindi i valori finali a $t=5$) delle domande.

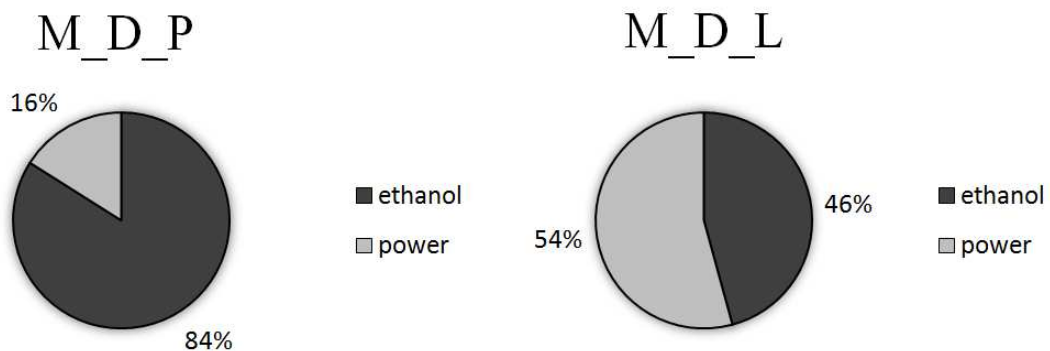


Fig. 4.4 - Ripartizione domande di Power ed EtOH a $t=5$ a confronto

La maggiore predilezione di M_D_L per la generazione di potenza si riflette nell'evoluzione del parco veicolare elettrico e bifuel del modello. La maggiore penetrazione dei veicoli elettrici risultante da M_D_L, rispetto ad M_D_P, può essere osservata nella Fig. 4.5, che riporta l'evoluzione in t del numero cumulato di

veicoli bifuel ed elettrici per i due modelli sviluppati. Si ricorda che, nel caso di M_D_P, l'evoluzione del parco veicolare elettrico è fissata sulla base della penetrazione veicolare prevista al 2030 con un tasso di crescita lineare, mentre nel caso M_D_L è completamente a discrezione dell'ottimizzatore matematico. Anche in termini veicolari, è possibile osservare la maggiore predilezione per il mercato elettrico del caso M_D_L rispetto al caso M_D_P. Il parco veicolare elettrico risultante da M_D_L a $t=5$ è pari a 2062245 veicoli elettrici, che corrisponderebbero al 9.35% del market share del modello, quindi ben superiore allo share del 3.26% impostato nel caso M_D_P, come mostra la Fig. 4.6.

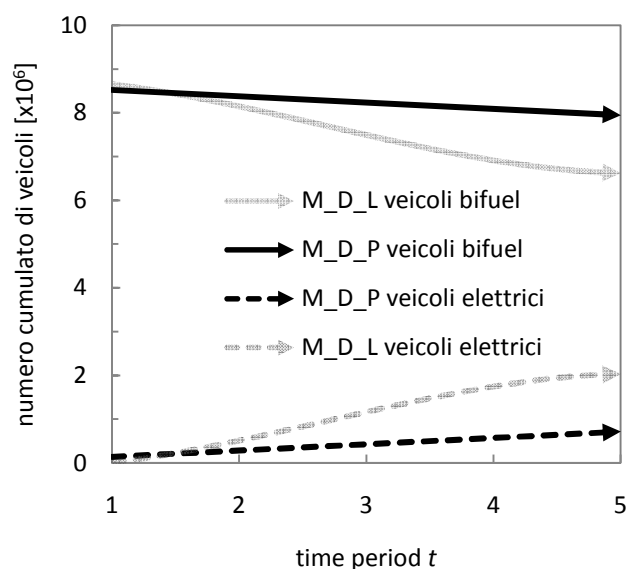


Fig. 4.5 - Evoluzione in t parco veicolare bifuel ed elettrico a confronto tra M_D_P e M_D_L

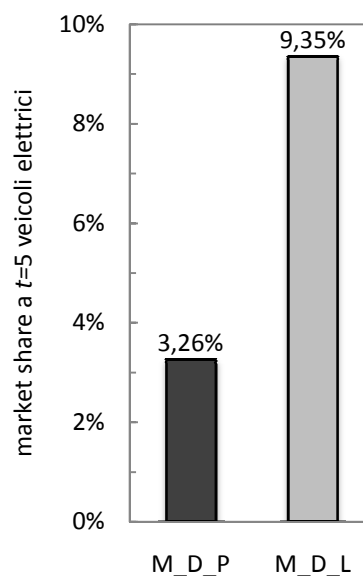


Fig. 4.6 - Market share veicoli elettrici a $t=5$ a confronto

Nelle Fig. 4.7 e Fig. 4.8 è possibile rispettivamente osservare l'intera SC risultante dall'ottimizzazione di M_D_P e M_D_L. Nelle mappe sono riportati la localizzazione in g degli impianti k , la posizione dei siti di coltivazione della biomassa i (corn e stover), i blending terminals per l'etanolo prodotto e l'intera infrastruttura di trasporto, sia per quanto concerne la biomassa, sia in riferimento al bioetanolo prodotto. Risulta assolutamente chiara la notevole installazione di impianti di potenza nel caso M_D_L rispetto a M_D_P di cui si è discusso in precedenza. Per quanto concerne la coltivazione della biomassa Pb_i , è interessante il fatto che tutto il mais di cui necessitano gli impianti del modello (sostanzialmente gli impianti DGP) sia importato dall'estero. Sicuramente questa soluzione deriva da considerazioni di carattere economico e se ne discuterà in occasione della discussione del test sull'importazione (sezione 4.3). Lo stover, al contrario, viene interamente prodotto sul suolo italiano. Per quanto riguarda i trasporti, in entrambi i modelli viene fatto largo uso delle zone costiere (specialmente per il rifornimento di corn da $g=60$, ma anche per l'interscambio di stover e prodotto finito tra regioni g affacciate sull'Adriatico), delle vie fluviali (il fiume Po) e del trasporto su rotaia. L'aver vietato la coltivazione in zone montane o comunque poco pianeggianti ha sostanzialmente significato l'eliminazione del trasporto su ruota, che al contrario

veniva impiegato, in modelli intermedi sviluppati e non trattati, nelle regioni caratterizzate da elevati valori di *tortuosity factors*.

In sintesi, dalla rappresentazione grafica dei networks sviluppati in seguito all'ottimizzazione economica di M_D_P e M_D_L, si evince che il flusso di alimentazione degli impianti e di produzione degli stessi segue un andamento da Est verso Ovest.

Nella Fig. 4.8 rappresentativa di M_D_L, inoltre, è possibile osservare l'assenza di alcuni *blending terminals*, al contrario presenti nella soluzione di M_D_P. La "scomparsa" di una porzione di centri di domanda è giustificata dal fatto che l'intera domanda energetica di tali centri è completamente soddisfatta dalla produzione elettrica, quindi ad essi non viene affatto inviato etanolo.

Le limitazioni imposte nelle fluttuazioni di taglia degli impianti in t , delle quali si è discusso nel Capitolo 3, sono chiaramente visibili osservando gli esempi riportati nella Tab. 4.1 a seguire, dove vengono mostrate le variazioni di produzione di alcuni impianti k in t . Osservando la tabella, si evince che le massime variazioni risultanti dall'ottimizzazione sono entro i limiti massimi imposti nella formulazione matematica dei modelli (massima variazione da t a $t+1$ fissata al 30% per gli impianti di potenza e al 20% per gli impianti di produzione dell'etanolo). Gli output impiantistici $Ptot_t$ sono espressi in kton/year oppure MW a seconda che la produzione dell'impianto sia etanolo oppure energia elettrica.

Tab. 4.1. Esempi di variazione della produzione degli impianti k da t a $t+1$

	k	$Ptot_{t=1}$	$Ptot_{t=2}$	$Ptot_{t=3}$	$Ptot_{t=4}$	$Ptot_{t=5}$	$\Delta Ptot^{MAX}$ [%]
M_D_L	1	250.3	276.0	218.6	273.7	276.0	20.0%
M_D_L	33		7.0	10.0	7.9	10.0	30.0%
M_D_P	1	276.0	276.0	220.8	220.8	220.8	20.0%
M_D_P	22				42.0	60.0	30.0%

Un ulteriore risultato positivo è visualizzabile nella Tab. 4.2 e riguarda la diminuzione progressiva in t dell'utilizzo della benzina nelle regioni g del modello. Questo fenomeno ha principalmente due cause:

- la progressiva penetrazione dei veicoli elettrici $nCARS_t$ in parziale sostituzione dei veicoli tradizionali a benzina, dalla quale scaturisce una contestuale diminuzione di veicoli *bifuel* $CARS_t$ (Fig. 4.5) alimentati da una miscela di benzina ed etanolo.
- il progressivo aumento in t del blending etanolo-benzina per cui la componente di etanolo, nel serbatoio di un veicolo bifuel, cresce in t a discapito della benzina.

Possiamo, nella Tab. 4.2, osservare un confronto tra M_D_P e M_D_L riguardante l'impiego in t di veicoli bifuel, ricordando che non solo il numero di queste automobili cala nel tempo, ma che anche la benzina consumata per la loro alimentazione diminuisce, in quanto via via sostituita in sempre maggior percentuale dall'etanolo. La diminuzione dei veicoli bifuel nel caso M_D_L è molto maggiore rispetto al caso M_D_P poiché, in M_D_L, la penetrazione del parco veicolare elettrico è circa tripla (a $t=5$) rispetto ad M_D_P.

MPpower=90€/MWh
 etaEE=93.5%
 GCU2=ON
 Vcarico=70%(Power) and 80%(EtOH)
 charger=59€/car
 incentive=5000€/car
 deltaKMcost=0.03€/car

MODELLO_DOMANDE_PARALLELE

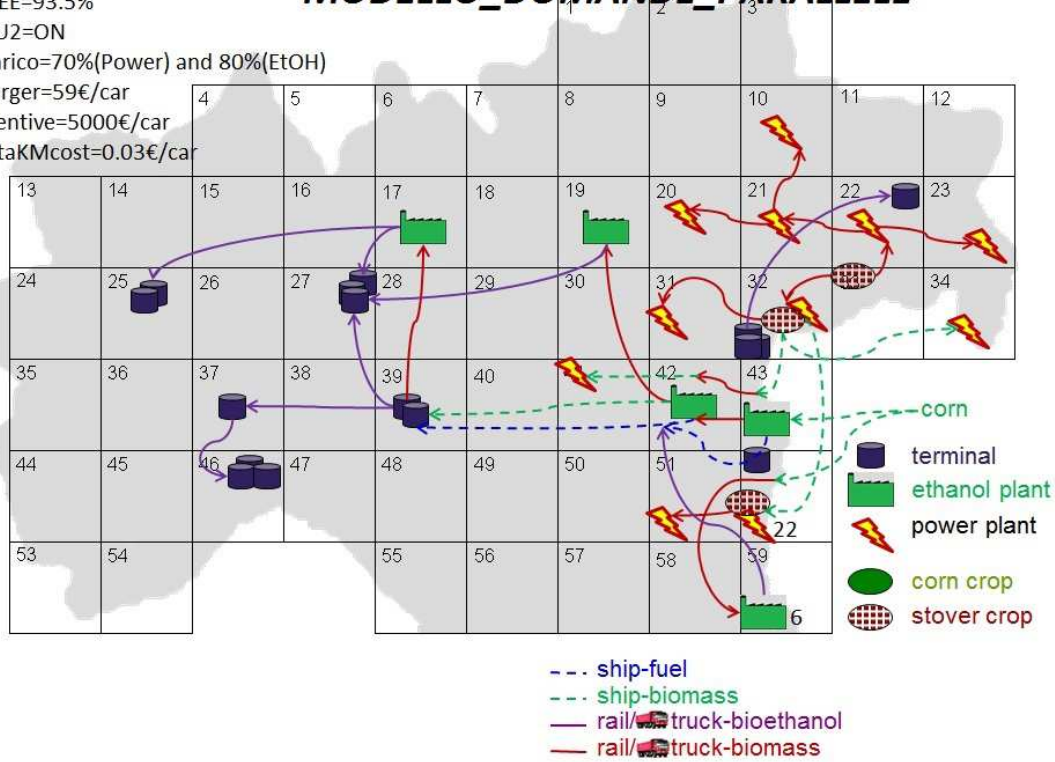


Fig. 4.7 - SC M_D_P

MPpower=90€/MWh
 etaEE=93.5%
 GCU2=ON
 Vcarico=70%(Power) and 80%(EtOH)
 charger=59€/car
 incentive=5000€/car
 deltaKMcost=0.03€/car

MODELLO_DOMANDE_LIBERE

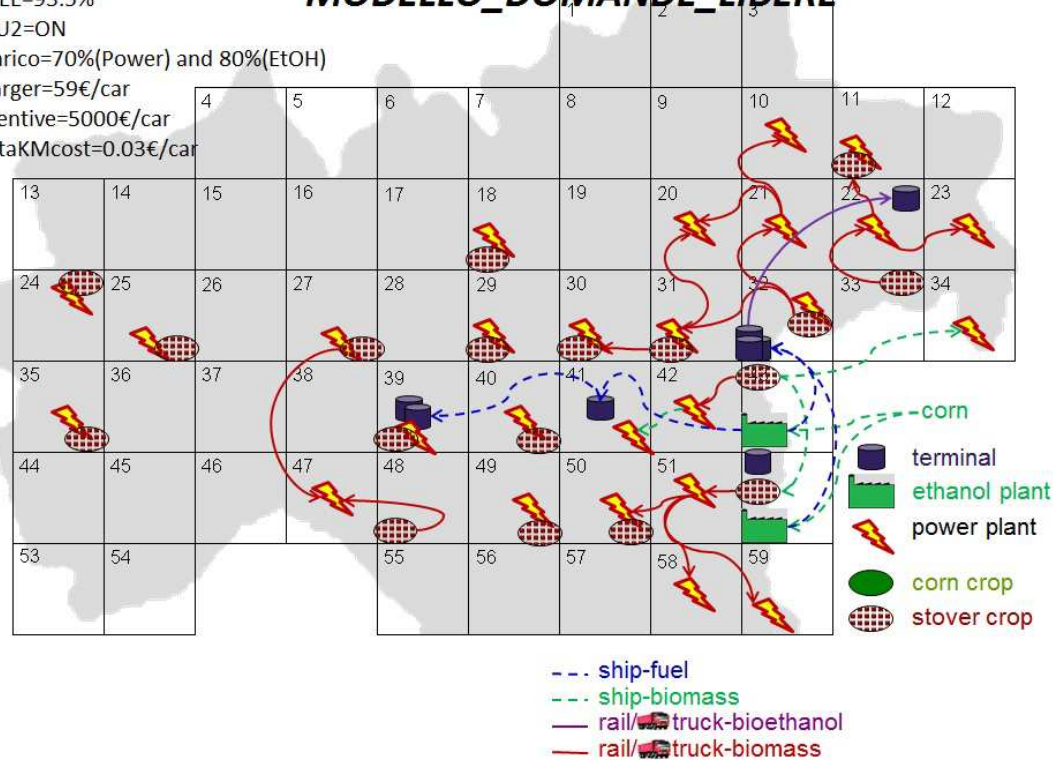


Fig. 4.8 - SC M_D_L

Tab. 4.2. Parchi veicolari *bifuelCARS_t* in *t* a confronto

<i>bifuelCARS_t</i>	<i>t</i> =1	2	3	4	5
M_D_P	8525252	8381869	8238487	8092899	7949516
M_D_L	8639113	8228796	7383832	6995111	6606389

Si conclude la trattazione dei risultati tecnico-impiantistici a confronto tra M_D_P e M_D_L. Nel prossimo paragrafo verranno esposti i risultati di carattere economico. Questi costituiscono certamente il cuore del capitolo, essendo l'ottimizzazione economica il punto di partenza (input dei modelli) e di arrivo (output dei modelli) della modellizzazione svolta.

