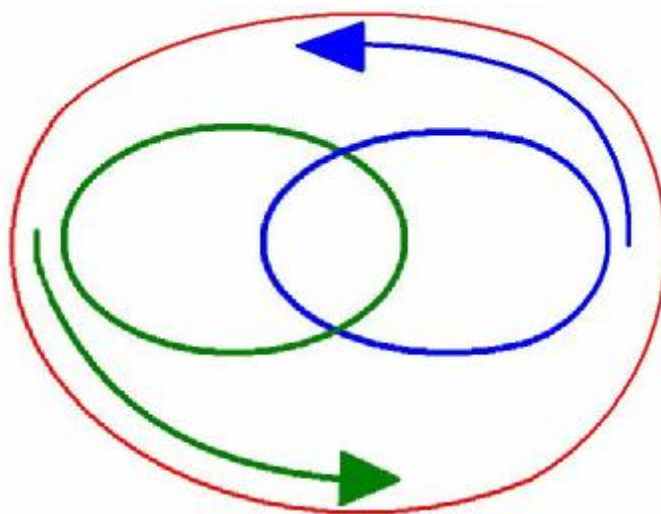


Il Progetto ECOPOWER



Gli antefatti

Dalla Trasmissione Televisiva Report – Rai Tre del 06/Novembre/2005

“Due Pesi e Due Misure”.

Commento di Giuseppe De Santis

La palese irregolarita' con cui tutta la normativa fiscale di misurazione Italiana si muove, fu da me messa piu' volte in evidenza attraverso comunicazioni scritte ad Autorita' Garante per L'Energia ed il Gas (AEEG) , Autorita' Garante per la Libera Concorrenza ed il Mercato (Antitrust) , Enel, Guardia di Finanza ecc..

Nessuno mi ha risposto, nonostante le evidenti gravi irregolarita' denunciate, a parte l'Antitrust che semplicemente mi avvisava che dopo apposita seduta erano addivenuti alla conclusione che le mie denunce riguardavano le singole problematiche commerciali tra utente e Azienda. Quindi mi decisi a mettere in evidenza la cosa attraverso i media. Contattai tutte le trasmissioni a tema ponendo una ben precisa domanda “ In uno stato di diritto come il nostro, paese tra i piu' industrializzati del mondo, e' possibile avere risposta ad una semplicissima domanda? E' possibile sapere chi e' il responsabile dell'attendibilita' fiscale dei sistemi di misura elettrici (contatori Enel)?” .

A chi si deve rivolgere il cittadino quando si accorge che chi ti fa pagare la bolletta ti ruba nel metodo di conteggio del Kwh ?

Da questa semplice domanda fatta a raffica a tutte le testate giornalistiche l'appello fu raccolto da Report di Raitre, che ha messo ben in evidenza come nella attuale legislazione abbiano ad arte escluso i contatori Enel come sistemi di misura fiscali nonostante gli Uffici Metrici delle Camere di Commercio nella dicitura che identifica uno strumento fiscale dicano:

“La metrologia legale prevede una serie di controlli sugli strumenti di misurazione delle merci cedute e/o dei servizi prestati, al fine di garantire la legalità della

misura dei beni nelle transazioni commerciali, nella statuizione di tasse e tariffe ed ovunque tale impegno sia previsto dalle normative vigenti.”

Possono rientrare nel campo della metrologia legale i seguenti strumenti:

-Strumenti per pesare – Misuratori di Gas – Misuratori di acqua o liquidi – Misuratori di carburanti – Termometri clinici – Misure lineari materializzate – Dispositivi eventuali che possono essere associati a strumenti metrici – manometri. Tutto tranne che i contatori elettrici, del gas e gli orologi. Quindi dato che la misura elettrica fiscale non rientra nelle categorie elencate, ufficialmente dal punto di vista dei controlli i contatori non esistono!

Buona lettura...

Prefazione

Quando per la prima volta, nel Maggio del 1999, in modo occasionale parlai del progetto EcoPower con alcuni ingegneri dell'allora Euro solare a Nettuno, fui piacevolmente sorpreso dell'interesse con cui queste persone appresero delle mie ricerche.

Da allora sono trascorsi sei anni;

la tecnologia Ecopower è stata divulgata attraverso ogni mezzo, ma le strutture interessate (pubbliche e private) non mi hanno mai contattato, pur non avendo il benché minimo dubbio sulla "validità" delle iniziative dei Ministeri addetti succedutisi nel tempo.

Queste iniziative sono solo travisazioni del protocollo di Kyoto, il cui fine ultimo era quello di stimolare la massificazione delle ecotecnologie per abbattere le emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra.

Quell'iniziale interesse per un nuovo modo d'intendere l'uso delle risorse ecocompatibili è stato immediatamente rimosso a causa dell'interesse dei (cosiddetti) poteri forti nella centralizzazione delle risorse energetiche del nostro Paese.

Ripensando a quei momenti e ragionando col senno di poi intravedevo un quadro fosco nella situazione energetica italiana.

È con spirito di servizio, quindi, che mi prodigo, insieme ai miei collaboratori, nel mettervi a conoscenza di nuove tecnologie da noi sviluppate, atte a sfruttare le energie rinnovabili attraverso generatori ecocompatibili e progettate secondo i criteri del vero rispetto dell'utente e della sostenibilità ambientale.

La letteratura tecnica può annoverare adesso, oltre i metodi conosciuti, anche questa via assolutamente inedita con risvolti inaspettati che prefigurano scenari riguardanti la produzione e la gestione energetica del territorio che ci interessano da vicino.

Giuseppe De Santis

La massificazione dell'energia ecocompatibile

La massificazione dell'uso dell'energia ecocompatibile può essere intrapresa seguendo due grandi tracce apparentemente parallele, ma che alla fine portano a risultati diametralmente opposti.

La prima traccia

La prima traccia comporta la centralizzazione di tutte le risorse energetiche, ecocompatibili e non, in una sorta di grande calderone dove tutti versano il loro contributo energetico, anche se piccolo.

Dopo si può riprendere quello che ci serve, ma delegando al gestore la possibilità di stabilire le regole dello scambio dell'energia, che talvolta vengono cambiate a gioco fatto.

Si offende l'intelligenza delle persone quando per legge si stabilisce che i contatori dell'energia distribuita non rientrano in quello che le Camere di Commercio stabiliscono essere degli strumenti fiscali.

L'Azienda distributrice elargisce le bollette stabilendo dei conteggi di unità di misura elettriche; però gli strumenti che determinano il conteggio non sono garantiti da controlli fiscali.

L'unica struttura che garantisce l'attendibilità fiscale dei contatori elettrici è la stessa Azienda che stacca le fatture da pagare.

Lo Stato di Diritto non esiste più, piegato com'è alle regole dettate dalle lobby.

Una cosa da quarto mondo.

Per fare questo bisogna avere un gestore unico (ex GRNT, ora GSE) della rete Nazionale che viene finanziato dalle aziende stesse che forniscono il servizio di produzione e distribuzione dell'energia elettrica.

Quindi bisogna avere un'Azienda Madre con innumerevoli altre Aziende specializzate in attività che vanno dall'estrazione al trasporto alla raffinazione dei

combustibili fossili che garantiscono al fornitore il necessario fabbisogno di materia prima per mantenere, senza eccessivi controlli, il funzionamento del giocattolo.

Poi necessita una struttura pubblica specializzata nella ricerca che gestisca la parte scientifica e dia dei responsi e dei pareri eccellenti ai progetti che fanno funzionare il giocattolo.

E' importante, inoltre, avere un Gruppo d'Imprese Operanti nel settore, che accettino senza alcun dubbio tutto quello che la struttura pubblica specializzata nella ricerca propone.

Tutto questo perché vi siano dei Ministeri fortemente motivati da cotanta credibilità da esautorare qualsiasi iniziativa d'innovazione o cambiamento dalla traccia fissata dalle lobbies suddette.

La traccia è e rimane quella della sudditanza ai combustibili fossili poiché tutto il giocattolo si muove per questo.

Quello che stupisce è l'impegno nello studiare programmi sulle ecotecnologie che di volta in volta si chiamano "Programma 10.000 tetti fotovoltaici", "Conto Energia" ecc, che in realtà null'altro fanno se non elargire miseri finanziamenti a tutte quelle Aziende nel settore fotovoltaico che con il cappello in mano e la mano tesa aspettano l'elemosina che arriva dalla lobby dei "poteri forti".

Tutti questi studi, apparentemente tesi a massificare le energie ecocompatibili, in realtà non hanno fatto altro che creare confusione nell'opinione pubblica, aumentandone la diffidenza verso le risorse rinnovabili.

Il giocattolo, come detto, ha due importanti funzioni:

- 1) Distrarre l'opinione pubblica facendo apparire l'interesse dello Stato, solo di facciata, alle energie alternative.
- 2) Garantire l'uso massivo dei combustibili fossili o comunque il passaggio da una fonte d'energia ad un'altra, ma sempre attraverso le stesse mani oligopolistiche, affinché le lobbies suddette mantengano il controllo dell'energia in Italia e possano continuare a considerare l'utente come un vero e proprio suddito.

Questa è la travisazione del protocollo di Kyoto cui si faceva cenno prima.

Questa è, purtroppo, anche la fotografia presente della situazione energetica Italiana.

Un paese povero di risorse ma non di idee, e che diventerà sempre più povero se continua a restare ingabbiato da falsari che stabiliscono che il criterio di sviluppo energetico del Paese deve prima passare attraverso le loro mani e tasche.

La seconda traccia

La seconda traccia esula da tutte queste logiche di spartizione e potere e si limita semplicemente a guardare in faccia il problema nella sua intima essenza.

Un'utenza domestica tipo con contratto Enel di 3,3 – 6,6 Kw che garantisca la vivibilità in una casa moderna abitata da 4 persone consuma mediamente circa 10 Kwh nelle 24 ore.

Di queste utenze in Italia ne esistono oltre 20 milioni ed insieme ai centri commerciali medio-piccoli utilizzano circa un terzo del fabbisogno energetico nazionale.

Gli unici finanziamenti utili alla piccola utenza, per ora, sono relativi alla tecnologia grid-connected, cioè solo con l'immissione in rete si può avere la possibilità di usufruire dei finanziamenti statali, consistenti soltanto nella tariffa incentivante e non più nell'incentivazione in conto capitale (che chi vuole controllare il sistema energetico ha capito essere un'arma a doppio taglio perché non vincolava l'utente a restare attaccato alla rete).

Ma, ragionando dal punto di vista della sostenibilità ambientale, che senso ha immettere in rete energia quando è risaputo che la Rete Elettrica Nazionale ha perdite di trasporto tutt'altro che trascurabili?

Tutti i vantaggi in termini di diminuzione dei gas serra vengono annullati dall'uso di questa tecnologia, sicuramente adeguata per impianti di grande potenza per motivi che esporremo di seguito, ma poco efficiente, anzi dannosa alla stessa rete, per i piccoli e piccolissimi impianti di cui è costituito il 99 % della nostra utenza domestica.

La seconda traccia quindi stabilisce per principio che al di qua del contatore nessuno deve prevaricare.

Non servono gestori della rete, non servono Enti di Ricerca, non servono Enti di produzione e distribuzione, non servono case madri che estraggono, trasportano, distillano e distribuiscono combustibili fossili senza poter pensare ad altra soluzione.

Non servono Ministeri che distribuiscono il Pubblico denaro per rassicurarci che la scienza progredisce....

Quello che serve, come al solito, è un po' di senso pratico ed un po' d'onestà.

La massificazione delle energie eco-compatibili deve necessariamente soddisfare il principio di “ Piccolo e Autonomo” .

Ogni utente con contratto domestico deve essere stimolato ad iniziare un ciclo virtuoso in cui l'energia prodotta (bene prezioso) deve innanzitutto essere consumata dall'utente stesso senza alcuna immissione in rete e poi, se serve, si preleva dalla rete il necessario per sopperire alla differenza di consumo.

Tendenzialmente quindi l'utente è propenso ad adottare tutti quei piccoli accorgimenti che gli consentono di portare il consumo dal generatore remoto a zero.

Occorre qui specificare che va bene qualsiasi fonte rinnovabile, non si vuole affatto difendere a spada tratta il fotovoltaico, fortemente inficiato dal fatto che il silicio, oggi base della tecnologia più diffusa a tale scopo, è quotato in borsa, quindi potenzialmente protagonista di tutte le manovre che hanno reso tristemente famoso il petrolio.

Non immettendo energia in rete non è nemmeno necessario esservi collegati tramite dispositivi che servano a tariffare l'energia, quindi non si sottostà a nessuna logica di potere ma si usa solo l'energia che serve al nostro ridotto – ridottissimo – bisogno.

La macchina si presta ad un inizio con pochi kWh prodotti al giorno e ad graduale distacco dalla rete, consentendo all'utente un approccio graduale alle nuove tecnologie con un altrettanto graduale carico economico d'acquisto.

Con poco chiunque può avere un impianto ecocompatibile in casa e volendo dilazionare la spesa in rate può modulare la rata del pagamento sulla base della

propria bolletta, così da non aggravare il proprio bilancio familiare, con la notevole differenza che dopo circa 5 anni avrà finito di pagare (e per sempre!) senza dovere più nulla a nessuno.

Non costerebbe un Euro alle casse dello Stato, non costerebbe un Euro neanche al consumatore utente poiché non pagherebbe più l'energia ma la rata del Credito a Consumo, se si vuole anche in maniera graduale, in una percentuale che via via comprende sempre meno il dovuto al distributore, fino a poter arrivare all'esautorazione completa.

A tal proposito la suddetta discussione verrà ripresa più nel dettaglio in seguito.

La massificazione dell'energia ecocompatibile è più consona al metodo Ecopower che non al sistema grid-connected poiché più vicina alle esigenze della gente e completamente estranea alla logica di sudditanza voluta sinora dalle lobbies del petrolio.

Lo Stato ne trarrebbe, anzi, vantaggio poiché si esulerebbe davvero dalla costruzione di decine di centrali termoelettriche (cosa impossibile, invece, se si vuole mantenere la rete nella tensione d'esercizio e con la corrente che oggi vi circola attualmente).

Si creerebbero moltissimi posti di lavoro nell'assemblaggio, nel servizio d'installazione e manutenzione degli impianti.

Si raggiungerebbero comunque ed in parte i traguardi fissati dal Protocollo di Kyoto che alla fine è l'unica cosa a cui si voleva arrivare:

abbassare gli effetti della combustione fossile e quindi dei gas serra.

La vera difficoltà sta nel cambiare il modo di vedere del fornitore d'energia.

Il generatore remoto infatti dovrà assumere la funzione di un qualsiasi generatore a cui poter attingere se necessario e non l'unica alternativa.

Sino ad ora infatti il vecchio schema della produzione centralizzata di energia ha comportato una sudditanza dell'utente, al quale non è riconosciuto alcun diritto che normalmente spetta al normale consumatore e che deve sottostare alle regole vessatorie in breve esposte di seguito:

- 1) i sistemi di conteggio dell'energia consumata (KWh) non sono fiscalmente attendibili poiché i contatori dell'Enel non sono considerati strumenti fiscali a cui gli Uffici Metrici locali possono apporre il sigillo di verifica.

In sintesi tutti i contatori dell'Enel non sono regolamentari e regolamentati da verifiche che attestino l'attendibilità di misura e non sono accreditati dall'omologazione dell'Ufficio Metrico Provinciale delle Camere di Commercio nonostante per Metrologia Legale le stesse camere di Commercio scrivano:

“La metrologia legale prevede una serie di controlli sugli strumenti di misurazione delle merci cedute e/o dei servizi prestati, al fine di garantire la legalità della misura dei beni nelle transazioni commerciali, nella statuizione di tasse o tariffe ed ovunque tale impegno sia previsto dalle normative vigenti.

Possono rientrare nel campo della metrologia legale i seguenti strumenti:

- Strumenti per pesare
- Misuratori di Gas
- Misuratori di acqua o liquidi
- Misuratori di Carburanti
- Termometri clinici
- Misure lineari materializzate
- Dispositivi eventuali che possono essere associati a strumenti metrici
- Manometri

Dato che la misura elettrica fiscale non rientra nelle categorie elencate, ufficialmente dal punto di vista dei controlli i contatori non esistono.

- 2) il costo del Kwh viene determinato dal Gestore della rete di trasmissione nazionale, garante per l'energia ed il gas, che ogni tre giorni si riunisce per stabilirlo in base a diversi parametri:
 - prezzo del petrolio sui mercati internazionali
 - congiunture politiche e finanziarie internazionali
 - eventi calamitosi e terroristici

- condizione valutaria del Dollaro USA nelle principali Piazze d'Affari
- accise
- IVA

Come si vede fra questi parametri nessuno chiama in causa il costo della vita, che dovrebbe essere considerato in quanto potrebbe servire a ragionare sulla riduzione del prezzo.

Come mai?

- 3) l'immissione d'energia in rete comporta da parte dell'ignaro utente il sottostare a regole di tipo tecnico fatte dal fornitore unico.

Se per esempio dovesse esserci un Black-out nella rete (molto probabile nei periodi di massimo consumo: Agosto, Dicembre) l'impianto fotovoltaico collegato per l'immissione in rete si spegnerebbe in automatico poiché per motivi di sicurezza nei confronti del personale tecnico eventualmente operante sulla rete non si deve immettervi energia.

Quindi dopo circa 25.000 Euro spesi per immettere mediamente circa 12 Kwh al giorno per famiglia potrebbe restare senza alcun servizio elettrico.

Questa è solo una delle tante condizioni imposte agli utenti che per connettersi in rete devono rispettare le imposizioni della DK5940 dell'ENEL (una norma necessaria perché studiata a protezione di quanto dalla stessa ENEL gestito), recante i criteri e le modalità di allaccio alla rete per l'immissione dell'energia.

Anche se con la nuova versione del Conto Energia non sarà più necessario avere una lunga trafila burocratica bisognerà comunque sempre sottostare a tutte queste condizioni, venendo a mancare anche solo una delle quali gli inverter deputati all'immissione in rete si staccheranno automaticamente.

Se si pensa che l'instabilità della rete in Italia è relativamente alta a causa del fatto che siamo grandi importatori di corrente elettrica, si può immaginare quanto sarà difficile il collegamento e il mantenimento in esercizio di un'adeguata fornitura di

corrente, cosa che diventerebbe praticamente impossibile per un numero di utenti anche solo dell'ordine del 10% del totale italiano.

- 4) da ricerche effettuate sui contatori elettromeccanici, mettendoli a confronto con sistemi di misura elettronici che abbattano la componente reattiva dell'impulso di extracorrente di avvio delle macchine asincrone ad induzione come motori di frigo, autoclavi, climatizzatori ecc.. si riscontrano differenze tra consumo registrato e consumo reale che vanno dal 10 al 20% (comunque, nel rispetto degli utenti, si riprenderà più in dettaglio in un apposito capitolo quanto adesso affermato spiegandone nel dettaglio le motivazioni).