4.1.2 ECONOMIA DELLA SUPPLY CHAIN

I risultati tecnici relativi alle scelte impiantistiche riportati nel precedente paragrafo trovano giustificazione logica nei risultati economici delle simulazioni. Anzitutto, dalla Fig. 4.9 possiamo osservare i valori assoluti di *NPV* [€] ottenuti per M_D_P e M_D_L. Il risultato economico complessivo, per ciascun modello, è dato dalla somma di due componenti: il risultato *NPV_{chain}* [€], relativo alla costruzione e all'esercizio del network di coltivazione, impianti e logistica, e il risultato *NPV_{car}* [€] riferito ai flussi di cassa generati, per quanto concerne l'utente finale, dall'utilizzo di veicoli elettrici. Si ricorda che la componente di profitto legata al parco veicolare elettrico è costruita sulla base del risparmio conseguibile (nel percorrere il chilometraggio medio con un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale) e dei costi addizionali di acquisto di un'auto elettrica da parte dell'utente finale. Quindi, *NPV_{car}* non costituisce un reale e tangibile profitto, piuttosto serve a fornire una buona indicazione circa la fattibilità economica per quanto riguarda la penetrazione dei veicoli elettrici nel panorama automobilistico nord italiano. Inoltre, si sottolinea il parallelismo tra produttore e utilizzatore creato grazie alla formulazione complessiva dell'*NPV*: il profitto *NPV_{chain}* è di diritto da attribuire agli organismi che hanno supportato l'investimento iniziale per la creazione del network e a coloro che operano la gestione degli impianti. Il profitto teorico *NPV_{car}*, che sarebbe meglio definire "risparmio", è invece da imputare all'utilizzatore del veicolo elettrico. Complessivamente *NPV*, dunque, rappresenta un possibile margine di beneficio sull'intera catena modellistica sviluppata, a partire dalla coltivazione della biomassa, sino alla guida di un veicolo elettrico, pur essendo costituito da un profitto effettivamente tangibile (*NPV_{chain}*) e da un virtuale risparmio (*NPV_{car}*).

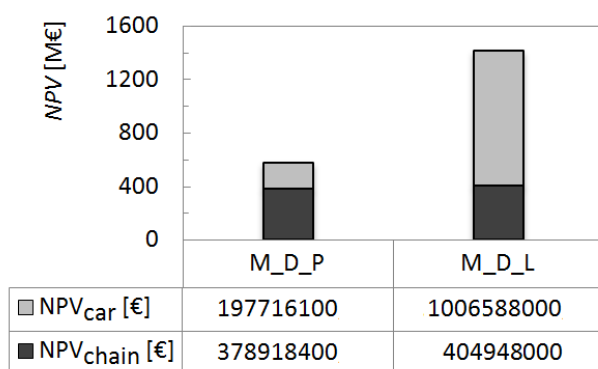


Fig. 4.9 - Confronto *NPV*, *NPV_{chain}* e *NPV_{car}* [M€]

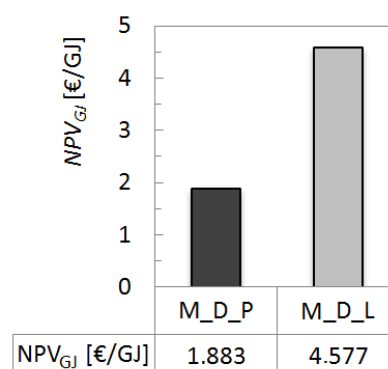


Fig. 4.10 - *NPV_{GJ}* [€/GJ]

Il caso M_D_L, pur generando un NPV_{chain} paragonabile (in valore assoluto) a quello di M_P_L, presenta una componente di profitto NPV_{car} , legata all'impiego del parco veicolare elettrico, notevolmente superiore al caso M_D_P. Tali valori si riflettono anche nell' NPV_{GJ} [$\text{€}/\text{GJ}^{\text{equiv}}_{\text{EtOH}}$] riportati nella Fig. 4.10. Tenendo in considerazione il notevole orientamento di M_D_L verso la produzione di potenza di cui si discuteva in precedenza, il notevolissimo NPV_{car} di M_D_L (1 G€ circa) indica certamente, nella metodologia con la quale sono stati formulati matematicamente i modelli, una netta convenienza economica per gli utenti finali nell'impiegare veicoli elettrici piuttosto che tradizionali. La giustificazione di questo fenomeno è in larga parte rintracciabile nella maniera con la quale è stato modellizzato il calo del differenziale di costo tra i veicoli elettrici e quelli tradizionali. Negli ultimi anni di simulazione, infatti, i costi extra di acquisto di un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale crollano drasticamente, venendo quindi superati dal risparmio conseguibile nell'impiego di un'auto elettrica nel corso della percorrenza chilometrica. Questo fenomeno, anche tenendo conto dell'attualizzazione dei flussi di cassa in t , è mostrato chiaramente nella Fig. 4.11 e nella Fig. 4.12, rispettivamente per M_D_P e M_D_L.

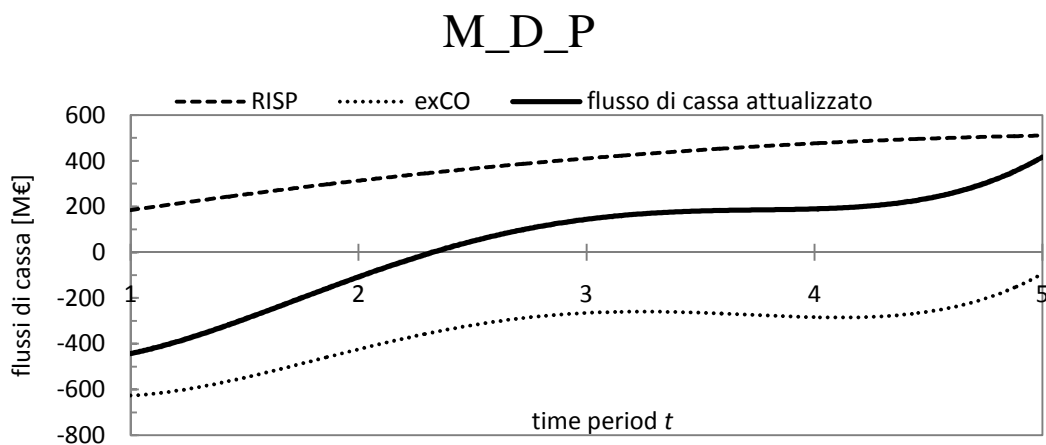


Fig. 4.11 - Flussi di cassa attivi ($RISP_t$) e passivi ($exCO_t$) e flusso di cassa netto in t

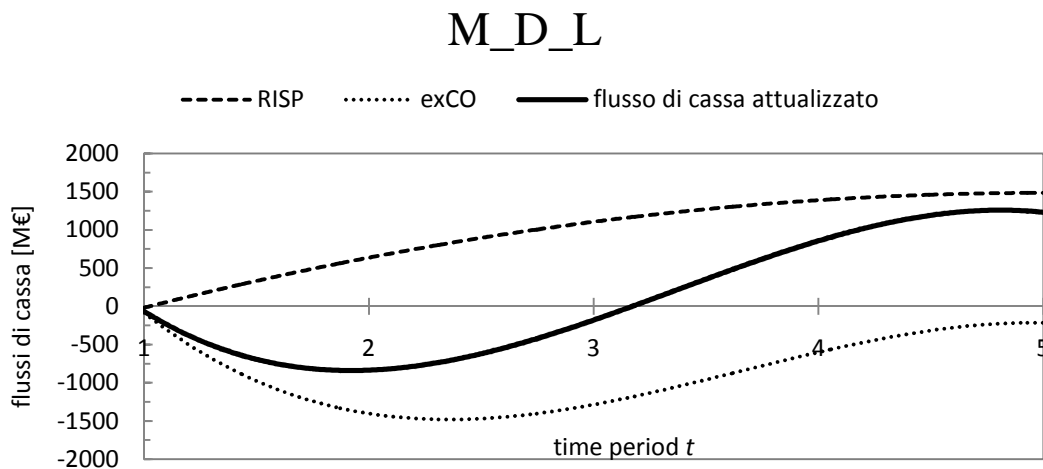


Fig. 4.12 - Flussi di cassa attivi ($RISP_t$) e passivi ($exCO_t$) e flusso di cassa netto in t

Osservando gli andamenti dei flussi di cassa attualizzati netti in t per il caso M_D_P (Fig. 4.11), è chiaro l'effetto del riacquisto dei veicoli elettrici obsoleti a partire da $t=4$ nell'aumento degli extra costi $exCO_t$ per ammodernare, appunto, il parco auto. Questo nuovo incremento dei costi del parco auto a partire da $t=4$ provoca, infatti, una flessione del flusso di cassa netto in parte bilanciata dalla diminuzione del differenziale di costo tra un veicolo elettrico e uno tradizionale. Lo stesso fenomeno può essere osservato ancora meglio nel caso M_D_L grazie alla maggiore consistenza del parco veicolare elettrico (Fig. 4.12). L'andamento dei flussi di cassa per il caso M_D_L, tuttavia, presenta un peculiare "pozzo negativo" in corrispondenza a $t=2$ (cioè dopo sei anni di simulazione). Questo risultato può essere spiegato studiando, dalla Fig. 4.13, l'evoluzione del parco impiantistico per la generazione di potenza in t e confrontandone i valori con il numero di nuovi veicoli elettrici acquistati ($newCARS_t$) e con i costi extra sostenuti ($exCO_t$) per l'acquisto delle automobili. Il lasso di tempo compreso tra $t=2$ e $t=3$ è caratterizzato da un notevole incremento del numero di impianti per la generazione elettrica, poiché a $t=2$ entrano in funzione dieci nuove centrali e a $t=3$ addirittura dodici nuove centrali. Di pari passo con il numero di impianti di potenza, cresce anche l'energia elettrica effettivamente prodotta, in conseguenza alla necessità di alimentare un parco veicolare elettrico via via crescente. Per quanto riguarda, infatti, il numero di nuovi veicoli elettrici acquistati, il picco viene toccato a $t=3$ con quasi 850000 nuove automobili a batterie. A $t=4$ il numero di nuovi veicoli elettrici acquistati è sostanzialmente rallentato dalla necessità di iniziare a riacquistare le automobili ormai obsolete risalenti ai primi periodi. Una volta rinnovato il parco auto elettrico, la derivata di $newCARS_t$ torna a crescere notevolmente sino a $t=5$, facendo leva sul differenziale di prezzo rispetto ai veicoli tradizionali ridotto a livelli minimi. Parallelamente alla costruzione di nuovi impianti per sostenere energeticamente la forte crescita del parco veicolare elettrico a cavallo tra i periodi $t=2$ e $t=3$, anche i costi extra di gestione del parco auto crescono, toccando in questo intervallo di tempo il valore massimo. Conseguentemente all'andamento "a campana" degli $exCO_t$, visibile in Fig. 4.13, e in relazione al fatto che il parco veicolare elettrico complessivo non è caratterizzato da un'estensione tale da bilanciare, con il risparmio d'esercizio, il surplus di costo d'investimento, si genera un pozzo nell'andamento dei flussi di cassa attualizzati netti circa in corrispondenza di $t=2$. In sintesi, da $t=2$ a $t=3$, il ritmo sostenuto con il quale vengono acquistati i veicoli elettrici, in vista dei notevoli risparmi conseguibili negli ultimi periodi della simulazione, non è sufficiente per superare i costi extra d'investimento, almeno fintanto che questi non calano drasticamente (da $t=3$ in poi) in relazione al prezzo di acquisto di un'automobile tradizionale. La simulazione, dunque, evidenzia la convenienza economica nell'iniziare ad investire in maniera massiccia, per la creazione di un parco veicolare elettrico, poco prima che il risparmio conseguibile $RISP_t$ vinca il costo extra veicolare $exCO_t$, poiché tanto prima in t questa soglia di pareggio viene raggiunta, quanto più a lungo verranno generati flussi di cassa attivi. Questo fenomeno di "corsa all'auto elettrica" intorno a $t=2$ non compare assolutamente in M_D_P, dal momento che il tasso di penetrazione delle automobili a batterie in questo modello è fissato costante in t . Nei primi periodi $t=1$ e $t=2$, in M_D_P vengono acquistati meno veicoli rispetto a M_D_L e, soprattutto, ne viene acquistato lo stesso ammontare ad ogni t (ad eccezione della sostituzione dei veicoli obsoleti da $t=4$ in poi). Da un certo punto di vista, da M_D_P sembra trasparire una certa

avversione al rischio, che nei primi anni consente di non generare un "buco" negativo nei flussi di cassa come succede in M_D_L ma, d'altro canto, a $t=5$ non consente nemmeno di avere un parco veicolare elettrico tale da produrre la performance economica di M_D_L.

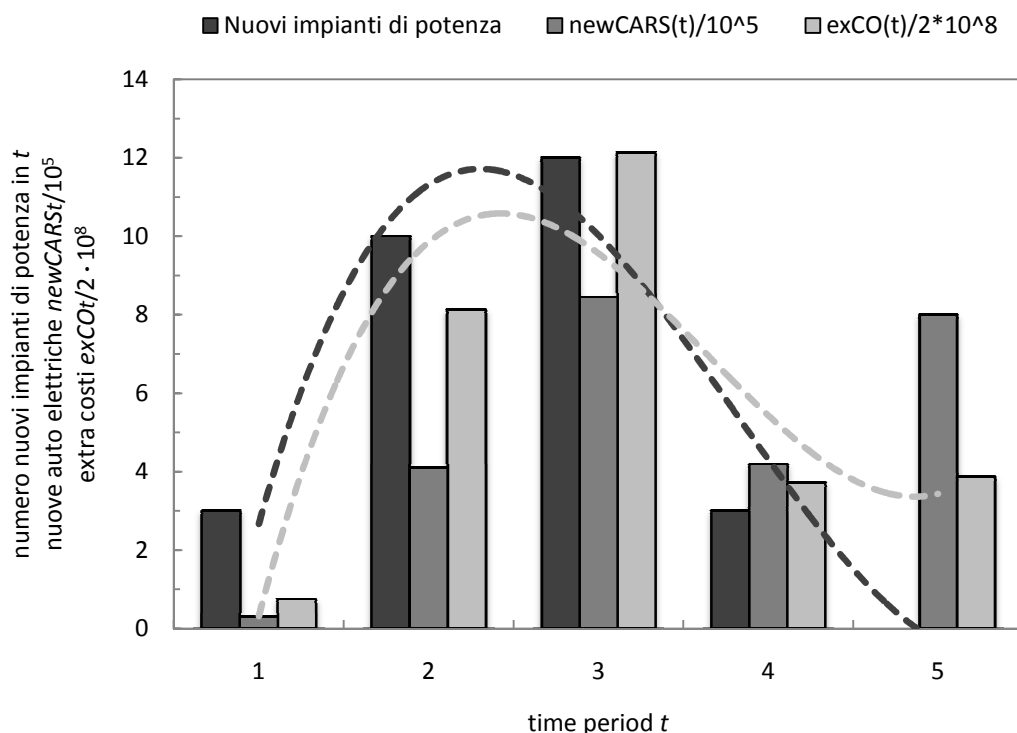


Fig. 4.13 - Andamento in t del numero di nuovi impianti di potenza, del numero di nuove auto elettriche $newCARS_t/10^5$ e dei costi extra $exCO_t/2 \cdot 10^8$ per il modello M_D_L

Tuttavia, l'enorme redditività di M_D_L è resa praticamente insostenibile da un tempo di ritorno sull'investimento sostanzialmente paragonabile alla vita utile dei primi veicoli elettrici acquistati nel modello (il tempo di ritorno di M_D_L è di 9.60 anni). Infatti, la vita utile di un veicolo elettrico è stata supposta pari, nell'implementazione matematica, a dieci anni [46]. Un tempo di ritorno così elevato, seppur bilanciato da notevoli flussi di cassa positivi dal Pay Back in poi, rende sostanzialmente infruttuoso l'investimento per acquistare un'automobile elettrica nei primissimi anni della simulazione, soffocando dunque la spinta iniziale fondamentale per la nascita di un crescente market share nel corso degli anni. Il tempo di ritorno per M_D_P, al contrario, è pari a 7 anni, quindi nettamente sotto la soglia della vita utile di un veicolo elettrico.