Questo comporta la necessità di dover immettere più corrente in rete e questo, purtroppo, viene considerato in fase di tariffazione.

- 5) Gli impianti di potenza inferiore ai 20 KW che dovrebbero immettere in rete devono operare in scambio sul posto, cioè soddisfare la condizione:

$$E_{\text{totale immessa}} \leq E_{\text{totale consumata}}$$

il motivo di quanto sopra è di carattere tecnico, dovuto al fatto che la rete ENEL di BT esistente è concepita solo per erogare, non per immettervi corrente. Questa prassi è l'unico modo per fissare in maniera univoca le correnti di corto circuito, senza la conoscenza certa delle quali non si potrebbero nemmeno dimensionare le sezioni dei cavi. Tanto è vero che, dalla delibera 28/06 dell'AEEG, si evince che un eventuale saldo energetico positivo con la rete per più di 3 anni viene disincentivato rendendolo utilizzabile per compensare eventuali saldi negativi, ma non contabilizzato.

- 6) l'art. 12 del D.M. 28/07/2005 garantisce la copertura finanziaria delle tariffe incentivanti solo fino a che non si siano raggiunti i 100 MW totali di potenza FV installata in tutta Italia (e questo per l'esigua copertura finanziaria data dallo Stato che, integrata dalla componente tariffaria A3 nella misura del 30 %, dovrà ammontare a circa 950 milioni di euro). Con il nuovo conto energia i MW immediatamente incentivabili sono passati a 1200 con l'obiettivo fissato (ma per ora non raggiungibile) di 3000 nel 2016. Fatti i dovuti calcoli vuol dire che **con il conto energia solo un massimo di 400000 utenti su 21 milioni in**

tutta Italia potrebbero fruire della tariffa incentivante. Comunque l'anzidetto limite è solo economico, poiché un numero del genere comincerebbe a dare problemi tecnici alla rete. In merito si riprenderà in dettaglio in seguito la questione.

Se l'utente (per ora solo 1 su 350) che ha avuto la fortuna di vedere accettata la sua domanda col conto energia riesce a percepire il contributo per tutto il periodo, alla fine dei vent'anni si troverebbe a casa un impianto di dubbia utilità dato che, finito il periodo di incentivazione, dovrebbe tenere il doppio contatore (come detto prima fiscalmente inattendibile e del quale non si può quindi avere la certezza nel conteggio del KWh) o cambiare tecnologia o modificare il suo impianto per poterlo usare direttamente.

Vista in quest'ottica la parola "ritorno economico" acquista senz'altro un diverso e significato e un dubbio valore e comporta una distorsione di mercato a cui il legislatore politico dovrebbe porre rimedio.

Va, comunque, detto che l'ENEL ha recentemente modificato i dettami del DK5940 inserendo la possibilità dell'uso di accumulatori per non aggravare la rete in caso di sbalzi di potenza in BT.

Come detto poc'anzi, il motivo di quanto esposto ai punti 5 e 6 viene spiegato di seguito.

l'immissione in rete può provocare due distinti effetti a seconda di dove viene applicata:

- a) Un'influenza negativa sulla frequenza della corrente circolante in rete a livello generale se si immette in MT
- b) Uno sbalzo di potenza a livello locale nelle linee in BT, nelle zone con problemi di bilanciamento di potenza, come quelle rurali o delle utenze connesse in periferia o dove il rapporto fra gli utenti che immettono e quelli che consumano può essere alto.

Si esamini quindi il punto a, considerando l'effetto della sola immissione in rete in MT sulla stabilità della stessa per arrivare ad una determinazione del numero di utenti che potrebbero farla collassare, portandola a diventare un sistema instabile.

Ogni rete ha una sua certa "inerzia", che le consente di reagire agli effetti di un transitorio.

Tale inerzia, ovviamente, non è uguale in tutte le zone della rete di distribuzione.

Uno degli effetti deleteri di un transitorio (che di regola è causato da uno sbilanciamento repentino fra la potenza consumata e quella fornita) è la variazione della frequenza della corrente alternata nella rete.

Essa è intimamente legata alla variazione della potenza a causa del fatto che nelle linee di grande distribuzione non è lecito trascurare la perdita di potenza da parametri derivati della corrente elettrica (conduttanza e suscettanza).

Tale perdita influenza la frequenza della corrente in rete e, poiché è la frequenza della corrente in rete che modifica quella nelle centrali e non il contrario, induce una variazione del numero di giri dei rotori nelle macchine di produzione e il loro possibile danneggiamento.

Per ovviare a questo problema i produttori di corrente devono garantire al gestore un certo statismo dei loro impianti di produzione e la connessione di centrali addizionali di produzione o di pompaggio che garantiscano la copertura dello sbalzo di potenza iniettandone una opportuna quantità in rete per aggiustare la frequenza se c'è una diminuzione della potenza iniettata che la trascinerebbe verso il basso (ad esempio in caso di guasto di una centrale o corto circuito o dispersione a terra da una linea, come avvenne quando si ebbe il black-out del settembre 2003), o immagazzinandola in qualche forma per sottrarla alla rete ed abbassarne la frequenza se il transitorio è positivo, cioè se c'è un surplus di potenza non consumata da dissipare o magari riutilizzare successivamente.

Il prima citato statismo (indicato con la lettera b) è un numero puro, spesso rappresentato come una percentuale.

È definito come il rapporto fra la variazione di potenza e quella di frequenza dovuta a questa per una macchina di produzione

$$b = - \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \quad [1]$$

Nella formula 1:

P_n = potenza nominale della centrale [MW]

f_n = frequenza nominale [Hz], pari a 50 Hz in Europa, cioè 3000 giri/min, la velocità di rotazione dei rotori delle centrali elettriche adottata in Europa.

Esso è inversamente proporzionale allo sbalzo di potenza che una macchina può sopportare senza danneggiarsi, cioè a parità di potenza nominale P_n più basso è lo statismo, più alto è il ΔP che una macchina può sopportare (quindi più elevato è il suo “dinamismo”, la sua flessibilità operativa).

Guasti e transitori in una rete ne aumentano lo statismo, cioè la rendono meno flessibile e quindi più vulnerabile, con il rischio che le centrali debbano sopportare sollecitazioni oltremisura che le danneggino seriamente.

Lo statismo normalmente assume i seguenti valori percentuali:

- Centrali termoelettriche nucleari: dal 20 al 30% e in alcuni tipi di reattori anche il 50%.
- Centrali termoelettriche con combustione a carbone: dal 10 al 15%.
- Centrali termoelettriche con combustione ad olio combustibile: 6%
- Centrali termoelettriche con combustione a gas metano: al 4 al 6%
- Centrali idriche in genere: dallo 0 al 2%.

In Italia lo statismo del sistema non dovrebbe allontanarsi troppo dal valore del 5% (ne viene raccomandato uno massimo dell'8% dall'UCTE), essendo il nostro parco energetico tradizionale costituito per più dell'80% da centrali termoelettriche a gas e ad olio combustibile, per la restante parte da centrali idroelettriche e solo in piccola percentuale da centrali eoliche.

La presenza di centrali di produzione addizionali e di centrali di pompaggio e dissipazione della potenza serve a mantenere entro limiti apprezzabili lo statismo e costituisce quella che è chiamata “riserva di potenza”.

Essa è divisa in riserva primaria, secondaria e terziaria.

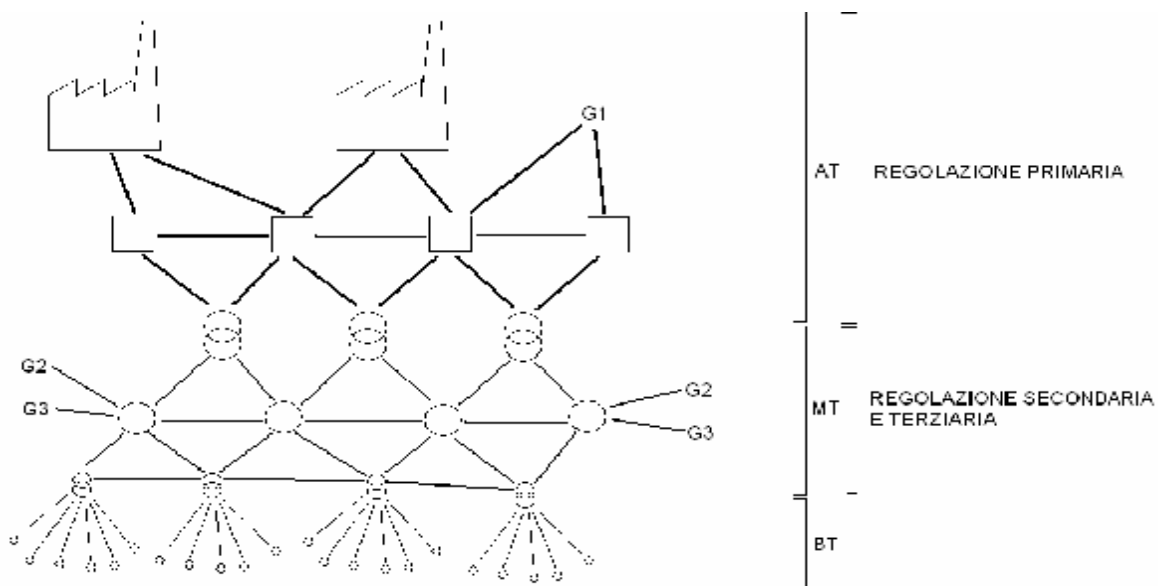
La riserva primaria agisce al livello della rete in AT e opera la regolazione primaria, che consiste nel mantenere entro limiti apprezzabili il dislivello della potenza in tutto il sistema.