Il caso M_D_P, dunque, sembra essere in realtà caratterizzato da una maggiore sensatezza pratica, seppur consenta di sviluppare un flusso di cassa cumulato notevolmente più basso rispetto all'opzione M_D_L. D'altra parte, il confronto economico dei due modelli ha evidenziato come, nonostante le notevoli differenze nella suddivisione degli output produttivi, i risultati economici NPV_{chain} , esenti dalle considerazioni circa il parco veicolare elettrico, siano sostanzialmente paragonabili.

Il significato di questo risultato è l'interscambiabilità economica, a livello di NPV_{chain} , tra la produzione di etanolo di prima generazione e la generazione di bioenergia con impianti a gassificazione. Si tratta di un risultato senza dubbio notevole e certamente non fortuito (seppur sensibile al valore di taluni parametri, quali i prezzi di vendita di etanolo ed energia elettrica), se si pensa ai risultati economici del modello originale di Giarola et al. [1]. Escludendo, nel modello originale, l'ottimizzazione ambientale dalla funzione obiettivo, il solutore sviluppava un network di produzione dell'etanolo sostanzialmente basato su impianti DGP, generando un $NPV_{GJ}=1.18$ €/GJ, pari ad un $NPV=364$ M€, quindi del tutto paragonabile ai risultati dei nuovi modelli sviluppati ($NPV_{chain}^{M_D_P}=379$ M€ e $NPV_{chain}^{M_D_L}=405$ M€). Lo scarto massimo di risultato economico è riconducibile tra M_D_L e il modello originale, tra i quali vi è una differenza di NPV di 41 M€, corrispondenti al 10.1 % di $NPV_{chain}^{M_D_L}$.

Procediamo con l'analizzare, più nel dettaglio, le singole voci che consentono il calcolo degli NPV precedentemente esposti. Ulteriori importanti informazioni riguardanti M_D_P e M_D_L ci vengono fornite dall'analisi dei costi sostenuti nei modelli in t . Nelle Fig. 4.14 e Fig. 4.15 possiamo vedere gli andamenti in t delle voci di costo variabile rispettivamente per M_D_P e M_D_L. Nei grafici sono riportate tutte le componenti di costo variabile: il costo di produzione dell'etanolo (EPC_t), il costo di generazione della potenza elettrica (PPC_t), il costo di acquisto della biomassa di alimentazione per gli impianti (BPC_t), il costo di trasporto della biomassa (TCb_t), il costo di trasporto dell'etanolo prodotto (TCp_t) e, per finire, gli extra costi sostenuti nello sviluppo di un parco veicolare elettrico ($exCO_t$). Per quanto concerne la produzione dell'etanolo, osserviamo come il modello M_D_P presenti, rispetto a M_D_L, dei costi EPC_t crescenti in t e sostanzialmente superiori. Questo fenomeno è sicuramente conseguenza del maggiore orientamento di M_D_L verso la produzione di potenza. D'altro canto, infatti, M_D_P presenta dei costi per la produzione di potenza elettrica (PPC_t) abbastanza più bassi rispetto a M_D_L (specialmente a $t=5$) poiché quest'ultimo produce, effettivamente, più energia elettrica. Per quanto concerne i costi di trasporto della biomassa (TCb_t) e di trasporto dell'etanolo prodotto (TCp_t), i due modelli sono abbastanza equivalenti, se non fosse che M_D_L presenta un lieve calo dei costi TCp_t in t , dal momento che in questo modello la generazione di potenza con il passare degli anni prende il sopravvento sulla produzione di etanolo. Osservando gli andamenti degli extra costi di acquisto del parco veicolare elettrico ($exCO_t$), ritroviamo i risultati già discussi in precedenza (Fig. 4.13). Nel caso di M_D_P, risulta evidente l'andamento pressoché lineare della decrescita degli $exCO_t$, dovuta sostanzialmente al calo del differenziale di prezzo di acquisto tra un veicolo elettrico e uno tradizionale, fatta eccezione per $t=4$, ove l'aumento dei costi è imputabile al riacquisto di veicoli ormai obsoleti. Gli enormi $exCO_t$ sostenuti da M_D_L a $t=2$ e $t=3$ trovano giustificazione, come discusso in precedenza, nel forte investimento sul parco auto elettrico proprio di questo lasso temporale.

Per quanto concerne il peso relativo delle singole voci di costo variabile a $t=5$, si faccia riferimento alla Fig. 4.16. In entrambi i modelli sono sostanzialmente trascurabili i costi di trasporto dell'etanolo prodotto (TCp_t) e ricoprono un ruolo marginale anche i costi di trasporto della biomassa (TCb_t). Sia in M_D_P che in M_D_L, invece, la coltivazione della biomassa (BPC_t) ricopre circa la metà dei costi

variabili totali (rispettivamente 58% e 41%) mentre l'altra metà è suddivisa tra la somma dei costi di produzione (di etanolo EPC_t e di energia elettrica PPC_t) e dei costi extra imputabili al parco veicolare elettrico ($exCO_t$). Questi ultimi sono notevolmente più alti nel caso M_D_L (33% contro 11%) ad ulteriore dimostrazione della predilezione di quest'ultimo per la generazione di potenza.

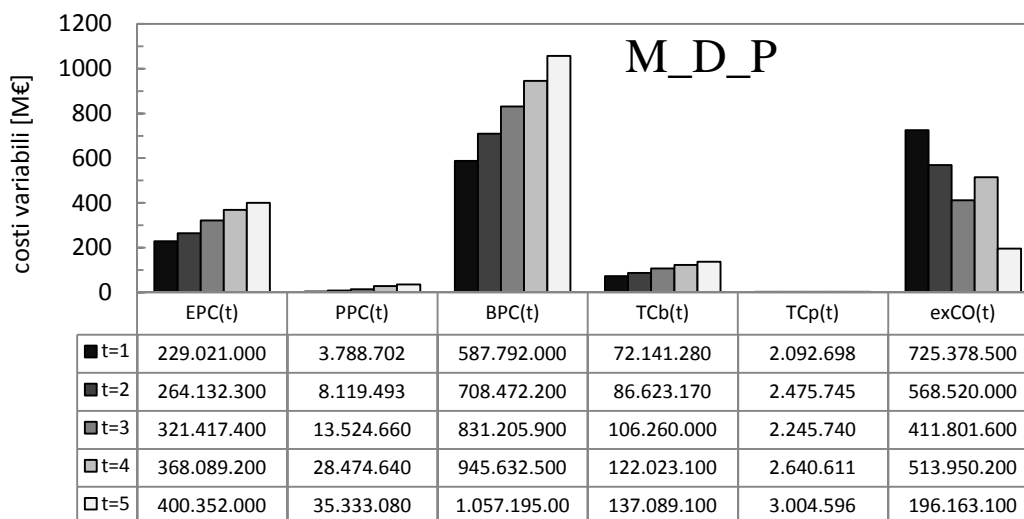


Fig. 4.14 - Costi variabili in t per M_D_P

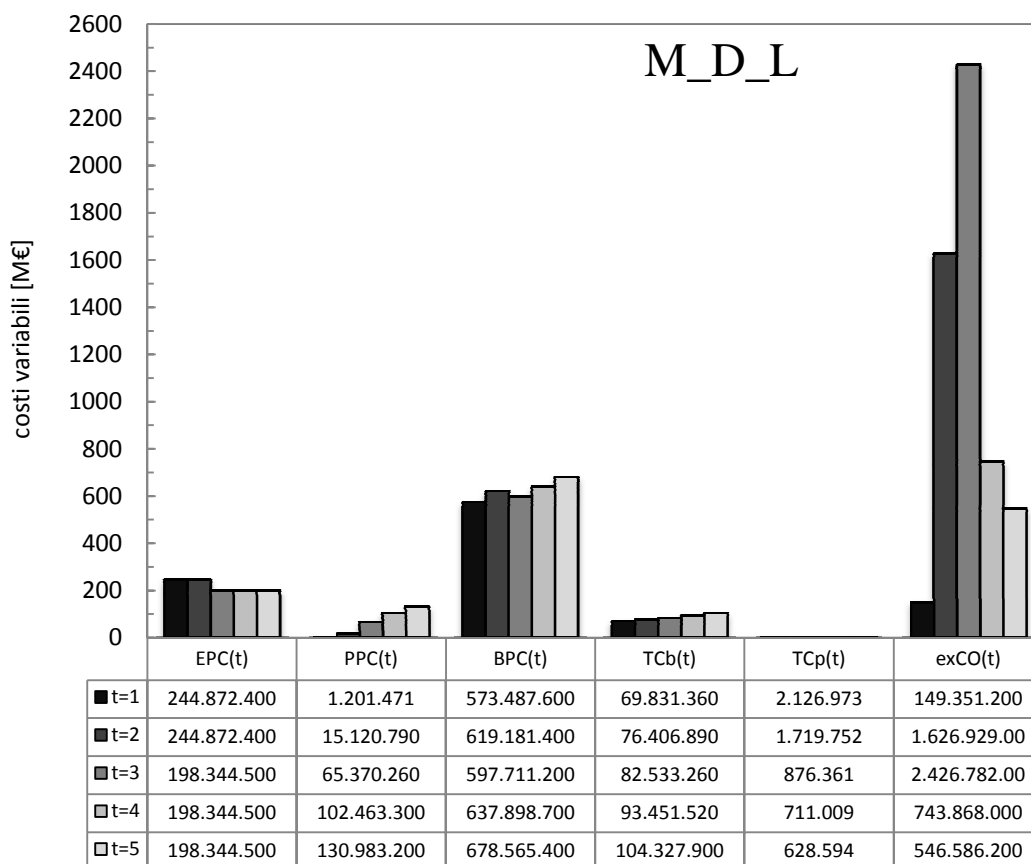


Fig. 4.15 - Costi variabili in t per M_D_L

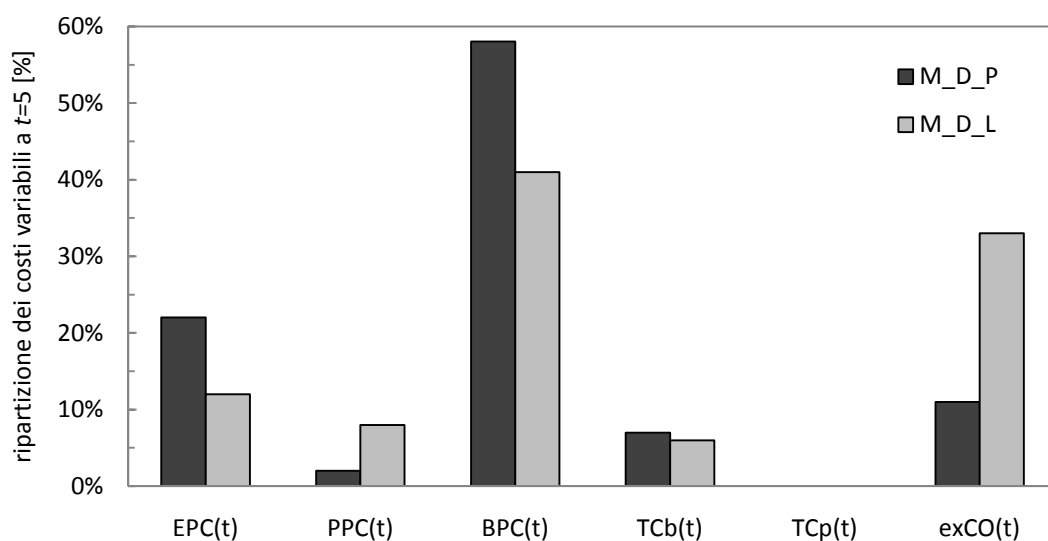


Fig. 4.16 - Peso relativo delle voci di costo variabile a $t=5$ a confronto

A seguire (Fig. 4.17) vengono mostrati gli andamenti dei ricavi $Incomes_t$ [€/periodo] generati dalla vendita dei prodotti industriali (EtOH, Power e DDGS) e del risparmio $RISP_t$ [€/periodo] conseguito grazie all'introduzione di un parco auto elettrico.

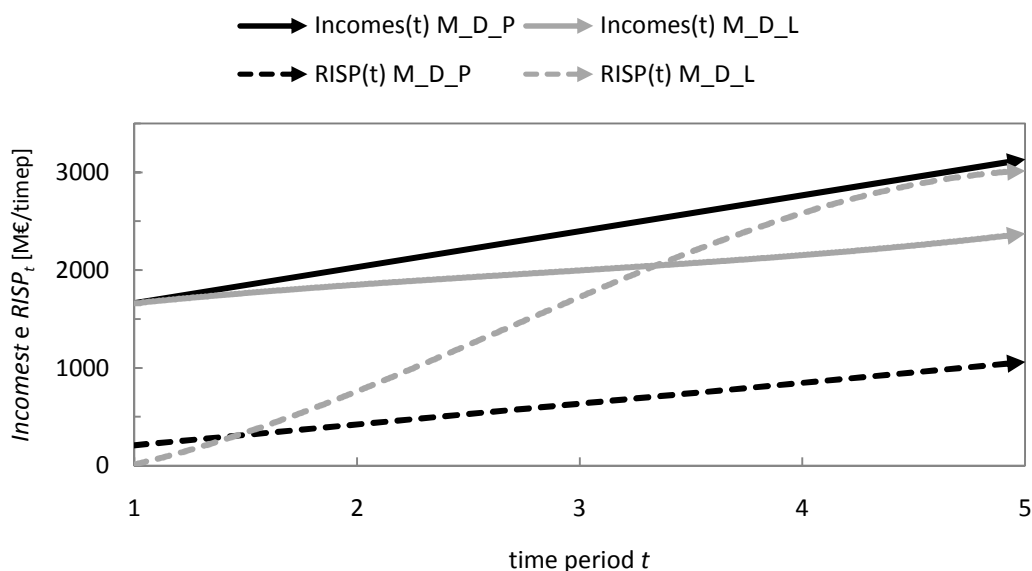


Fig. 4.17 - $Incomes_t$ e $RISP_t$ a confronto tra M_D_P e M_D_L

Il caso M_D_P è caratterizzato da una crescita lineare dei ricavi ottenuti dalle vendite dei prodotti e del risparmio conseguibile con il parco auto elettrico. In ogni caso, l'effetto stabilizzante nel produrre anche quote significative di etanolo si riflette nel valore dei ricavi, il quale è notevolmente superiore all'ammontare del risparmio in t . Nel caso M_D_L, al contrario, già a partire da $t=3$ il risparmio attribuibile al parco veicolare elettrico supera i ricavi conseguibili attraverso l'esercizio degli impianti produttivi, anche se la crescita di $RISP_t$ sembra rallentare da $t=4$ in poi (ma semplicemente perché nel modello è vietata l'installazione di nuovi impianti a $t=5$).

La formulazione matematica dei modelli poggia su una notevole quantità di costanti e parametri, i cui valori sono stati imposti sulla base di ragionamenti, dei risultati di pubblicazioni scientifiche e del buon senso. Onde comprendere la solidità di tali assunzioni, è fondamentale operare delle analisi di sensitività, ed è proprio di questo che si occupa la prossima sezione.

4.2 ANALISI DI SENSITIVITÀ

Nella seguente sezione verranno sottoposte a verifica le soluzioni dei modelli in relazione alla scelta del valore di talune costanti e parametri particolarmente importanti. In ciascuno dei paragrafi a seguire verrà svolta un'analisi di sensitività in riferimento ad un solo particolare aspetto.