La riserva secondaria agisce al livello della rete in MT e, operando appunto la regolazione secondaria, agisce sul dislivello di potenza fra le varie zone servite dalle rispettive centrali di smistamento per livellarlo in modo da impedire sbalzi di frequenza da zona a zona.

La riserva terziaria opera anch'essa in MT ed è addizionale a quella secondaria, cioè la coadiuva nel caso si renda necessario aumentare la potenza di scambio da zona a zona della rete.

È una sorta di “riserva d'emergenza”.

Nel disegno a seguire sono mostrate la gerarchia e la natura della regolazione della potenza:



 = centrali di produzione

 = trasformatori AT-MT

 = trasformatori MT-BT

G1 = gruppi di regolazione primaria (centrali di soccorso e/o di pompaggio)

G2, G3 = gruppi di regolazione secondaria e terziaria (solitamente gruppi a combustione ad avviamento veloce)

Da quanto esposto in precedenza si nota che non ci sono meccanismi di regolazione nella rete di distribuzione di BT se non la naturale autocompensazione (il che è ovvio poiché le zone in AT e MT sono le uniche zone connesse tra loro a maglia e che quindi possono scambiare tra loro potenza per compensare reciprocamente).

Estendendo quanto detto precedentemente da una sola linea a tutto il sistema si può definire un'energia regolante per tutta la rete

$$E = \frac{\Delta P_0}{\Delta f} \left[\frac{MW}{Hz} \right] \quad [2]$$

Considerando la regolazione primaria e quella secondaria e tenendo conto del fatto che comunque esiste in tutta la rete un meccanismo autocompensativo degli sbalzi di potenza (anche nelle parti dotate di gruppi di regolazione) si stabilisce la relazione che lega in questa l'energia regolante totale della rete al bilancio di potenza:

$$E = \sum_m \left(-\frac{\Delta P_i}{\Delta f} \right) = \sum_n \frac{P_j}{f_j b} + \frac{a}{100} L \quad [3]$$

Nella formula 3:

- ΔP_0 = squilibrio fra produzione e carico complessivi [MW]
- Δf = variazione di frequenza dovuta al transitorio [Hz]
- m = numero di regolatori secondari e terziari o numero di zone servite da un regolatore secondario e terziario
- n = numero di centrali di produzione
- α = capacità autoregolante del carico [%/Hz]
- L = carico un istante prima dello squilibrio [MW]
- b = statismo della i -sima centrale di produzione [%]
- $\Delta P_i = \Delta P_i(\Delta P_0)$ = variazione del bilancio input-output della zona [MW]
- P_j = potenza nominale della singola centrale [MW]

Ricordando la formula dello statismo:

$$E = \sum_m \left(\frac{-\Delta P_i}{\Delta f} \right) = \sum_n \left(\frac{-\Delta P_j}{\Delta f} \right) + \frac{a}{100} L \quad [4]$$

Mostrare la relazione 6 in forma di sistema può essere utile a definire meglio il problema:

$$\left\{ \begin{array}{l} E = \sum_n \left(\frac{-\Delta P_j}{\Delta f} \right) + \frac{a}{100} L \\ E = \sum_m \left(\frac{-\Delta P_i}{\Delta f} \right) \end{array} \right. \quad [5]$$

si nota infatti che si tratta di un sistema di 2 equazioni in 7 incognite.

Poiché il problema è vedere quanta è l'energia in gioco per compensare un transitorio viene automatico considerare noti ΔP_0 ed L.

L'equazione costitutiva di una centrale di regolazione secondaria è:

$$d_m = \Delta P_m + K_{rm} \Delta f_m \quad [6]$$

Dove:

δ_{mi} = errore assoluto globale di regolazione della zona i-sima [MW]

K_{rm} = costante di regolazione secondaria [MW/Hz]

Δf_m = sbalzo istantaneo di frequenza = $f - f_m$

Poiché lo scopo della riserva secondaria è portare δ a 0:

$$\Delta P_m = -K_{rm} \Delta f_m \quad [7]$$

Quindi estendendo il concetto allo sbalzo di potenza totale:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_0 = -\Delta f \sum_m K_{ri} \\ \Delta P_0 = \sum_n (-\Delta P_j) + \frac{a}{100} L \Delta f \end{array} \right. \quad [8]$$

cioè:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_0 = -\Delta f \sum_m K_{ri} \\ \Delta P_0 = \sum_n (-\Delta P_j) + \frac{a}{100} L \Delta f \end{array} \right. \quad [9]$$

Diventa di particolare importanza la quantità di potenza FV immessa in rete in MT se si vuole rimanere all'interno dei limiti di Δf e di ΔP_0 fissati dall'UCTE.

Ciò perchè, data l'assenza di forme d'accumulo e l'aleatorietà della fornitura di potenza da parte di un impianto fotovoltaico (si pensi a tal proposito a cosa può accadere in un giorno di nuvolosità variabile), la riserva d'energia deve essere tale da

coprire/assorbire eventuali improvvisi gap/surplus di potenza iniettata con la stessa velocità con la quale si creano.

Poiché la forma di immissione in rete che si sta considerando è quella in MT risulta ovvio pensare che nella stessa sede la riserve operative d'energia che risulterebbero impegnate sarebbero quella secondaria e terziaria.

In realtà risulterebbe impegnata anche quella primaria, ma l'utilità dell'aver costruito il sistema 10 sta proprio nel far vedere come questa (sia che risulti negativa, sia positiva) risulta sempre maggiore in valore assoluto rispetto alla secondaria.

Ne segue che per la sicurezza del sistema deve essere rispettata la condizione più restrittiva, che è quella del bilanciamento delle potenze da zona a zona in regolazione secondaria e terziaria.

Secondo le raccomandazioni UCTE Δf non dovrebbe essere superiore a 1 Hz e ΔP_0 (inteso ovviamente come sbalzo improvviso non programmato) non superiore a -3000 MW.

In particolare quest'ultima condizione deve valere per tutta la rete, quindi se non venisse rispettata si prospetterebbe la possibilità di black-out sia per problemi di bilanciamento di potenza interzonali, sia per probabili guasti alle centrali di produzione.

Per ricordare un evento accaduto si pensi a ciò che si ebbe dalle ore 03.05 alle ore 03.15 del 28/09/2003, quando ci fu il famoso black-out in Italia, che venne causato da un transitorio di potenza di ben 6600 MW che (poiché praticamente rappresentava tutta la riserva di regolazione secondaria e terziaria italiana, che però si attiva tutta nel giro di circa 30 minuti), per non fare danneggiare le centrali, indusse il gestore della rete a programmare una serie di black-out a macchia di leopardo in tutta Italia.

Esiste un limite di tipo tecnico al transitorio di potenza non programmabile, oltrepassato il quale la rete resta praticamente "nuda" di fronte alle altre possibili perturbazioni.

In Italia il GSE fissa un termine temporale fra 5 e 15 minuti per l'attivazione della riserva secondaria.

Ovviamente una parte della riserva riesce ad attivarsi anche prima di 5 minuti, ma rappresenta appena il 3% della potenza nazionale totale installata, quindi circa 1800 MW in tutta Italia.

Le variazioni di potenza immessa in MT degli impianti FV si esplicano invece in tempi che vanno dai 2 secondi al minuto.

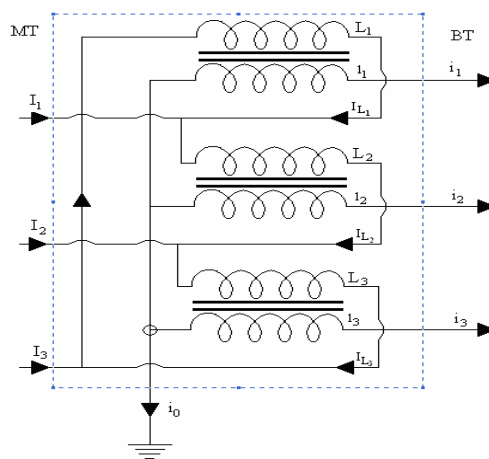
Ne segue perciò che la riserva attivabile entro questo limite è solo quella appena citata.

Prima di stabilire un limite fisico all'immissione in rete è comunque il caso di considerare la stretta interrelazione esistente fra la BT e la MT poiché (sia per la generale reversibilità dei trasformatori, che risulta però difficile da asserire in caso di forti sbilanciamenti nei carichi in monofase, sia perché comunque in condizioni di normale funzionamento la potenza, per adesso, proviene sempre dalle vecchie centrali) quanto accade in BT influenza tutto il resto.

Al punto b si esamina l'immissione in rete in momenti in cui non si consuma energia elettrica in BT comporta una somministrazione di energia aggiuntiva alla rete, che in qualche maniera deve essere dissipata, accumulata o consumata.

Conoscere il destino di tale energia è lo scopo di questo paragrafo.