4.2.1 INTERESSE ANNUALE SUL PARCO AUTO

L'analisi di sensitività sul tasso di interesse del parco veicolare elettrico, impiegato per il calcolo di NPV , è stata condotta parallelamente attraverso il foglio di calcolo Excel e il caso M_D_P sviluppato in ambiente GAMS[®], in modo da poter avere un duplice feedback sui risultati. Vengono riportati, a seguire, i principali risultati riguardanti il modello M_D_P sottolineando che, nel caso M_D_L, le conclusioni per quanto concerne tale analisi sarebbero del tutto analoghe. La Fig. 4.18 evidenzia l'andamento dei flussi di cassa attualizzati netti del parco automobili elettriche $NPV_{car,t}$ al variare del tasso di interesse annuale i , da un valore minimo del 3% annuo ad un valore massimo del 10% annuo. Al crescere dell'interesse, il costo del denaro nel futuro aumenta e, difatti, il risparmio attuale netto tende a calare a scapito dei costi, generando flussi di cassa via via più limitati; è interessante osservare come gli andamenti inizino a discostarsi sostanzialmente tra loro solo a partire dal periodo $t=3$, ossia quando la diminuzione del differenziale di costo di acquisto di un veicolo elettrico piuttosto che tradizionale inizia ad essere notevole. Da $t=3$ in poi, infatti, un tasso di interesse elevato ha un effetto di appiattimento del valore netto, in particolare riferimento al risparmio $RISP_t$ conseguibile, dal momento che nella passività vi è solamente l'extra costo $exCO_t$ che, contestualmente, cala in maniera drastica.

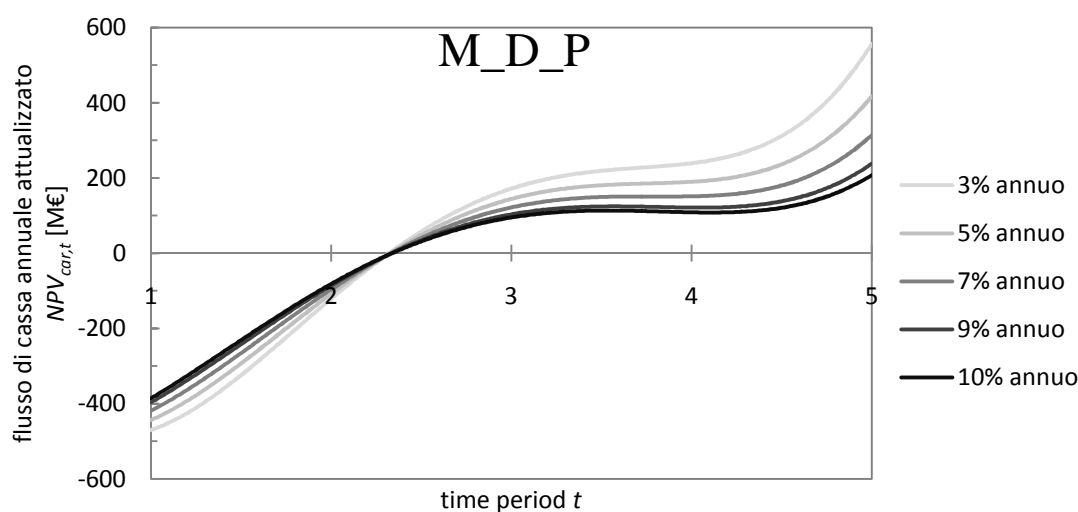


Fig. 4.18 - Flussi di cassa attualizzati netti in t per M_D_P al variare del tasso i

Nella Fig. 4.19 è possibile studiare l'andamento di NPV cumulato riferito al parco auto elettriche NPV_{car} . Da questo grafico risulta ancora più chiaro l'effetto negativo di un tasso di interesse particolarmente elevato sull'economia del parco veicoli elettrici, segnando un passaggio a cifra negativa intorno ad un tasso del 9% annuo. Nel medesimo grafico vengono indicati con $NPV_{car} [EXCEL]$ anche i punti ottenuti dal foglio di calcolo per le medesime prove; il fatto che siano sovrapposti a quelli ottenuti dalle simulazioni è indice di corretto funzionamento del modello matematico implementato in GAMS®.

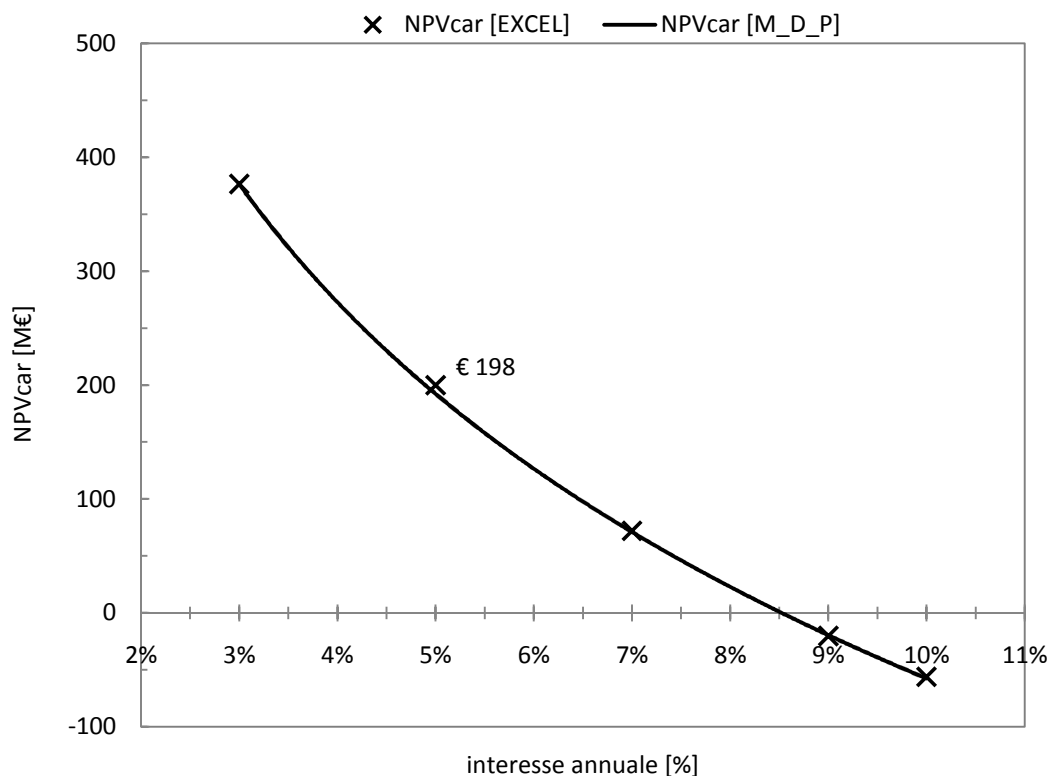


Fig. 4.19 - NPV_{car} per M_D_P al variare del tasso di interesse i del parco auto

Un'osservazione rassicurante, per quanto concerne il grafico precedente, riguarda il rischio d'investimento nel mercato dell'auto elettrica. Pur proiettando l'interesse sul parco veicolare elettrico verso valori estremamente elevati (alla soglia del 10% annuo), il deficit economico che ne consegue non va oltre il centinaio di milioni di euro, a danno dei consumatori, che potrebbero essere interamente bilanciati dagli attivi generati dalla SC.

4.2.2 DIFFERENZIALE DI PREZZO VEICOLI ELETTRICI

La seconda analisi di sensitività svolta riguarda la scelta del differenziale di prezzo d'acquisto tra un veicolo elettrico e uno tradizionale. In aggiunta al caso base precedentemente analizzato nella sezione 4.1, e sempre partendo da un costo extra iniziale di 5000 €/car, sono stati testati i modelli M_D_P e M_D_L fissando, in un caso che l'extra costo iniziale cali linearmente sino a dimezzarsi a $t=5$, nell'altro, che rimanga costante in t . Complessivamente, dunque, abbiamo a disposizione, sia per M_D_P che per M_D_L, tre prove così riassumibili:

- Base case (M_D_P e M_D_L) precedentemente analizzato, in cui il differenziale di prezzo cala linearmente da 5000 €/car a $t=1$ sino a 625 €/car a $t=5$ pari al 12.5% del valore nominale iniziale.
- Primo test (M_D_P²⁵⁰⁰ e M_D_L²⁵⁰⁰), nel quale il differenziale di prezzo cala linearmente da 5000 €/car a $t=1$ sino a 2500 €/car a $t=5$, pari al 50% del valore nominale iniziale.
- Secondo test (M_D_P⁵⁰⁰⁰ e M_D_L⁵⁰⁰⁰), nel quale il differenziale di prezzo rimane costantemente pari in t al valore inizialmente impostato di 5000 €/car, pari al 100% del valore nominale iniziale.

Si sottolinea che è stato necessario imporre come vincolo nei modelli M_D_L che il numero di nuovi veicoli elettrici non fosse negativo ($newCARS_t \geq 0$), onde evitare risultati privi di significato.

Le conseguenze delle variazioni imposte nel differenziale di prezzo tra veicoli elettrici e tradizionali sono prettamente economiche. Osservando, infatti, i valori di NPV_{chain} e NPV_{car} (Fig. 4.20) ottenuti nelle simulazioni, spicca il netto peggioramento dei risultati economici per quanto riguarda il parco veicolare elettrico. Nelle prove effettuate su M_D_P, essendo la penetrazione dei veicoli elettrici imposta, conseguentemente ai cali di differenziale testati in M_D_P²⁵⁰⁰ e in M_D_P⁵⁰⁰⁰, si ottengono dei valori fortemente negativi di NPV_{car} . Nelle simulazioni M_D_L, invece, il modello è libero di scegliere la penetrazione ottimale di veicoli elettrici in accordo con l'ottimizzazione economica complessiva. In queste prove, con il progressivo appiattimento del differenziale di prezzo verso il valore iniziale, si osserva un drastico annullamento dell' NPV_{car} . E' comunque interessante osservare come il risultato economico NPV_{chain} del network industriale sia sostanzialmente il medesimo in tutte le prove effettuate.

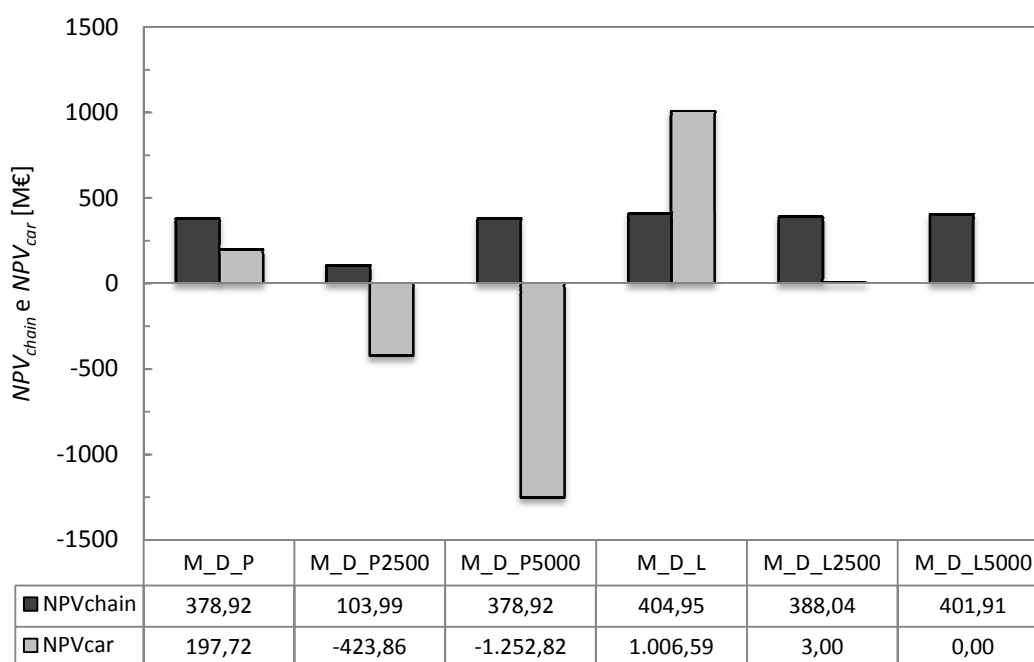


Fig. 4.20 - Risultati economici NPV_{chain} e NPV_{car} [M€] a confronto

La spiegazione dei valori di NPV_{car} ottenuti nelle prove risiede nella penetrazione dei veicoli elettrici $nCARS_t$ in t (Fig. 4.21) e negli andamenti dei costi $exCO_t$ a questa imputabili (Fig. 4.22). I modelli M_D_P sono caratterizzati dal medesimo tasso di crescita del parco veicolare elettrico in t , il che si traduce nell'andamento lineare osservabile nella Fig. 4.21 sino ad un market share del 3.26% a $t=5$. Nella Fig. 4.22 è possibile vedere l'andamento di $exCO_t$ per le prove M_D_P eseguite. Passando da M_D_P ad M_D_P⁵⁰⁰⁰, i costi extra di acquisto del parco veicolare elettrico crescono progressivamente con l'aumento del parco auto, in conseguenza della diminuzione del calo del differenziale di prezzo. In virtù di ciò, crolla la competitività del parco veicolare elettrico rispetto alle auto tradizionali (NPV_{car} negativi). Le conseguenze dell'analisi svolta sull'evoluzione del parco veicolare, invece, sono ben visibili confrontando i casi M_D_L. Nel test M_D_L²⁵⁰⁰ il solutore propone di ridurre drasticamente la penetrazione dei veicoli elettrici in t rispetto al base case M_D_L. Il numero cumulado di veicoli elettrici, infatti, rimane sotto le 500000 unità, contro il picco di 2000000 di auto proposto in M_D_L. Questo risultato trova giustificazione nella necessità di mantenere bassi i costi extra sostenuti per l'acquisto dei veicoli elettrici. Nel caso M_D_L⁵⁰⁰⁰ addirittura non vi è affatto generazione di energia elettrica e il parco industriale viene unicamente orientato verso la produzione di etanolo, dunque i costi extra dei veicoli elettrici sono nulli anch'essi.

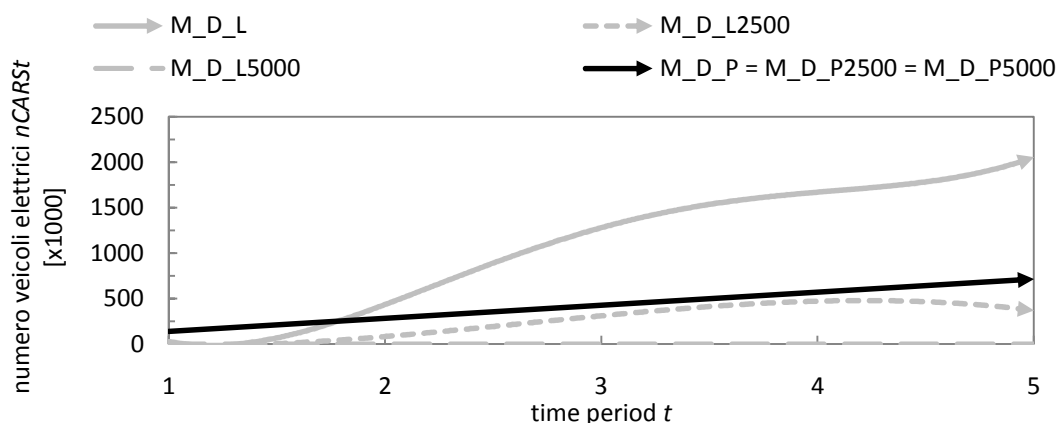


Fig. 4.21 - Numero cumulado di veicoli elettrici $newCARS_t$ [x1000] in t a confronto

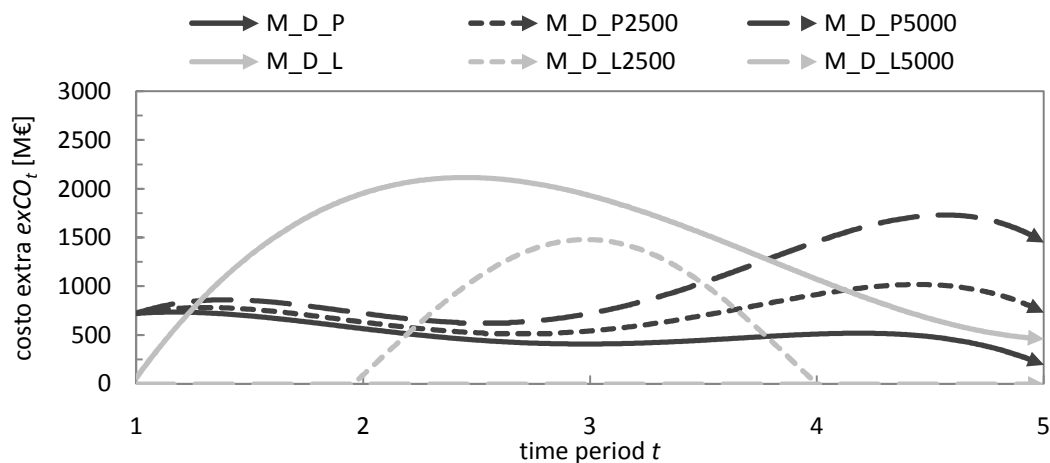


Fig. 4.22 - Costo extra $exCO_t$ in t a confronto

Gli stessi risultati presentati in precedenza li ritroviamo studiando il tasso di acquisto di nuove automobili $newCARS_t$ elettriche in t per i modelli M_D_P e M_D_L. Tutti i casi M_D_P sono caratterizzati, come si può vedere nella Fig. 4.23, dal medesimo numero di $newCARS_t$, leggermente superiore nei periodi finali della simulazione per via della necessità di riacquistare veicoli ormai obsoleti. Per quanto concerne i test effettuati su M_D_L, le nuove immatricolazioni crollano già per M_D_L²⁵⁰⁰ (si tocca un picco sotto alle 400000 nuove auto elettriche a $t=3$, contro le oltre 800000 nel base case M_D_L). Un caso estremo è rappresentato da M_D_L⁵⁰⁰⁰, nel quale non viene acquistato alcun veicolo elettrico in tutto l'orizzonte temporale del modello.

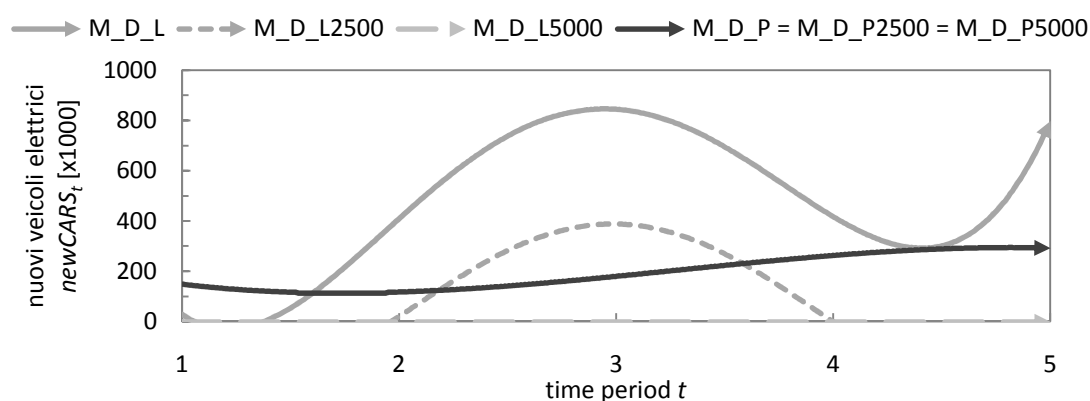


Fig. 4.23 - Nuovi veicoli elettrici $newCARS_t$ in t a confronto [x1000]

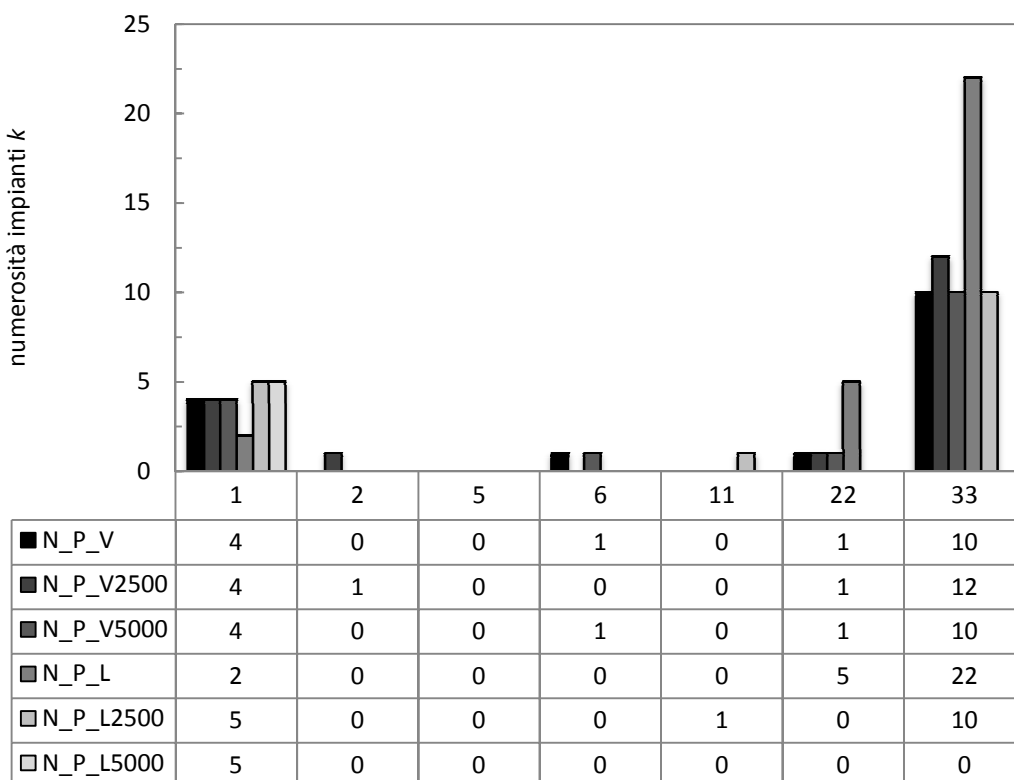


Fig. 4.24 - Numerosità tipologie impiantistiche k a $t=5$ a confronto

Abbiamo visto come i modelli sviluppati siano parecchio sensibili, dal punto di vista dei risultati economici, alle variazioni del calo del differenziale di prezzo dei veicoli elettrici rispetto a quelli tradizionali. Gli scenari con un elevato valore a $t=5$ di differenziale di prezzo, da un minimo di 2500 €/car ad un massimo di 5000 €/car, mostrano una penetrazione dei veicoli elettrici come minimo ridimensionata ($M_D_L^{2500}$) o addirittura assente ($M_D_L^{5000}$). Si nota infine dalla Fig. 4.24 come, per quanto riguarda gli impianti di produzione dell'etanolo, si ritrovino sempre tra i risultati l'installazione di impianti DGP ($k=1$). Nel caso avvenga produzione di energia elettrica, le tecnologie numericamente più installate sono gli impianti G+MCI ($k=33$), ma spesso si fa uso di G+TG ($k=22$) di grande taglia.

4.2.3 PREZZO DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'ultima analisi di sensitività effettuata su M_D_P e M_D_L riguarda le conseguenze che scaturiscono da una variazione del prezzo di vendita MP_{power} dell'energia elettrica prodotta dagli impianti. Ricordando che per i base case sin qui analizzati l'elettricità veniva valorizzata a 90 €/MWh, si è deciso di far variare tale prezzo da un minimo di 50 €/MWh ad un massimo di 100 €/MWh.

In particolare, l'analisi di sensitività in questione evidenzia la risposta economica di M_D_P e M_D_L alle variazioni di prezzo MP_{power} dell'energia elettrica prodotta dagli impianti. Gli NPV_{chain} di M_D_P e M_D_L sono direttamente influenzati dalle variazioni di prezzo MP_{power} , poiché da esso dipende il risultato economico derivante dalla vendita di elettricità. Dal momento che il risparmio conseguibile nella guida di un veicolo elettrico dipende anch'esso da MP_{power} , è necessario legare la variabile $RISP_t$ al prezzo dell'energia elettrica, e non solo al numero di veicoli $nCARS_t$ elettrici circolanti, per ottenere indicazioni utili circa il corretto bilanciamento tra domanda (un MP_{power} basso abbassa NPV_{chain}) e offerta (un MP_{power} basso alza NPV_{car}). Riassumendo:

se $MP_{power} \downarrow$ allora $NPV_{chain} \downarrow$ e $NPV_{car} \uparrow$

È stata, quindi, introdotta una modifica al valore di $deltaKMcar$ in modo da tenere conto delle variazioni di MP_{power} anche nel calcolo di NPV_{car} . Sono state effettuate nuovamente le prove discusse in precedenza adottando i valori riportati nella Tab. 4.3 relativamente a $deltaKMcar$.

Tab. 4.3. Scelta di $deltaKMcar$ [€/km] in funzione di MP_{power} [€/MWh]

MP_{power}	50	60	70	80	90	100
$deltaKMcar$	0.036	0.034	0.033	0.031	0.030	0.028

I risultati economici, per quanto riguarda i valori di NPV_{chain} e NPV_{car} , sono riassunti nella Fig. 4.25 per M_D_P e M_D_L . Come accennato in precedenza, NPV_{chain} cresce all'aumentare del prezzo di vendita dell'energia elettrica MP_{power} , sviluppando, in entrambi i modelli, un flusso di cassa cumulato via via più consistente (Fig. 4.26). Al contrario, NPV_{car} diminuisce al crescere di MP_{power} . Un prezzo MP_{power} elevato, ad esempio, provoca un miglioramento del risultato economico della SC che, tuttavia, non è sufficiente a compensare la diminuzione di risparmio per gli utenti finali nell'utilizzo dei veicoli elettrici piuttosto che tradizionali.

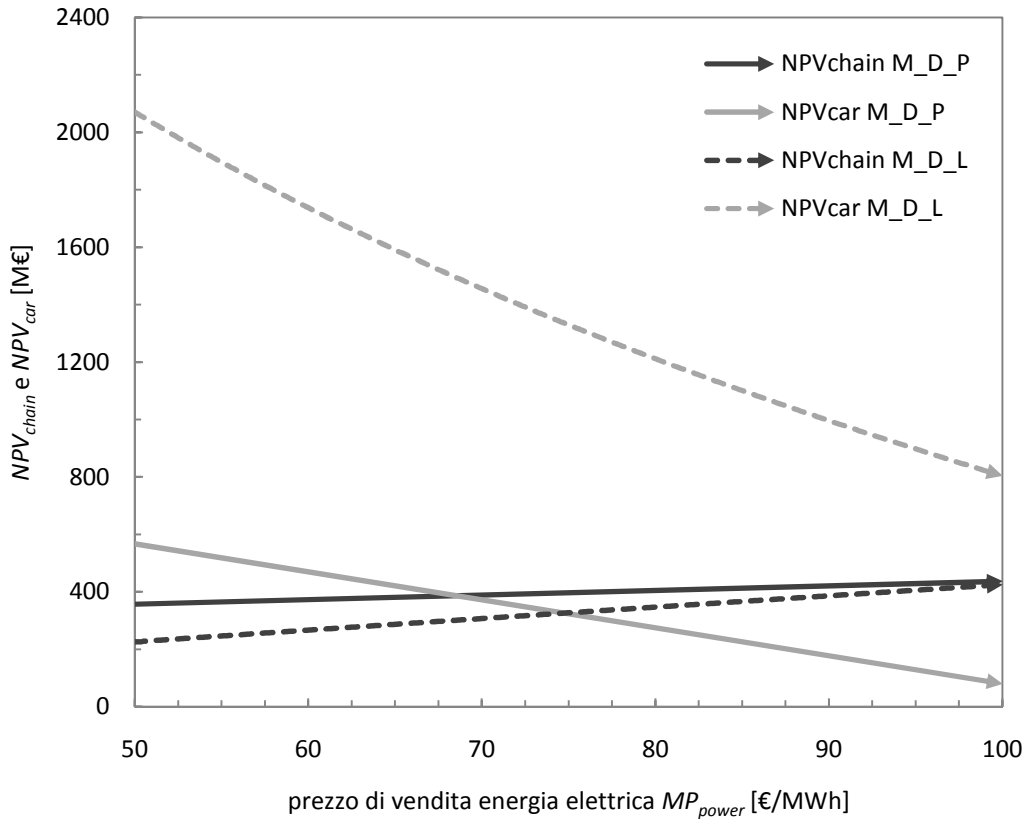


Fig. 4.25 - NPV_{chain} e NPV_{car} [M€] al variare di MP_{power} [€/MWh]

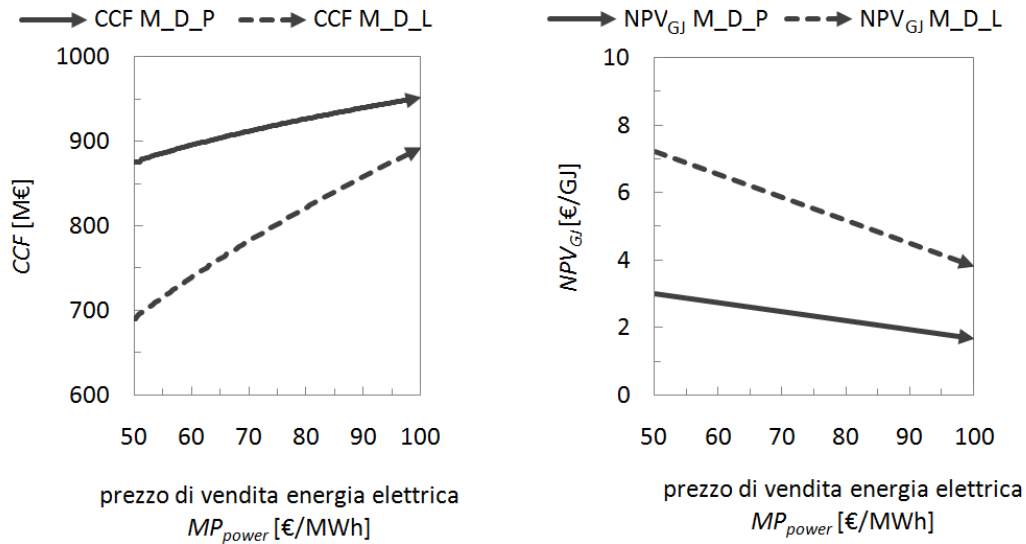


Fig. 4.26 - CCF [M€] e NPV_{GJ} [€/GJ] al variare di MP_{power} [€/MWh]

L'andamento dei risultati economici NPV_{GJ} è mostrato sempre nella Fig. 4.26. Si può affermare che, in entrambi i modelli, un aumento del prezzo dell'energia elettrica comporti maggiormente un danno per i consumatori che un beneficio per i produttori. In M_D_P il beneficio del consumatore e del produttore si eguagliano per un prezzo

di vendita dell'elettricità prossimo ai 70 €/MWh, mentre nel caso M_D_L non è possibile raggiungere l'uguaglianza tra NPV_{chain} e NPV_{car} a meno di considerare un valore negativo per entrambi (dunque una perdita netta sia per il consumatore che per il produttore e un NPV complessivo fortemente negativo).

Concentrandoci sul caso M_D_L, è interessante studiare (Fig. 4.27) la sensibilità dello share a $t=5$ dei veicoli elettrici al prezzo MP_{power} . Per un ampio range di prezzo (da 50 €/MWh a circa 120 €/MWh), la soluzione del modello suggerisce una penetrazione al 2030 dei veicoli elettrici compresa tra il 9% e il 10%. Poi, prezzi più elevati provocano un drastico crollo nell'acquisto di automobili sino alla soglia del 2% in corrispondenza di un pessimistico $MP_{power}=180$ €/MWh (per il quale è stato calcolato un $\delta KMcost=0.017$ €/km).