A tal proposito è utile richiamare all'attenzione la rappresentazione elettrotecnica del trasformatore MT-BT del tipo comunemente usato nelle attuali reti di distribuzione:



La particolare disposizione degli accoppiamenti delle bobine nei trasformatori MT-BT (a triangolo in MT e a stella con centro-stella a terra in BT) e il fatto che il verso della corrente in BT possa essere invertito a seguito dell'immissione in rete diventano causa di una condizione di funzionamento che introduce una nuova restrizione nella progettazione degli impianti: la circolazione di correnti sbilanciate in verso (e non più solo in modulo e direzione) nel centro-stella del trasformatore, che induce una variazione delle correnti autoindotte all'interno del lato a triangolo.

Una variazione del carico in monofase altera l'equilibrio dell'energia circolante fra le fasi e questo sbilanciamento può provocare dei problemi.

Proprio per questo decine di anni or sono in tutti i trasformatori venne adottata la configurazione (triangolo MT - stella BT) testé descritta.

I primi trasformatori, infatti, non erano così costruiti.

Tale configurazione consente di "distribuire" equamente fra le tre fasi del lato in MT eventuali sbilanciamenti di carico nel lato in BT in base ai due noti principi di Kirchoff:

- la LKT (legge di Kirchoff sulle tensioni) nel lato a triangolo in MT, in base alla quale in una qualsiasi maglia della rete la somma algebrica delle tensioni di lato deve essere nulla.
- la LKC (legge di Kirchoff sulle correnti) nel centro - stella in BT (che, come si evince dal disegno, è messo a terra), in base alla quale in un qualsiasi nodo la somma algebrica delle correnti deve essere nulla.

Al fine di una migliore comprensione del rapporto fra la correnti si rappresentano di seguito le tensioni ai capi degli avvolgimenti nel lato a triangolo e nel lato a stella, tenendo conto della mutua induzione che si ha fra ogni avvolgimento in MT e il suo reciproco in BT:

$$V_{L1} = -L \frac{dI_{L1}}{dt} \pm \sqrt{Ll} \frac{di_1}{dt} = \text{tensione ai capi della bobina } L_1 \text{ in MT} = \text{tensione di lato } V_{12} \text{ in MT} \quad [10]$$

$$V_{L2} = -L \frac{dI_{L2}}{dt} \pm \sqrt{Ll} \frac{di_2}{dt} = \text{tensione ai capi della bobina } L_2 \text{ in MT} = \text{tensione di lato } V_{23} \text{ in MT} \quad [11]$$

$$V_{L3} = -L \frac{dI_{L3}}{dt} \pm \sqrt{Ll} \frac{di_3}{dt} = \text{tensione ai capi della bobina } L_3 \text{ in MT} = \text{tensione di lato } V_{31} \text{ in MT} \quad [12]$$

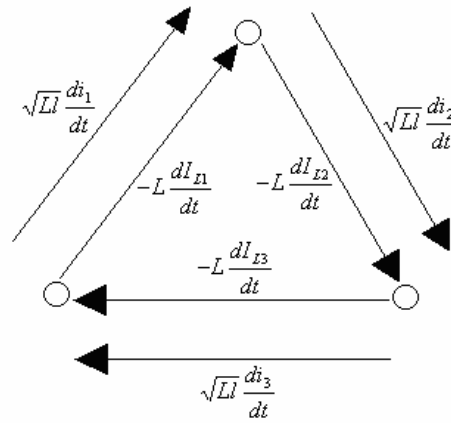
$$v_{l1} = -l \frac{di_1}{dt} \pm \sqrt{Ll} \frac{dI_{L1}}{dt} = v \cos(\omega t + f_1) = \text{tensione ai capi della bobina } l_1 \text{ in BT} \quad [13]$$

$$v_{l2} = -l \frac{di_2}{dt} \pm \sqrt{Ll} \frac{dI_{L2}}{dt} = v \cos(\omega t + \frac{2p}{3} + f_2) = \text{tensione ai capi della bobina } l_2 \text{ in BT} \quad [14]$$

$$v_{l3} = -l \frac{di_3}{dt} \pm \sqrt{Ll} \frac{dI_{L3}}{dt} = v \cos(\omega t + \frac{4p}{3} + f_3) = \text{tensione ai capi della bobina } l_3 \text{ in BT} \quad [15]$$

Le relazioni 13, 14 e 15 indicano tensioni stellate.

I rapporti che insistono fra le succitate grandezze vengono schematizzati di seguito:



Esplicitare le forme d'onda delle formule precedenti porta alle seguenti espressioni:

$$\dot{i}_{L1} = \frac{V}{L} \left[\cos\left(\omega t + \frac{2p}{3} + f_M\right) - \cos(\omega t + f_M) \right] \pm \frac{v}{V} \left[i_1 \text{sen}(\omega t + f_1)(\omega + \dot{f}_1) \right] \quad [16]$$

$$\dot{i}_{L2} = \frac{V}{L} \left[\cos\left(\omega t + \frac{4p}{3} + f_M\right) - \cos(\omega t + \frac{2p}{3} + f_M) \right] \pm \frac{v}{V} \left[i_2 \text{sen}\left(\omega t + f_2 + \frac{2p}{3}\right)(\omega + \dot{f}_2) \right] \quad [17]$$

$$\dot{i}_{L3} = \frac{V}{L} \left[\cos(\omega t + f_M) - \cos\left(\omega t + \frac{4p}{3} + f_M\right) \right] \pm \frac{v}{V} \left[i_3 \text{sen}\left(\omega t + f_3 + \frac{4p}{3}\right)(\omega + \dot{f}_3) \right] \quad [18]$$

La LKC applicata sul centro stella in BT dà la seguente espressione:

$$\dot{i}_0 = i_1 \text{sen}(\omega t + f_1)(\omega + \dot{f}_1) + i_2 \text{sen}\left(\omega t + f_2 + \frac{2p}{3}\right)(\omega + \dot{f}_2) + i_3 \text{sen}\left(\omega t + f_3 + \frac{4p}{3}\right)(\omega + \dot{f}_3) \quad [19]$$

Dove, per comodità, si è usata la notazione. al posto dell'operatore matematico d/dt

Nelle quattro precedenti relazioni:

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ = somma fra lo sfasamento fra tensione e la corrente nelle rispettive linee in BT (che dipende dai carichi applicati) e lo sfasamento legato all'anticipo della tensione BT rispetto alla tensione in MT dovuto al trasformatore (che è un angolo multiplo di 30° ed è indipendente dai carichi)

φ_M = sfasamento fra la tensione e la corrente in MT

$\omega = 2\pi f$ = periodo della forma d'onda della corrente

v = tensione stellata in BT (solitamente 230 V)

V = tensione di lato in MT (solitamente 15000 V)

L = induttanza della bobina in MT = $(4\pi \cdot 10^{-7} \cdot \mu_r \cdot \text{Sez} \cdot N_{\text{spire}}^2) / \text{lunghezza}$

La relazione indicante il rendimento di un trasformatore è la seguente:

$$h_c = \frac{V_M I_M \cos f_M}{V_M I_M \cos f_M + P_{cu} + P_{Fe}} \quad [20]$$

Dove:

P_{Fe} = perdite nel ferro = costanti = 3% $V_M I_M$

P_{Cu} = perdite lato rame, chiamate impropriamente “perdite nel rame”, poiché spesso le bobine non sono fatte di rame ma di alluminio.

È importante far notare come, secondo la nota relazione di Joule, $P_{Cu} = P_{Cu}(\dot{I}_{L3})$, cioè una quantità di corrente circolante in più nel lato rame comporta una diminuzione del rendimento del trasformatore.

Esaminando la formula 20 si vede che anche una minor quantità di potenza trasformata diminuisce il rendimento dei trasformatori.

Questo aspetto ha una notevole importanza, poiché secondo quest'assunto l'immissione in rete e il non consumare affatto energia sembrerebbero allora avere un effetto simile.

Comunque va fatto notare che in BT trifase la corrente sbilanciata circola nella linea di messa a terra del centro-stella del lato BT.

Secondo quanto detto all'inizio del presente paragrafo, lo sbilanciamento dovuto all'immissione comporta un verso della corrente non più univoco fra le fasi in BT.

Il fatto che qualcuna di queste possa avere una corrente di senso inverso alle altre causa un tendenziale aumento dello sbilanciamento totale fra le correnti, che in definitiva comporta un aumento della corrente circolante nel neutro messo a terra per la LKC al centro-stella.

Il non immettere corrente in rete, invece, ne comporta una diminuzione poiché le correnti sono sempre più piccole.

Quest'aspetto può essere confrontato col fatto che, in caso di inversione della corrente nella bobina in BT, per soddisfare la LKT nel lato a triangolo si vede comunque aumentare la corrente nelle bobine mutuamente accoppiate in MT.

Si arriva così a stabilire due condizioni limite, la più cautelativa delle quali consente di fare un altro passo avanti nel ricercare il limite fisico alla massificazione dell'immissione in rete.

Lato MT

La massima corrente che in un'utenza media in condizioni operative passa attraverso una sola sbarra di fase in BT è pari a circa 800 A.

Ipotizzando di avere il massimo sbilanciamento nel caso in cui una fase stia immettendo potenza in linea mentre un'altra la consuma (cosa alquanto difficile con utenti dello stesso tipo ma nient'affatto improbabile, quindi lecita, con utenti quali piccoli esercizi commerciali vicino ad utenze residenziali) si avrebbe, applicando a piacimento due delle tre relazioni 17, 18 e 19, un valore istantaneo massimo di 2200 A all'interno delle bobine in MT.

Tale sbalzo diminuirebbe proporzionalmente alla diminuzione dell'ampiezza dello sbilanciamento di potenza.