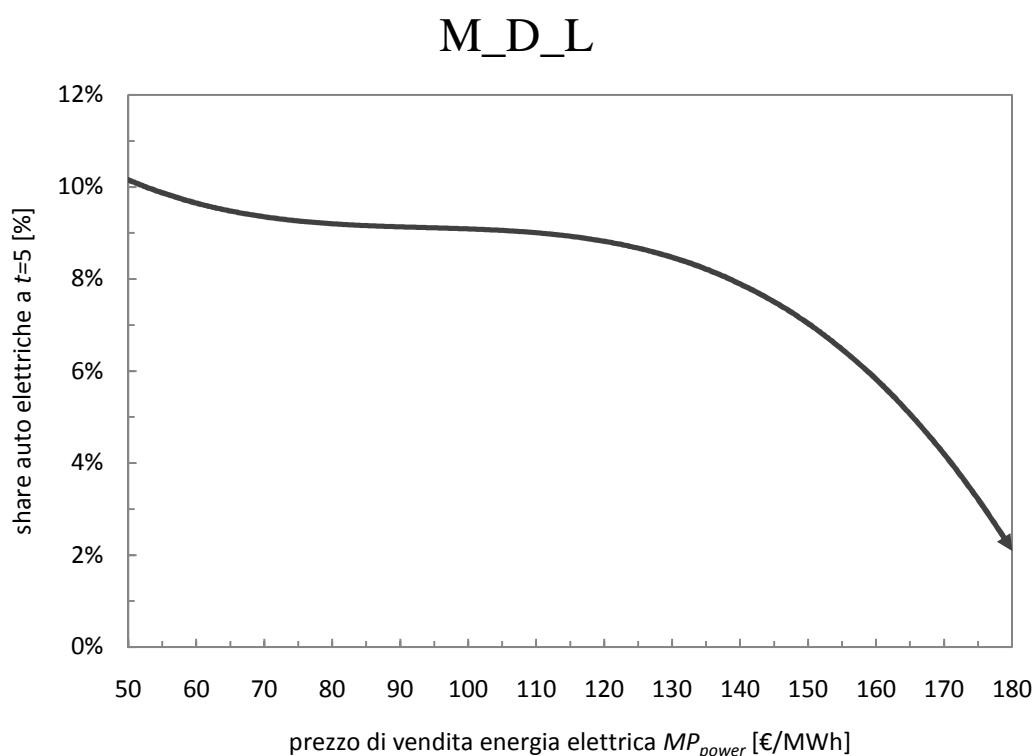


Fig. 4.27 - Share veicoli elettrici a $t=5$ [%] al variare di MP_{power} [€/MWh]

I risultati riguardanti la penetrazione finale dei veicoli elettrici in M_D_L si riflettono nell'evoluzione del parco auto. Osservando la Fig. 4.28, si può studiare l'andamento in t delle immatricolazioni di nuove auto elettriche ($newCARS_t$). Per un valore di MP_{power} di 100 €/MWh, nei primi anni di simulazione non vengono acquistati veicoli poiché l'elevato costo di rifornimento non giustifica l'investimento iniziale. Tuttavia, non appena il differenziale di prezzo di acquisto tra un veicolo elettrico e uno tradizionale crolla (da $t=3$ in poi), l'investimento nell'auto elettrica diviene economicamente vantaggioso per l'utente finale.

Dunque, un elevato prezzo di vendita dell'energia elettrica non necessariamente comporta una diminuzione del numero complessivo di veicoli elettrici venduti, ma ne può far slittare l'acquisto di nuove unità più avanti nel tempo.

M_D_L

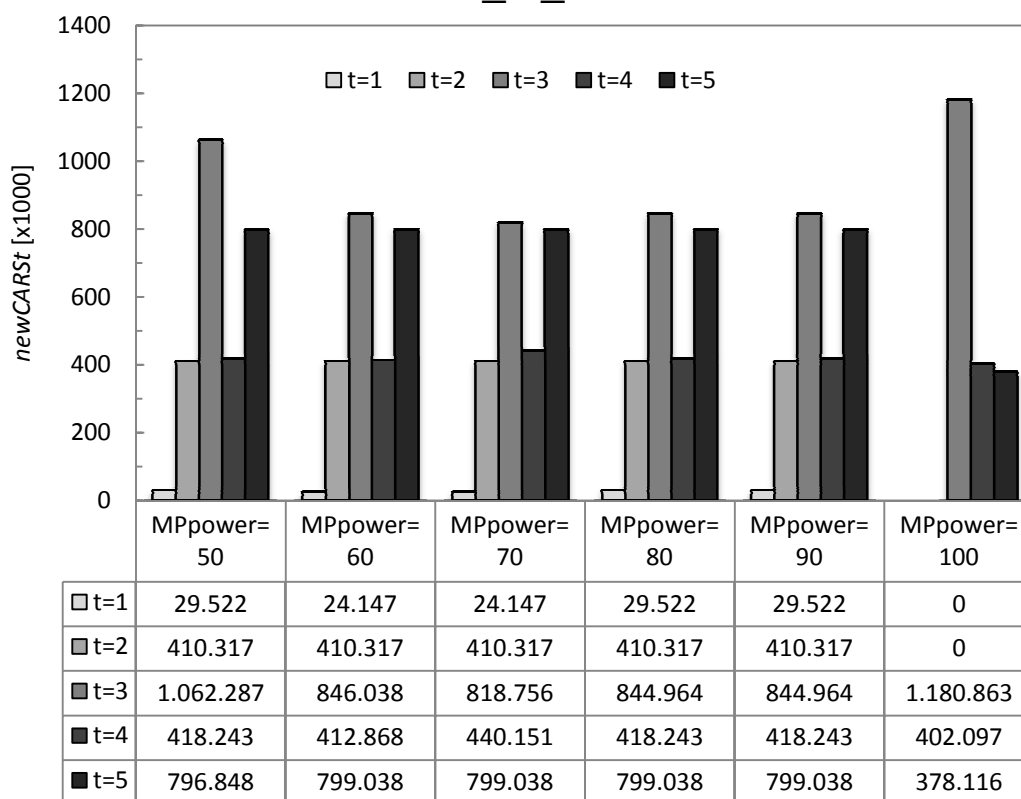


Fig. 4.28 - Evoluzione immatricolazioni $newCARSt$ [x1000] al variare di MP_{power}

È stata svolta un'analisi di sensitività sul valore del prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti. I risultati economici hanno evidenziato che al crescere di MP_{power} , il risultato economico della SC (NPV_{chain}) non cresce in misura sufficiente da contrastare la diminuzione del beneficio per il consumatore (NPV_{car}). Valori elevati del prezzo di vendita dell'energia elettrica, da un lato migliorano il risultato d'esercizio degli impianti produttivi, dall'altro assottigliano il margine di convenienza nell'utilizzare un veicolo elettrico piuttosto che uno tradizionale. L'ottimizzazione su M_D_P ha suggerito una situazione di ottimo, in termini di ugual beneficio economico per il produttore e per il consumatore, intorno ad un prezzo di vendita dell'elettricità di 70 €/MWh. Nel caso M_D_L, al contrario, è impossibile che NPV_{chain} e NPV_{car} assumano contestualmente lo stesso valore.

Inoltre, M_D_L ha mostrato come la penetrazione dei veicoli elettrici resti sostanzialmente immutata per un vasto range di prezzi di vendita dell'energia elettrica, seppure in taluni casi risulti posticipata agli ultimi anni di simulazione (in vista della diminuzione del differenziale di prezzo d'acquisto di un'auto elettrica rispetto ad una tradizionale).

importazione di biomassa dall'estero presentano dei risultati economici complessivamente peggiori dei rispettivi M_D_P e M_D_L. Questo spiega, dunque, la scelta dell'ottimizzatore che, in ottica di risparmio, produce tutto il corn necessario in $g=60$ nei modelli in cui tale pratica è consentita. Nella Fig. 4.31 vengono confrontati i costi unitari di produzione ($BPC_{i,t}$ espressi in [€/tonn_{Biomass}]) di corn e stover per il caso base M_D_P e il relativo modello in cui è vietato l'importazione della biomassa dall'estero. Per quanto riguarda lo stover, i costi di produzione sono sostanzialmente identici perché anche in M_D_P tale biomassa viene già interamente prodotta sul suolo nord italiano. Tuttavia, i costi di produzione dello stover (dell'ordine dei 60 €/tonn) sono notevolmente inferiori a quelli del corn (oltre i 200 €/tonn). Inoltre, sempre dalla Fig. 4.31, si può osservare come il corn prodotto in Italia abbia un costo più alto del 14% rispetto alla biomassa importata dall'estero (261 €/tonn contro 230 €/tonn). Questa differenza nel costo di produzione tra il corn prodotto in $g=60$ e quello prodotto in altre regioni g del modello nasce da come è stato fissato, nel modello originale di Giarola et al. [1], il parametro $UPC_{i,g}$. Nel parametro in questione, viene fissato un prezzo unitario di acquisto della biomassa più basso nel caso questa provenga da $g=60$. Infine, la convenienza nell'importazione del corn dall'estero deriva anche dal fatto che il trasporto via nave (*ship*) sia in assoluto il meno oneroso (con 0.064 €/tonn/km contro almeno 0.120 €/tonn/km utilizzando trasporto fluviale).

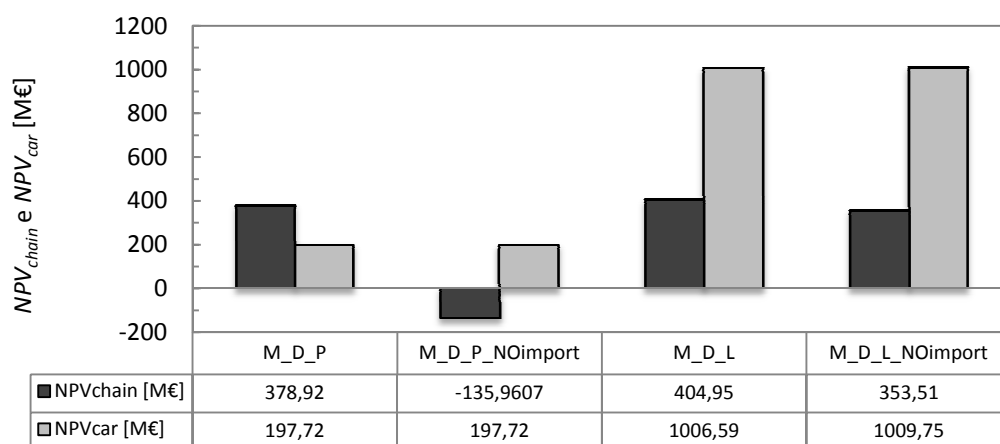


Fig. 4.30 - NPV_{chain} e NPV_{car} a confronto tra i modelli con e senza importazione

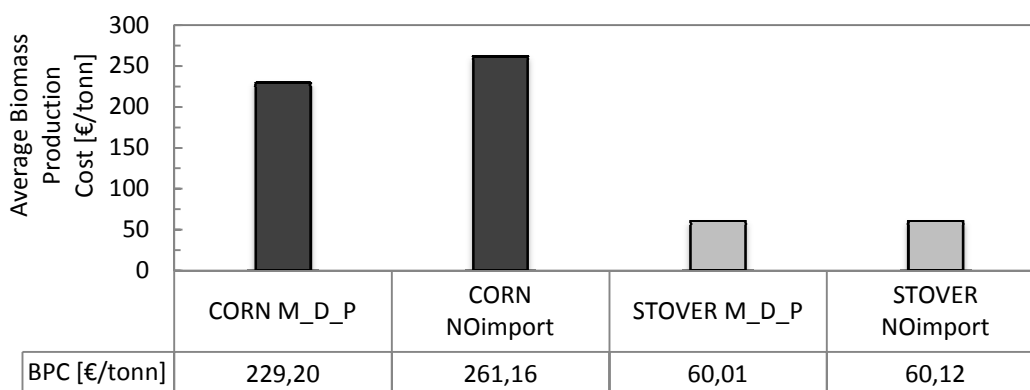


Fig. 4.31 - Costo di produzione unitario $BPC_{i,t}$ delle biomasse a confronto

La risposta del solutore al problema del costo eccessivo del corn prodotto in $g \neq 60$ è un progressivo abbandono delle tecnologie DGP alimentate a corn a vantaggio di altre tipologie impiantistiche che impieghino stover, nonostante queste siano caratterizzate da costi di conversione della biomassa in etanolo (EPC_t) superiori. Questo fenomeno è chiaramente visibile nel confronto della Fig. 4.32. In seguito al divieto di importazione del corn, pur di mantenere bassi i costi di produzione della biomassa (BPC_t), vengono impiegati impianti a stover caratterizzati da costi di produzione dell'etanolo superiori (EPC_t).

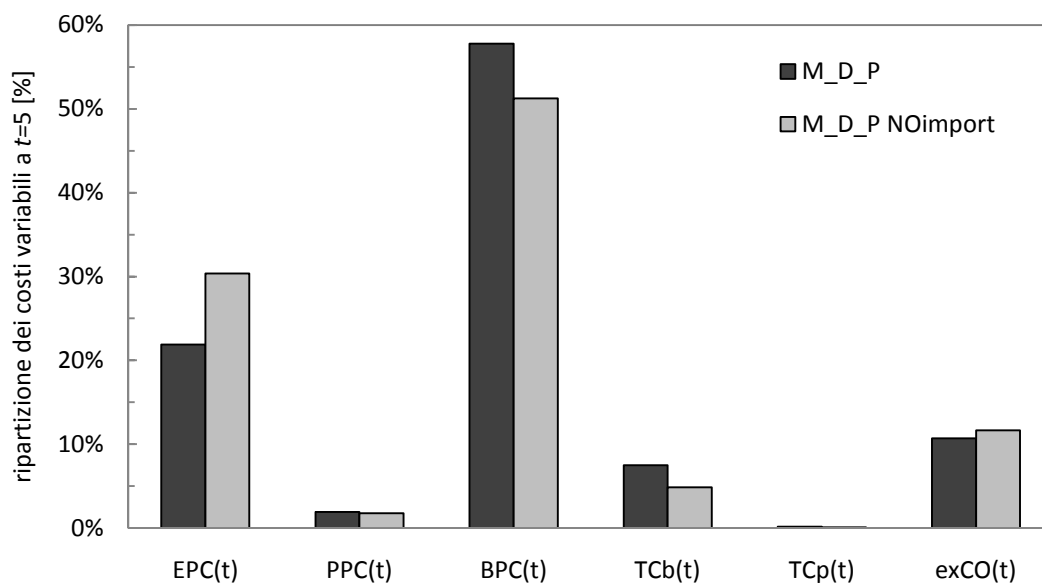


Fig. 4.32 - Peso relativo delle voci di costo variabile a confronto tra M_D_P e $M_D_P^{NOimport}$ a $t=5$ [%]

Il maggiore utilizzo di stover da parte di $M_D_P^{NOimport}$ è mostrato nella Fig. 4.33. Nel modello senza import, il 59% in massa della biomassa impiegata a $t=5$ è stover (contro meno del 22% in M_D_P).

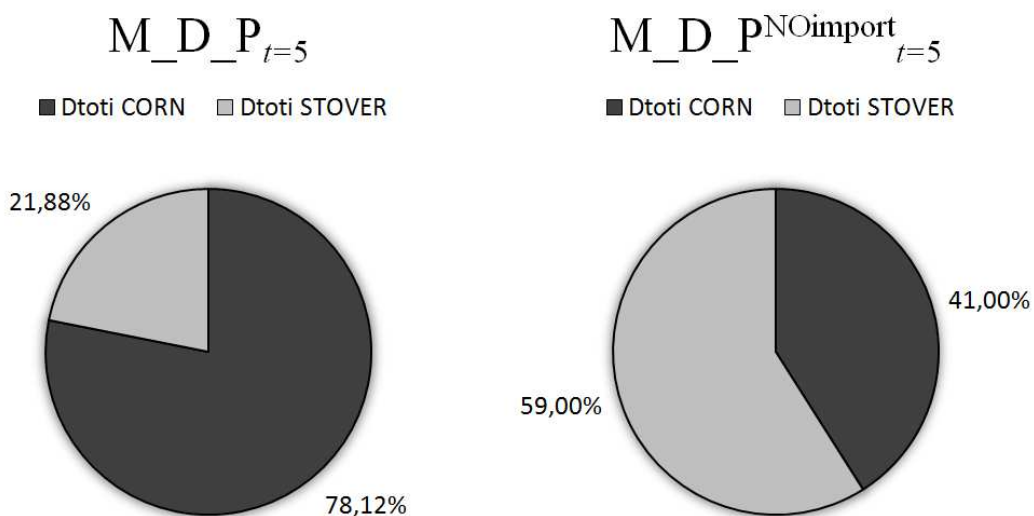


Fig. 4.33 - Quote di utilizzo di corn e stover $Dtoti$ a $t=5$ a confronto

Le tipologie impiantistiche installate a $t=5$ sono confrontate (tra M_D_P e $M_D_P^{NOimport}$) nella Fig. 4.34, nella quale è possibile osservare l'installazione di impianti costosi, pur di utilizzare stover al posto di costoso corn autoprodotta.

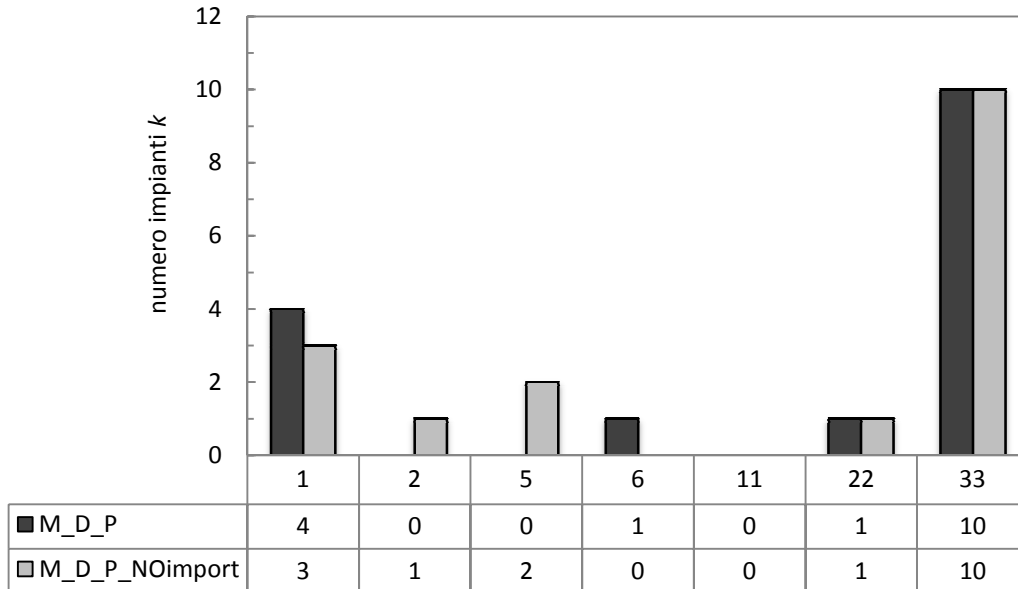


Fig. 4.34 - Tipologie impiantistiche k e numerosità a $t=5$ a confronto

I modelli in cui è vietata l'importazione della biomassa dall'estero sono gli unici a consentire l'installazione delle tecnologie $k=5$ per la produzione di etanolo. Queste tecnologie alimentate principalmente a stover, seppur caratterizzate da costi di conversione della biomassa in etanolo superiori alla media, possono trovare una giustificazione economica negli elevati costi di produzione del corn sul suolo nord italiano.

Tuttavia, un ulteriore e fondamentale motivo per il quale l'assenza dell'importazione della biomassa genera risultati economici NPV_{chain} negativi è legato al limite imposto sulla massima quantità di biomassa sfruttabile (fissata al 14% del corn massimo producibile nelle prove precedentemente analizzate, le quali per maggiore chiarezza d'ora in poi verranno chiamate $M_D_P^{NOimport}_{14\%}$ e $M_D_L^{NOimport}_{14\%}$). Si è deciso, quindi, di effettuare due ulteriori prove, definite $M_D_P^{NOimport}_{50\%}$ e $M_D_L^{NOimport}_{50\%}$, in cui il limite di sfruttamento del corn è stato alzato al 50% del corn producibile in ciascuna regione g . Da un punto di vista strettamente economico, l'innalzamento della quota sfruttabile di biomassa consente di ottenere un risultato economico di NPV_{chain} positivo anche nel caso $M_D_P^{NOimport}_{50\%}$, come mostrato nella Fig. 4.35, e sostanzialmente identico al risultato che si otteneva per M_D_P in presenza di importazione della biomassa. L' NPV_{chain} di $M_D_L^{NOimport}_{50\%}$, invece, è sostanzialmente identico al caso $M_D_L^{NOimport}_{14\%}$ precedentemente analizzato. Ancora una volta, la scelta di importare la biomassa non ha alcuna influenza sui risultati di NPV_{car} . L'aver innalzato il limite di corn sfruttabile per l'alimentazione degli impianti, si traduce in una maggiore predilezione da parte di $M_D_P^{NOimport}_{50\%}$ per la coltivazione della suddetta biomassa a scapito dello stover, come si può osservare nella Fig. 4.36 a seguire.

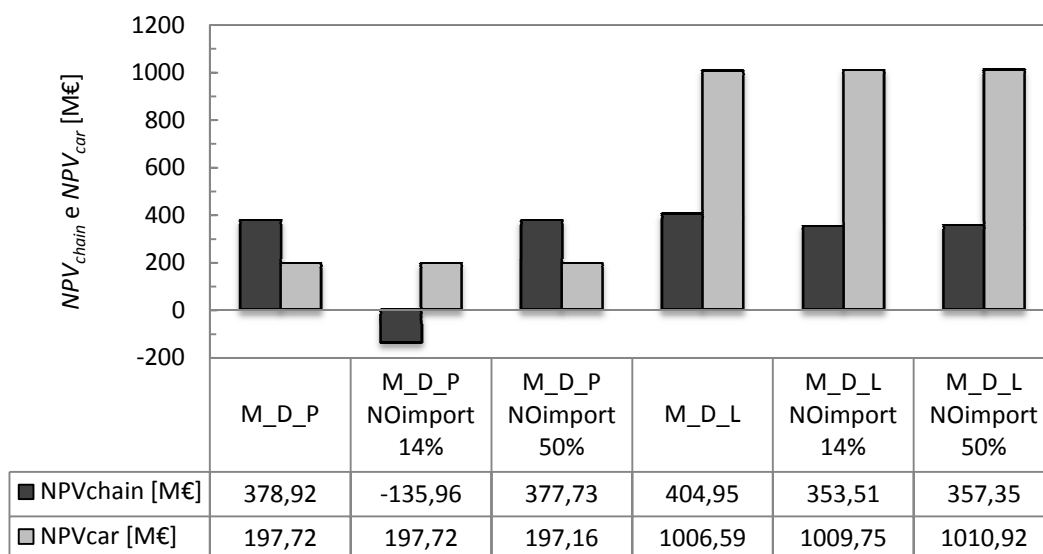


Fig. 4.35 - Risultati NPV_{chain} e NPV_{car} per i test sull'import di biomassa svolti [M€]

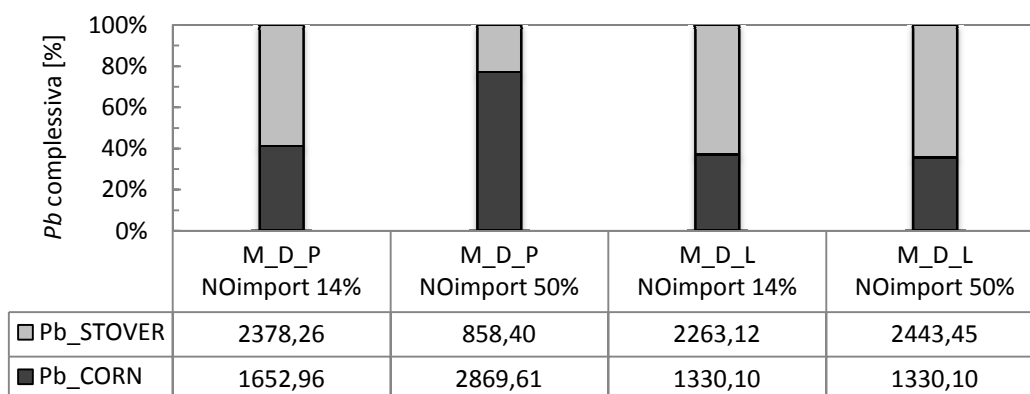


Fig. 4.36 - Coltivazione complessiva Pb di corn e stover a $t=5$ [%]

Infatti, $M_D_P^{NOimport_{50\%}}$ produce 2870 kton/year di corn contro le sole 1653 kton/year di $M_D_P^{NOimport_{14\%}}$. Complessivamente, in entrambi i modelli viene coltivata la medesima quantità di biomassa (corn e stover) pari a circa 4000 kton/year. Questo si traduce nelle tipologie impiantistiche installate nei due modelli e visibili nella Fig. 4.37. Poiché il limite di corn sfruttabile è stato alzato al 50%, con $M_D_P^{NOimport_{50\%}}$ vengono installati nuovamente (come in M_D_P) gli impianti DGP ($k=1$) per la produzione di etanolo, evitando i costosi impianti ibridi ($k=2$ e $k=5$) che, al contrario, venivano installati con $M_D_P^{NOimport_{14\%}}$.

Per quanto riguarda $M_D_L^{NOimport_{14\%}}$ e $M_D_L^{NOimport_{50\%}}$, questi non sono sensibili alla scelta della quota di corn sfruttabile per l'alimentazione degli impianti poiché, essendo prevalentemente orientati verso la generazione di potenza (quindi alimentazione solo a stover) piuttosto che la produzione di etanolo, sono ben lontani dal raggiungimento di tale limite di disponibilità di biomassa, come d'altronde avviene in M_D_L .

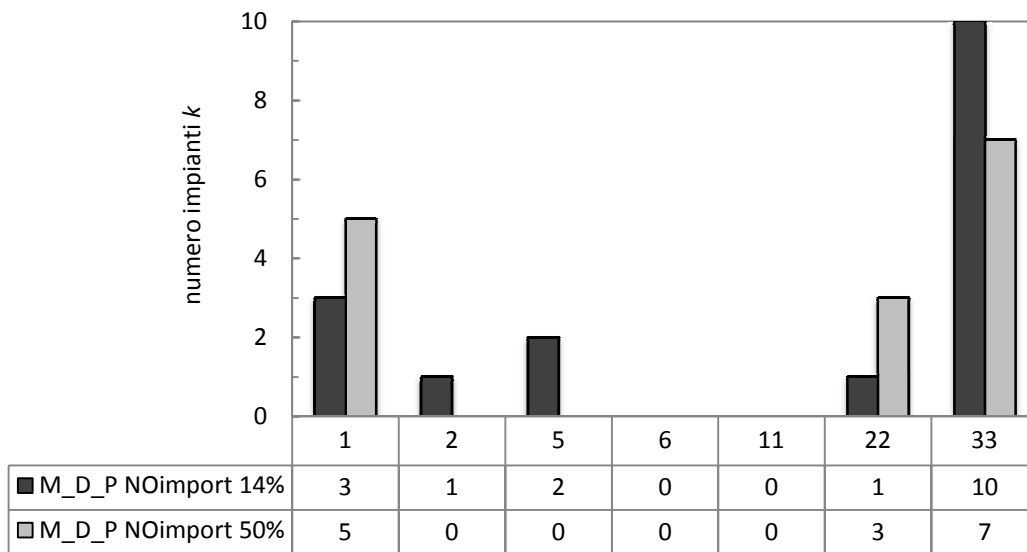


Fig. 4.37 - Numerosità e tipologie impiantistiche k nei diversi casi M_D_P a $t=5$

Al contrario del corn, lo stover viene comunque prodotto, nelle simulazioni sin qui svolte, sul suolo italiano. Questo perché la massima quota sfruttabile per uso energetico della suddetta biomassa è fissata al 33% della quantità di stover massima producibile (contro il 14% base per il corn). Dal momento che non sono stati implementati nel modello vincoli circa la possibilità di importare lo stover e che nei modelli sin qui sviluppati lo sfruttamento dello stesso è ben lontano dalla quota limite, tale biomassa viene sempre e comunque prodotta nelle regioni $g \neq 60$.

Riassumendo, i test effettuati sull'importazione della biomassa hanno evidenziato generalmente un calo di NPV_{chain} . Questo risultato è sostanzialmente dovuto al maggior costo di approvvigionamento del corn necessario per l'alimentazione degli impianti e, in casi estremi, alla necessità di installare costosi impianti ibridi per la produzione di etanolo, essendo stata raggiunta la quota massima di corn nazionale sfruttabile per uso industriale. Nonostante gli effetti negativi dell'assenza di import sul risultato economico della SC, questo può essere comunque migliorato innalzando la quota di corn sfruttabile agendo sul parametro $quota_i$.

pagina intenzionalmente lasciata bianca

5. CONCLUSIONI

Nel presente lavoro di Tesi sono stati proposti due modelli sviluppati in ambiente GAMS[®] che descrivono, su un orizzonte temporale di quindici anni, il possibile sviluppo e gli usi finali dell'intera filiera di produzione di bioetanolo ed energia elettrica da biomasse nel Nord Italia. Tali modelli prendono il nome di Modello a Domande Parallele (M_D_P) e Modello a Domande Libere (M_D_L). Si tratta di due strumenti di macro-ottimizzazione economica volti a verificare se una progressiva penetrazione dei veicoli a combustibile alternativo nel mercato automobilistico italiano sia possibile e, eventualmente, in che misura sostenibile. Entrambi i modelli, infatti, sono stati costruiti con lo scopo di massimizzare il profitto economico netto dell'intero sistema, sia per quanto riguarda la supply chain, sia per quanto concerne l'acquisto e l'utilizzo di veicoli alternativi da parte degli utenti finali.

Da un punto di vista impiantistico, sono state implementate complessivamente sette tipologie produttive, delle quali quattro per la produzione di bioetanolo (di prima e di seconda generazione) e tre per la pura generazione elettrica (di cui una a combustione e ciclo Rankine - C+R, una a gassificazione e turbina a gas - G+TG e una a gassificazione della biomassa e motore a combustione interna - G+MCI). L'ottimizzazione delle filiere di produzione è stata condotta considerando tutti gli aspetti del ciclo di vita dei prodotti: dalla coltivazione della biomassa e trasporto agli impianti di conversione, alla distribuzione del prodotto finito in relazione al soddisfacimento della domanda. Le principali variabili decisionali relative alla supply chain riguardano la scelta della tipologia di trasporto, il posizionamento strategico degli impianti, il tipo di biomassa in alimentazione agli impianti e la taglia degli stessi.

Il bioetanolo prodotto è stato miscelato con la benzina per alimentare, senza alcuna modifica tecnica e dunque senza alcun costo aggiuntivo, i veicoli tradizionali a benzina in una percentuale fissata sulla base delle direttive europee e progressivamente crescente nel tempo. Per questa ragione, le logiche economiche legate alla nascita e allo sviluppo di un mercato automobilistico a combustibile alternativo sono state esclusivamente ricondotte alla penetrazione dei veicoli elettrici a batteria. Infatti, rispetto ad un veicolo tradizionale, l'acquisto di un'automobile elettrica comporta un extra costo d'investimento, pur tuttavia consentendo un notevole risparmio nella percorrenza chilometrica giornaliera. Le principali variabili decisionali relative all'evoluzione del parco veicolare nell'intero orizzonte temporale riguardano il numero di veicoli bifuel ed elettrici circolanti (quindi anche le immatricolazioni) e le relative percorrenze chilometriche annuali.