La corrente sopra citata, seguendo il percorso di minima resistenza, finirebbe con il circolare nelle linee in MT uscendo dal trasformatore.

Si tratta di una corrente molto minore di quella di corto circuito fissata per le linee in MT del trasformatore (12500 A), ma sufficientemente grande da provocare l'intervento della parte magnetica degli interruttori magnetotermici delle linee, quindi l'effetto sarebbe quello di non fare staccare la corrente in qualche frazione di secondo

ma nel giro di pochi minuti (pressoché nello stesso tempo in cui si può avere un picco di potenza prodotta dagli impianti FV) e comunque tale da aumentare le perdite lato rame di più 3 volte e quindi abbassare il rendimento del trasformatore di almeno 6 punti percentuali.

Ne segue, quindi, che per poter avere una corrente sopportabile al primario lo sbilanciamento in proporzione andrebbe ridotto fino ad avere una corrente di picco (ma non di cortocircuito) pari a 9 volte quella nominale, cioè non più di 250 A nella linea in MT.

Proporzionalmente questo vuol dire che per non avere danni in MT bisognerebbe non superare un limite di utenti immettenti in rete pari all'11% del totale.

Centro-stella in BT

La linea di messa a terra del centro-stella del trasformatore MT-BT ha una sezione pari alla metà della sezione della linea della generica fase.

Questo perché finora tale linea è stata sempre e solo presente per compensare gli sbilanciamenti e le correnti di guasto; occasionali e contenute i primi, eventuali e rapide le seconde.

Il fatto di essere di sezione pari alla metà della linea di fase porta la linea di messa a terra a poter sopportare per lo stesso tempo di questa un carico pari ad $\frac{1}{4}$ di quello della generica fase.

Il DK5600 cita come massimo caso di sbilanciamento ammissibile in BT quello che si può avere quando si carica in pieno (o parimenti immette in rete) una sola fase.

Tenendo presente quale linea guida questa considerazione è allora possibile evincere che il numero massimo di utenti che possono immettere in rete in BT senza creare problemi nell'area servita da un singolo trasformatore è uguale ad $\frac{1}{4}$ di quelli che sono collegati ad una sola fase.

Poiché, però, le fasi sono 3 (e le rispettive distribuzioni dei carichi sono del tutto casuali quindi non è lecito dire che le relative correnti si possono elidere a vicenda) il massimo numero di immissioni in rete sopportabile da un solo trasformatore nei

momenti in cui non si consuma (ad esempio a mezzogiorno in zone residenziali) è 1/12 del totale degli utenti, cioè circa l'8,3%.

Tale valore risulta quindi più cautelativo del precedente e si terrà conto di questo.

Tale considerazione può essere estesa a tutta la rete italiana e rappresenta una aliquota di potenza pari a circa 5000 MW a livello nazionale.

Conclusioni

Le considerazioni appena fatte valgono anche senza fare ricorso all'ipotesi di aleatorietà della fornitura di energia da parte del FV.

Tuttavia in tutti i ragionamenti fatti nel precedente paragrafo bisogna tener comunque presente l'assenza di accumulo poiché se, nella peggiore delle ipotesi, venisse a mancare all'improvviso questa aliquota di potenza anche in BT sarebbe sempre la riserva secondaria a dover venire incontro ai gap.

Visto in questa luce il limite in assoluto più restrittivo (e per di più senza distinzioni di zona della rete in cui si immette la corrente) rimane quello dei 1800 MW anzitempo citati.

Supponendo quindi che se da domani gli unici utenti che si allacciassero alla rete fossero i soli semplici impianti in monofase da 3 kWp il **limite tecnico massimo all'immissione** sarebbe pari a:

$$n_{\max} = \frac{\min(1800;5000) * 1000}{3} = \mathbf{600000 \text{ utenti complessivi}}$$

Il Riutilizzatore Elettronico di Energie Ecocompatibili

Prodotto brevettato

N° Brevetto : 0001329877

Registrazione: 21/11/2005

La Ecotecnologie e' la sintesi di 25 anni di esperienza in elettronica di potenza.

In particolare da 9 si progettano macchine che riuniscono le qualità dei sistemi UPS, (grande silenziosità, elevate rese di conversione, affidabilità e assenza di manutenzione) e le qualità dei gruppi elettrogeni a combustione, (alimentazione di carichi ad elevato spunto in corrente e tempi di funzionamento infiniti).

Lo scopo ultimo di questi ibridi e' di gestire l'energia elettrica in una utenza domestica tipo con contratto Enel da 3,3 / 6,6 Kw – 230 Volt ca – monofase. La gestione dell'energia elettrica avviene sostanzialmente soddisfacendo le seguenti funzioni :

- 1) Serbatoio di energia elettrica in caso di black-out rete e assenza di generatori ecocompatibili
- 2) Continuità di alimentazione delle utenze con tempi di commutazione rete-inverter adeguati ad UPS, nel caso di spostamento del carico d'utenza dal Riutilizzatore alla rete.
- 3) Alimentazione delle utenze, in funzione inverter, per tempi indefiniti 24h/24 per 365 gg l'anno.
- 4) Capacità d'interfacciare tutte le utenze che normalmente sono utilizzate in una casa. Dalle pompe sommerse, ai computer, dagli scaldacqua elettrici alle lavatrici , ai condizionatori . L'unica condizione da rispettare e' la max potenza continua dei modelli prodotti.
- 5) Alimentarsi da qualsiasi generatore eco-compatibile che produce energia elettrica con Standard e potenze elettriche molteplici (da 12 Volt cc a 230 Volt ca) , attuali e futuri.
- 6) Gestire in modo automatico la potenza erogata dai generatori eco-compatibili, relativamente alla potenza consumata dalle utenze. Qualora queste ultime

dovessero consumare più di quanto i generatori eco-compatibili riescono a fornire, si preleva dal generatore remoto (la rete Enel o un gruppo elettrogeno o qualsiasi altra sorgente), quello che serve per garantire il bilanciamento delle potenze senza intaccare lo zoccolo di scarica delle batterie.

- 7) Acquistare in modo graduale tramite moduli discreti il generatore eco-compatibile, secondo le proprie risorse economiche. In tal modo si raggiunge nel tempo l'autonomia totale dalla rete, con l'ulteriore opportunità di trasferire nella rete l'eventuale eccesso di potenza prodotto.

Questo ibrido che abbiamo chiamato "Riutilizzatore Elettronico di Energie Eco-compatibili" oltre a mantenere l'utenza sempre alimentata, raccoglie energia elettrica da tutti i generatori disponibili (eco-compatibili e non) e la invia nel pacco d'accumulo.

Da qui la converte in uno Standard d'uso ottimale per i nostri elettrodomestici: 3,3 Kw – 230 Volt c.a. – 50 Hz.

La macchina si presta pertanto, nell'impianto base, ad essere usata come sistema di continuità; infatti in un'utenza gestita da un Riutilizzatore non necessitano né gruppi di continuità convenzionali né lampade d'emergenza.

In presenza di generatori eco-compatibili preleva automaticamente dalla rete solo (se esiste) la differenza di potenza tra quella consumata e quella prodotta.

Questo avviene solo se vi sono le condizioni opportune determinate da sette variabili analizzate dalla macchina:

- 1) Potenza assorbita dagli utilizzatori.
- 2) Potenza erogata dai generatori eco-compatibili.
- 3) Livello di carica degli accumulatori.
- 4) Temperatura interna alla macchina su tre livelli di controllo.
- 5) Temperatura esterna alla macchina.
- 6) Presenza e qualità della tensione erogata dal generatore remoto (Enel).
- 7) Disponibilità al consumo degli utilizzatori o disponibilità all'immissione in rete.

La macchina si prefigura come un nuovo elettrodomestico che ha la funzione di mantenere la continuità, di analizzare e convertire ogni forma di energia elettrica prodotta da generatori eco-compatibili, anche di piccole dimensioni e con Standard diversi, in energia utile ai nostri elettrodomestici, o di energia da immettere in rete.

Il prelievo dalla rete Enel avviene in modo automatico se, come detto, esistono le condizioni per cui il carico consuma più di quello che il generatore eco-compatibile produce.

La ricarica delle batterie quindi, può avvenire tramite generatori eco-compatibili: Fotovoltaici, Eolici, Celle a Combustibile, Motori a effetto Stirling e quant'altro conosciuto o futuro in grado di produrre energia elettrica da 12-24 Volt cc. - 110-220 Volt AC, oppure tramite generatore remoto che può essere l'Enel o un gruppo elettrogeno qualsiasi.

L'energia prodotta dai generatori eco-compatibili viene trasformata nello Standard d'uso della macchina (18-30 Volt c.c.) per poi essere ritrasformata nello standard d'uso dei nostri elettrodomestici.

Nelle ultime versioni del Riutilizzatore abbiamo riunito l'ingresso rete con l'ingresso alta tensione dei generatori remoti vari.

In tal modo abbiamo un unico ingresso alta tensione ed un unico ingresso in bassa tensione.

Esteticamente la macchina non è più distinguibile dal modello UPS, se non da un micro-interruttore che ne seleziona le funzioni UPS- Riutiliz. Elettr.

Le batterie utilizzate nell'Impianto Base sono quelle a più bassa manutenzione, al piombo acido per uso trazione-avviamento.

Anche in questo caso si è scelto un compromesso fra costi e funzionalità.