Più precisamente, i due modelli proposti differiscono nella modalità con la quale sono state fissate le domande di etanolo ed energia elettrica. Il Modello a Domande Parallele (M_D_P) è caratterizzato dal fatto che il valore iniziale e i tassi di crescita delle domande sono fissati a priori sulla base della letteratura. Al contrario, nel modello a domande libere (M_D_L) viene imposta la domanda complessiva di etanolo ed energia elettrica, mentre il solutore è libero di scegliere in che quota dei due prodotti soddisfarla. La produzione accessoria di mangime (distillers dried grains with solubles - DDGS) costituisce, in entrambi i modelli, una valida integrazione di reddito. L'ottimizzazione di M_D_L denota una maggiore predilezione per la

generazione di potenza in relazione ad una maggiore penetrazione dei veicoli elettrici (oltre il 9% di market share al 2030, contro un valore di poco superiore al 3% fissato con M_D_P). Dalla lettura dei risultati di M_D_P sembra trasparire una certa avversione al rischio, che nei primi anni di simulazione consente di non generare pozzi negativi nei flussi di cassa (come invece avviene con M_D_L) ma, d'altro canto, non permette nemmeno di sviluppare un parco veicolare elettrico tale da produrre la performance economica di M_D_L. Quest'ultimo, infatti, è caratterizzato da un risparmio netto conseguibile dai consumatori (NPV_{car} legato all'acquisto e uso dell'auto elettrica) dell'ordine del G€ in quindici anni, contro i circa 200 M€ di M_D_P. Tuttavia, l'enorme redditività di M_D_L in termini di parco veicolare, è resa praticamente insostenibile da un tempo di ritorno sull'investimento sostanzialmente paragonabile alla vita utile dei primi veicoli elettrici acquistati (10 anni). Il tempo di ritorno per M_D_P, al contrario, è pari a 7 anni, quindi nettamente sotto la soglia di vita utile prevista per un veicolo elettrico. Per questa ragione, M_D_P sembra essere in realtà caratterizzato da una maggiore sensatezza pratica. Per quanto riguarda, invece, la filiera degli impianti di produzione, questa è sostanzialmente sempre in attivo e costante (intorno a 400 M€) indipendentemente dalle quote di produzione di bioetanolo ed elettricità. Per la produzione di bioetanolo sono quasi esclusivamente installati impianti di prima generazione a dry grind process (DGP) mentre, per quanto riguarda la generazione di potenza, si fa sempre largo uso di impianti a gassificazione e motore a combustione interna oppure di pochi impianti a gassificazione e turbina a gas di grande taglia. Indipendentemente dal modello, la soluzione è sempre volta a minimizzare i costi della supply chain sfruttando i fattori di scala degli impianti (dunque massimizzandone la taglia), abbattendo i costi di produzione (attraverso la selezione delle tecnologie energeticamente più efficienti) e minimizzando i costi di trasporto (il flusso di alimentazione degli impianti e la produzione degli stessi seguono in entrambi i modelli un andamento da Est verso Ovest).

Le simulazioni condotte su entrambi i modelli, pur fornendo risultati quantitativamente differenti, hanno comunque dimostrato la fattibilità economica complessiva del sistema proposto, generando sia profitti per quanto concerne la supply chain della produzione, sia convenienza per gli utenti finali nel sostituire il proprio veicolo tradizionale con un veicolo a combustibile alternativo. Da ciò scaturisce una progressiva diminuzione dell'utilizzo della benzina, da un lato parzialmente sostituita da una crescente frazione di bioetanolo, dall'altro rimpiazzata completamente da un parco veicolare elettrico via via più significativo con il passare degli anni.

Per quanto concerne la produzione della biomassa, entrambi i modelli hanno evidenziato la convenienza economica nell'importare interamente il grano dall'estero e produrre, al contrario, lo stover sul suolo nazionale. In ogni caso, i test effettuati in assenza di importazione dall'estero forniscono risultati economici positivi, seppur ridimensionati, dal momento che sono caratterizzati dall'installazione di costosi impianti ibridi alimentati perlopiù a stover per la produzione dell'etanolo, in modo da non sfruttare eccessivamente il corn prodotto sul suolo nazionale. In particolare, in M_D_P viene impiegata una quantità di corn per l'alimentazione degli impianti al limite della quota sfruttabile consentita (fissata al 14% del raccolto). Al contrario, per

quanto riguarda lo stover, entrambi i modelli non si sono mai avvicinati al massimo sfruttamento consentito (fissato al 33%).

In relazione alla competitività dell'auto elettrica, la potenzialità di risparmio da parte dell'utente finale (nella percorrenza chilometrica rispetto ad un veicolo tradizionale) viene meno solo imponendo tassi d'interesse pessimisticamente elevati (oltre il 9% annuo) oppure differenziali di costo d'acquisto improbabilmente cautelativi negli ultimi anni di simulazione (oltre 2500 €/car anche in prossimità del 2030). Al contrario, imponendo le condizioni economiche di extra costo d'investimento (da 5000 €/car odierni a 625 €/car al 2030) e di interesse (5% annuo) fornite dalla letteratura, entrambi i modelli generano un risparmio nell'utilizzo delle auto a batteria più che soddisfacente. È stata svolta, infine, un'analisi di sensitività dei modelli al valore di prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti. I risultati economici hanno evidenziato che al crescere del prezzo dell'elettricità, il risultato economico della supply chain non cresce in misura sufficiente da contrastare la diminuzione del beneficio per il consumatore nell'impiegare un veicolo elettrico. Valori elevati di prezzo di vendita dell'energia elettrica, da un lato migliorano il risultato d'esercizio degli impianti produttivi, dall'altro assottigliano il margine di convenienza nell'utilizzare un veicolo elettrico piuttosto che uno tradizionale. L'ottimizzazione su M_D_P ha suggerito una situazione di equilibrio tra domanda e offerta, in termini di uguale beneficio sia per il produttore che per il consumatore, intorno ad un prezzo di vendita dell'elettricità di 70 €/MWh. Inoltre, M_D_L ha mostrato come la penetrazione dei veicoli elettrici resti sostanzialmente immutata per un vasto range di prezzi di vendita dell'elettricità, seppure in taluni casi risulti posticipata agli ultimi anni di simulazione (in vista della diminuzione del differenziale di prezzo di acquisto di un'auto elettrica rispetto ad una tradizionale).

Concludendo, è stato dimostrato che è possibile far diminuire la dipendenza della mobilità privata nord italiana dai combustibili fossili, a beneficio non solo dell'ambiente, ma anche di produttori e consumatori. Investire nel bioetanolo e nella bioelettricità, come fonti di differenziazione nell'approvvigionamento nazionale di combustibili per l'autotrazione, è strategicamente doveroso, economicamente remunerativo e ingegneristicamente lecito. L'efficacia ambientale, sulla quale in molti sarebbero pronti a scommettere, nel sostituire il parco veicolare nord italiano con un crescente numero di veicoli elettrici e miscelando la benzina dei rimanenti con quote via via crescenti di bioetanolo, andrà dimostrata con il lavoro futuro. Per ottenere ciò, devono essere implementate nei modelli delle equazioni di bilancio sulle emissioni equivalenti di anidride carbonica e conseguentemente va sviluppata una simulazione multi-obiettivo: da un lato verrà imposto di massimizzare il risultato economico netto, dall'altro si minimizzeranno le emissioni di gas serra. Eludendo per un attimo la distaccata scientificità che dovrebbe sempre caratterizzare una nota tecnica, si può presumere, sulla base dei risultati forniti dal modello originale di Giarola et al., che difficilmente verrà ancora proposta l'installazione di bioraffinerie di prima generazione, a vantaggio di tecnologie di produzione di etanolo meno impattanti e, probabilmente, di una massiccia generazione di potenza elettrica attraverso impianti a gassificazione e gruppo turbogas.

pagina intenzionalmente lasciata bianca

BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Giarola, A. Zamboni, and F. Bezzo, “Spatially explicit multi-objective optimisation for design and planning of hybrid first and second generation biorefineries,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 35, no. 9, pp. 1782–1797, 2011.
- [2] BP, “BP Statistical Review of World Energy June 2014 About this review,” no. 2014.
- [3] IEA, “Key World Energy,” 2014.
- [4] EPA, “Emissions and Climate Change.”
- [5] D. Cocco, C. Palomba, and P. Puddu, “Tecnologie delle Energie Rinnovabili.” SGEEditoriali, Padova, pp. 215–261, 2005.
- [6] GSE S.p.A., “Statistiche energia Italia,” 2013. [Online]. Available: www.gse.it/pubblicazioni.
- [7] Unione Petrolifera, “Vendite e consumi di prodotti petroliferi in Italia,” 2015. [Online]. Available: [www.unionepetrolifera.it/it/show/160/Dati Statistici Italia](http://www.unionepetrolifera.it/it/show/160/Dati%20Statistici%20Italia).
- [8] International Transport Forum, “Key Transport and Greenhouse Gas Indicators,” 2008. [Online]. Available: <http://internationaltransportforum.org/statistics/CO2/index.html>.
- [9] O. Green and G. Papers, “Market Development for Green Cars,” no. September, 2012.
- [10] R. Hensley, S. Knupfer, and D. Pinner, “Electrifying cars: How three industries will evolve,” *McKinsey Quarterly*, vol. 3, 2009.
- [11] U. S. D. of E. and U. S. E. P. Energy, “How Fuel Cells Work,” 2012. [Online]. Available: www.fueleconomy.gov/feg/fcv_benefits.shtml.
- [12] S. Giarola, A. Zamboni, and F. Bezzo, “Spatially explicit multi-objective optimisation for design and planning of hybrid first and second generation biorefineries,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 35, no. 9, pp. 1782–1797, 2011.
- [13] F. Bezzo, “Appunti del corso di Biofuels and Sustainable Industrial Processes,” 2014.
- [14] E. S. Lora and R. V. Andrade, “Biomass as energy source in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 4, pp. 777–788, 2009.

- [15] C. Patel, P. Lettieri, S. J. R. Simons, and a. Germanà, “Techno-economic performance analysis of energy production from biomass at different scales in the UK context,” *Chem. Eng. J.*, vol. 171, no. 3, pp. 986–996, 2011.
- [16] M. Weiss, M. K. Patel, M. Junginger, A. Perujo, P. Bonnel, and G. van Grootveld, “On the electrification of road transport - Learning rates and price forecasts for hybrid-electric and battery-electric vehicles,” *Energy Policy*, vol. 48, pp. 374–393, 2012.
- [17] M. Fulmer, “Electricity-ethanol coproduction from sugar cane,” Princeton University, 1991.
- [18] A. C. Caputo, M. Palumbo, P. M. Pelagagge, and F. Scacchia, “Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables,” *Biomass Bioenergy*, vol. 28, no. 1, pp. 35–51, 2005.
- [19] B. Jenkins, “Combustion Properties of Biomass,” *Fuel Process. Technol.*, vol. 54, pp. 17–46, 1998.
- [20] M. J. De Kam, R. Vance Morey, and D. G. Tiffany, “Biomass Integrated Gasification Combined Cycle for heat and power at ethanol plants,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 7, pp. 1682–1690, 2009.
- [21] K. R. Craig and M. K. Mann, “Cost and Performance Analysis of Biomass-Based Integrated Gasification Combined-Cycle (BIGCC) Power Systems Cost and Performance Analysis of Biomass-Based Integrated Gasification Combined-Cycle (BIGCC) Power Systems,” no. October, 1996.
- [22] H. Zheng, N. Kaliyan, and R. V. Morey, “Aspen Plus simulation of biomass integrated gasification combined cycle systems at corn ethanol plants,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 56, pp. 197–210, 2013.
- [23] E. Biagini, F. Barontini, and L. Tognotti, “Gasification of agricultural residues in a demonstrative plant: Corn cobs,” *Bioresour. Technol.*, vol. 173C, pp. 110–116, 2014.
- [24] J.-H. Moon, J.-W. Lee, and U.-D. Lee, “Economic analysis of biomass power generation schemes under renewable energy initiative with Renewable Portfolio Standards (RPS) in Korea,” *Bioresour. Technol.*, vol. 102, no. 20, pp. 9550–7, 2011.
- [25] U. Arena, F. Di Gregorio, and M. Santonastasi, “A techno-economic comparison between two design configurations for a small scale, biomass-to-energy gasification based system,” *Chem. Eng. J.*, vol. 162, no. 2, pp. 580–590, 2010.
- [26] U. S. E. P. Agency, “Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies,” no. September, 2007.

- [27] C. Kinoshita, S. Turn, S. Scott, and R. Overend, "Power generation potential of biomass gasification systems," *J. Energy Eng.*, vol. 88, pp. 90–102, 1997.
- [28] C. Wu, H. Huang, S. Zheng, and X. Yin, "An economical analysis of biomass gasification and power generation in China," *Bioresour. Technol.*, vol. 83, pp. 65–70, 2002.
- [29] C. Wu, X. Yin, L. Ma, Z. Zhou, and H. Chen, "Design and operation of a 5.5 MWe biomass integrated gasification combined cycle demonstration plant," *Biomass Bioenergy*, vol. 22, pp. 4259–4264, 2008.
- [30] G. Electric, "GE Power & Water," *Introducing the J920 FleXtra Jenbacher*, 2015. [Online]. Available: www.ge-j920flextra.com.
- [31] A. Zamboni, N. Shah, and F. Bezzo, "Spatially Explicit Static Model for the Strategic Design of Future Bioethanol Production Systems. 1. Cost Minimization," *Energy & Fuels*, vol. 23, no. 10, pp. 5121–5133, 2009.
- [32] A. Zamboni, F. Bezzo, and N. Shah, "Spatially Explicit Static Model for the Strategic Design of Future Bioethanol Production Systems. 2. Multi-Objective Environmental Optimization," *Energy & Fuels*, vol. 23, no. 10, pp. 5134–5143, 2009.
- [33] Terna Group, "Bilancio Energia Elettrica in Italia," 2014. [Online]. Available: www.terna.it.
- [34] M. dello S. Economico, "Sostegni alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la definizione di incentivi," 2013. [Online]. Available: www.gse.it/pubblicazioni.
- [35] S. Shepherd, P. Bonsall, and G. Harrison, "Factors affecting future demand for electric vehicles: A model based study," *Transp. Policy*, vol. 20, pp. 62–74, 2012.
- [36] the B. C. Group, "Focus: The Comeback of the Electric Car? How real, how soon and what must happen next," 2009. [Online]. Available: www.bcg.com/pubblicazioni.
- [37] BERR and DfT, *Investigation into the Scope for the Transport Sector to Switch to Electric Vehicles and Plug-in Hybrid Vehicles*. 2008.
- [38] A. Perujo and B. Ciuffo, "The introduction of electric vehicles in the private fleet: Potential impact on the electric supply system and on the environment. A case study for the Province of Milan, Italy," *Energy Policy*, vol. 38, no. 8, pp. 4549–4561, 2010.
- [39] ACI, "Statistiche annuali delle immatricolazioni," 2015. [Online]. Available: www.ACI.it.

- [40] ISFORT, “Statistiche sulle percorrenze giornaliere Italia,” 2015. [Online]. Available: www.isfort.it.
- [41] JRC Scientific and Policy, *Driving and parking patterns of European car drivers -- a mobility survey*. 2012.
- [42] S. B. Peterson and J. J. Michalek, “Cost-effectiveness of plug-in hybrid electric vehicle battery capacity and charging infrastructure investment for reducing US gasoline consumption,” *Energy Policy*, vol. 52, no. August 2012, pp. 429–438, 2013.
- [43] Renault, “Listino e caratteristiche veicoli,” 2015. [Online]. Available: www.renault.it.
- [44] O. van Vliet, A. S. Brouwer, T. Kuramochi, M. van den Broek, and A. Faaij, “Energy use, cost and CO2 emissions of electric cars,” *J. Power Sources*, vol. 196, no. 4, pp. 2298–2310, 2011.
- [45] O. P. R. van Vliet, T. Kruithof, W. C. Turkenburg, and A. P. C. Faaij, “Techno-economic comparison of series hybrid, plug-in hybrid, fuel cell and regular cars,” *J. Power Sources*, vol. 195, no. 19, pp. 6570–6585, 2010.
- [46] USABC, “Energy storage systems goals,” 2007. [Online]. Available: www.uscar.org/guest/article.view.php?articles_id=85.
- [47] Facile.it, “Preventivi assicurazioni auto,” 2015. [Online]. Available: www.facile.it/Assicurazioni_auto.
- [48] R. Hein, P. R. Kleindorfer, and S. Spinler, “Valuation of electric vehicle batteries in vehicle-to-grid and battery-to-grid systems,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 79, no. 9, pp. 1654–1671, 2012.
- [49] D. Kay, N. Hill, and D. Newman, “The future of low-carbon cars and fuels,” no. April, 2013.

pagina intenzionalmente lasciata bianca