Infatti sfruttando la capacità di queste batterie di avere elevate correnti di scarica (idonee agli spunti in corrente richieste all'inverter quando aziona motori asincroni ad induzione di elevata potenza) e di costare poco, abbiamo modellato il funzionamento del Riutilizzatore in funzione di questo povero ma efficiente serbatoio d'accumulo.

Nel ciclo di funzionamento del Riutilizzatore, infatti, i livelli di tensione analizzati riguardano solo l'eccesso di carica della batteria.

Permangono le condizioni tipiche di uso per trazione: elevate correnti di spunto e mantenimento di carica costante su valori medi accettabili.

In questo modo la vita media della batteria può anche superare i 5 anni.

L'impianto non richiede alcuna manutenzione, se non il controllo annuale del livello dell'elettrolita nelle batterie.

Garanzia totale (elettronica e batterie 36 mesi) , 20 anni sulla modulistica fotovoltaica.

Dopo 36 mesi esiste un contratto di assistenza totale a pagamento che si può richiedere a discrezione del cliente.

La metodologia di sfruttamento dei generatori ecocompatibili attraverso l'analogia idraulica

Spesso nello spiegare il funzionamento del Riutilizzatore (col Metodo Ibrido o con il più evoluto Metodo Super Ibrido), ci si è imbattuti in un pubblico attento ma che non segue completamente l'argomentazione tecnica esposta, per l'evidente complessità delle nozioni e dei concetti tecnici trattati.

A tal proposito si è pensato di trasporre i complessi concetti di elettronica e di fisica che garantiscono il funzionamento del Riutilizzatore, in più comprensibili concetti di idraulica .

Pertanto la corrente elettrica – Ampere – diventa flusso di acqua in metri cubi nell'unità di tempo.

La tensione elettrica – Volt – diventa pressione idraulica Kg/cm^2 .

L'energia – Kwh – (integrale della potenza nel tempo) diviene portata attraverso una sezione unitaria nel tempo unitario – Metri cubi/metro x secondo.

Gli accumulatori elettrici diventano il serbatoio d'accumulo dell'acqua.

I livelli di tensione del pacco d'accumulo diventano i livelli d'acqua min-max in cui s'innestano le varie sorgive.

La rete elettrica diviene la rete idrica dell'acquedotto.

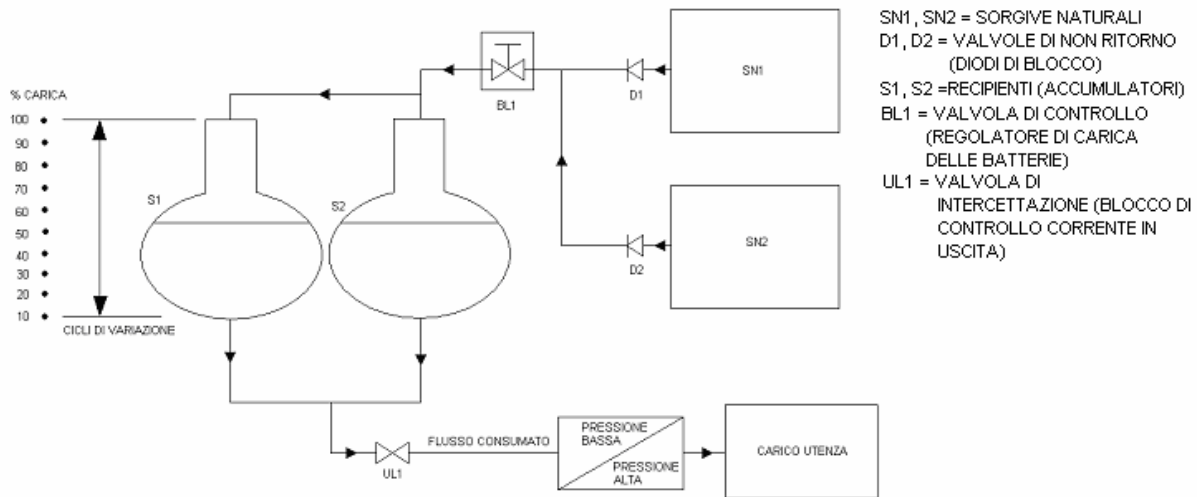
I generatori ecocompatibili (fotovoltaico-eolico) diventano le sorgive naturali che alimentano il serbatoio.

Il consumo elettrico del carico d'utenza diviene il consumo idrico dello stesso nelle 24h.

Cominciamo quindi attraverso questa trasposizione di concetti (elettrico-idrico) a descrivere tutti i metodi conosciuti dal più semplice al più complesso:

Stand-Alone

Figura 1

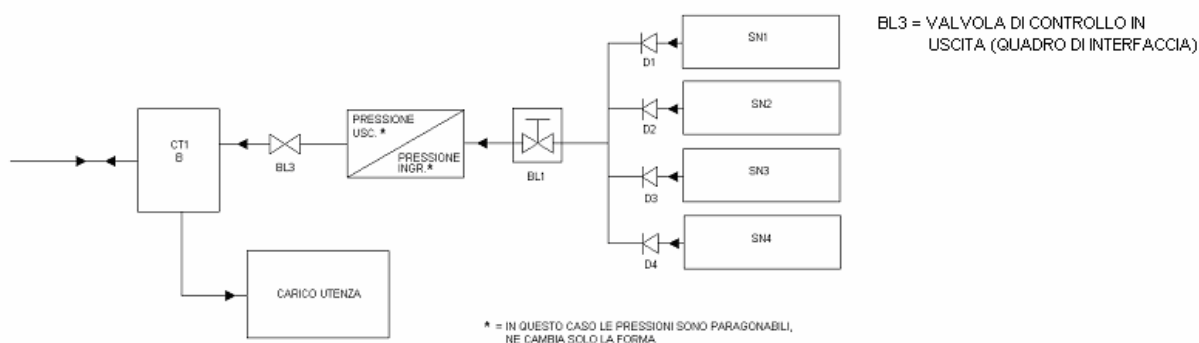


Dalla Fig. 1 si evince la completa assenza della rete idrica, pertanto per far fronte alle esigenze d'acqua dell'utenza si deve necessariamente sovradimensionare sia il serbatoio che il numero di sorgive naturali per far fronte ai momenti in cui le stesse, che hanno una portata minima ed incostante, non riescono a soddisfare le esigenze del carico.

Gli inconvenienti che si possono registrare, come per i sistemi elettrici, sono la possibilità di rimanere senz'acqua o di debordare il serbatoio per l'impossibilità di far coincidere la curva di consumo dell'utenza con la curva di produzione delle sorgive naturali nelle 24h.

Grid-Connected

Figura 2



Il sistema d'immissione in rete apparentemente più semplice per la mancanza di serbatoi d'accumulo, in realtà per l'uso domestico è poco pratico.

Il blocco di controllo non consente l'immissione in rete dell'acqua delle sorgive naturali se per qualsiasi motivo viene a mancare l'acqua di rete stessa.

In questo caso bisogna chiarire il concetto di tensione elettrica trasposta in pressione idraulica a bassa portata. La lancia idraulica d'autolavaggio dà un'idea di tale concetto. Nella lancia idraulica infatti abbiamo elevate pressioni ma basse portate (quantità d'acqua nel tempo unitario che attraversano sezioni unitarie). L'uso di pannellatura a stringa per quanto riguarda l'immissione in rete da fotovoltaico è come l'utilizzo di più sorgive naturali che determinano un'enorme pressione, regolata dal blocco di controllo. Questa pressione, relativamente più elevata della pressione della rete elettrica, comporta un flusso di liquido dalla sorgiva all'infrastruttura di rete che comunque deve essere dimensionata per accogliere tale pressione inversa.

Ed è infatti quello che capita nella rete elettrica all'interno dei nodi in bassa tensione. L'innalzamento di pressione determinato da più sorgive che immettono in rete deve comportare un ricalcolo della tenuta delle flangie, delle valvole di contenimento o di

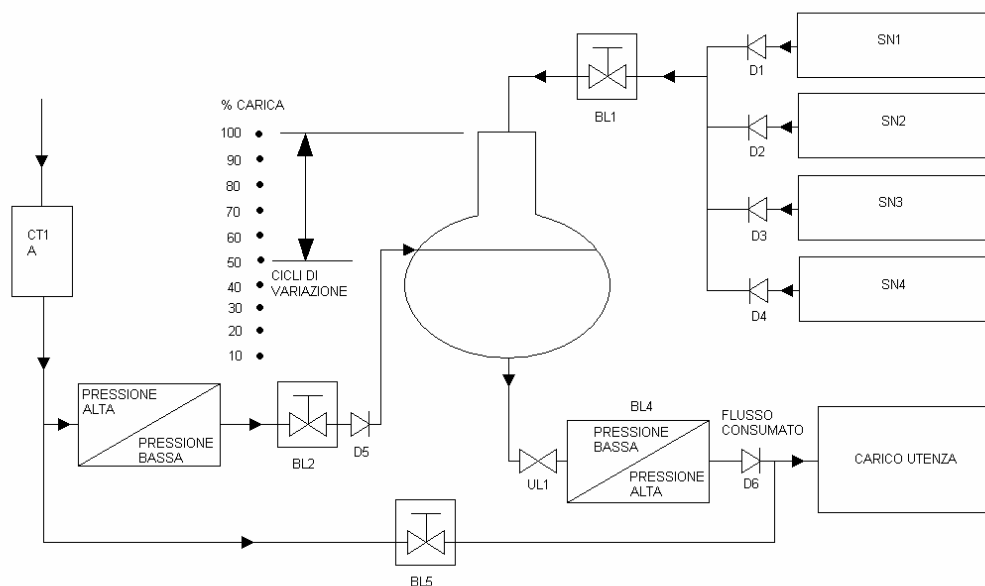
commutazione all'interno dei nodi e addirittura delle dimensioni dei tubi stessi che trasportano l'acqua.

Un altro inconveniente riscontrato nel sistema Grid-Connected sta nel dover necessariamente usare sorgive a stringa per arrivare ai valori di pressione adeguata per immettere in rete. Si perde la modularità del sistema portando i costi d'acquisto iniziali a valori elevati, non abordabili da tutte le tasche.

Il Metodo Ibrido che descriveremo più avanti invece fa della modularità un suo cavallo di battaglia.

Metodo Ibrido

Figura 3



Il Metodo Ibrido può essere considerato uno Stand-Alone evoluto, in cui sia il serbatoio d'accumulo (Batterie) che le sorgive naturali (Pannelli fotovoltaici – Generatori Eolici) non devono essere sovradimensionati per far fronte alle esigenze dell'utenza.

La posizione della condotta di rete sfiora il livello minimo prima d'intaccare i volumi conservati nel serbatoio. Al di sotto di questo livello comincia a scorrere acqua dalla rete al serbatoio. Al di sopra di questo livello avremo una pressione

interna del serbatoio (Tensione elettrica) che si contrappone alla pressione di rete e ad un certo punto si bilancia con la stessa, bloccandola. Tutto dipende da variabili come la portata (Tensione e corrente) delle sorgive naturali e del fabbisogno idrico (Elettrico) interno dell'utenza che varia in base alle quotidiane necessità.

Tutte queste variabili incostanti che rendono il metodo stand-alone critico, nel Metodo Ibrido sono controllate da una singola variabile la pressione (Tensione) interna al serbatoio (Accumulatore) che oscilla tra due valori min-max e ci consente in tal modo di avere un piccolo serbatoio ed un numero discreto di sorgive naturali. L'impianto può essere gestito modularmente partendo anche da una sola sorgiva (Unità fotovoltaica discreta) poiché ciò che non arriva dalle sorgive naturali viene introdotta dalla rete idrica in automatico. Quindi il collegamento con la rete è solo per compensare ciò che le sorgive non riescono quantitativamente a dare alle esigenze d'utenza. In tal modo si può dilazionare nel tempo l'utilizzo delle sorgive naturali, per cui più sorgive inglobiamo meno utilizziamo l'impianto di rete e il costo iniziale dell'impianto è minimo.

Un altro beneficio nell'uso di questo metodo è quello di essere garantiti nella continuità di fornitura, potendo sempre contare sulla disponibilità del serbatoio d'accumulo anche in assenza di rete o mancanza di risorsa idrica da parte delle sorgive per tempi limitati.

Con questo metodo inoltre si risolve anche un problema strutturale della rete idrica (Elettrica).

Spesso succede infatti che i consumi d'utenza hanno durante le 24h dei picchi di consumo diffuso. Se capita infatti che 25 milioni d'utenti contemporaneamente aprono i rubinetti consumando il massimo della portata consentita, avviene un sovraccarico della rete, creando un abbassamento diffuso della pressione (Tensione) a livello nazionale che crea un blocco immediato della fornitura. Naturalmente questo esempio è parossistico rispetto al concetto idrico di consumo reale; in ogni caso dà un'idea immediata di cosa capita quando avvengono i Black-Out nella rete elettrica nazionale. Il Metodo Ibrido quindi con il proprio serbatoio d'accumulo ed il proprio

Blocco d'Inversione di Pressione (Inverter BT-AT) crea un'interfaccia tra la rete e l'utenza, salvaguardando la rete da improvvisi cali di pressione generale e quindi di blocco di fornitura.

Conoscendo i consumi medi della fornitura nelle 24h si possono dimensionare le sorgive naturali (Generatori ecocompatibili) per i valori medi dell'utenza. In caso di mancanze da parte di queste o di extra consumi la rete idrica provvederà a far oscillare il livello d'acqua (tensione nelle batterie) tra un minimo ed un massimo programmato.

Giuseppe De Santis

La Macchina

Di seguito vengono mostrate delle foto della macchina nella versione base:

impianto sperimentale



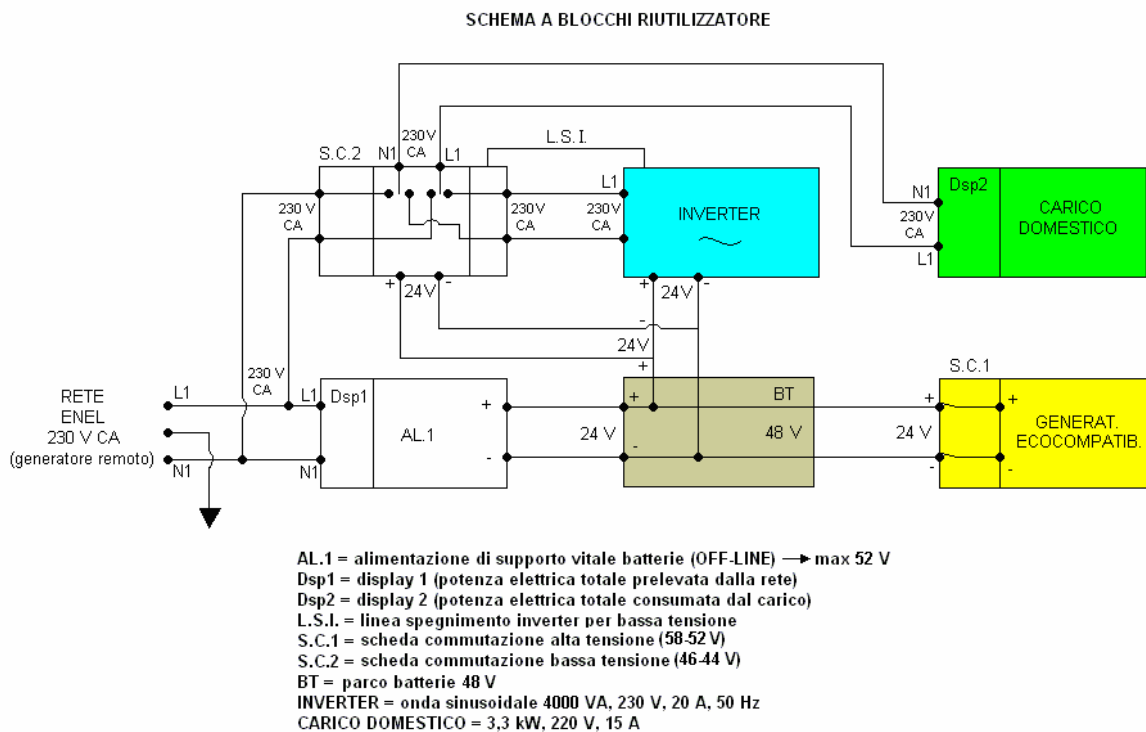
impianto pilota



impianto commerciale



Lo schema a blocchi che descrive il Riutilizzatore Elettronico con metodo ibrido è di seguito mostrato:



Esso è costituito da sei unità funzionali, tutte connesse alla “pancia” del sistema (pacco batterie) “BT”.

Al pacco batterie vengono convogliate le fonti d’energia provenienti dai generatori ecocompatibili tramite “S.C.1” e dal generatore remoto tramite “AL.1”

Alle batterie inoltre sono connessi l’ “INVERTER” ed “S.C.2”

Nella macchina esistono dei sistemi di visualizzazione e conteggio della potenza prelevata dal generatore remoto “Dsp1” e potenza totale consumata dal carico “Dsp2” (generatore remoto più generatori ecocompatibili) .

Vediamo di analizzare una per una le unità funzionali descritte nello schema a blocchi.

1) Gen. Ecocomp. - “S.C.1”

I generatori ecocompatibili scaricano in modo diretto tutta la potenza prodotta nelle batterie . In considerazione che tutta la potenza prodotta viene consumata dal carico d’utenza non necessita alcuna elettronica di contenimento della max tensione di carica.

Il generatore ecocompatibile se deve generare mediamente 12 Kwh al giorno opera con elevate correnti di carica (100 A. a 24 Volt – 50 A a 48 Volt) .

Per evitare quindi inutili perdite in calore dovute al controllo elettronico di cotanta corrente si preferisce optare per la commutazione del generatore ecocompatibile in caso di bassi consumi d’utenza e quindi di elevazione della tensione nel pacco d’accumulo.

La finestra su cui opera il sistema di sconnessione del gen. ecocomp. è 29 Volt c.c. – mentre 26 Volt c.c. è la riconnessione al pacco d’accumulo.

2) “Al.1” - “Dsp1”

Insieme al gen. Ecocomp. testé descritto, al pacco batterie è connesso il supporto vitale “Al.1” agganciato al generatore remoto. Supporto vitale poiché garantisce sempre alle batterie di non scendere al di sotto di un certo valore di tensione quando il carico d’utenza consuma piu’ potenza di quella che il gen. Ecocomp. riesce a dare.

Questo perché si deve evitare di far operare le batterie in un continuo ciclo di carica-scarica che ne abbrevierebbe inevitabilmente la vita media.

Le batterie nel Riutilizzatore operano in condizione di avviamento, come nelle batterie delle auto.

Solo saltuariamente si possono realizzare le condizioni di uso trazione, con scariche e ricariche profonde.

“Al.1” e’ un alimentatore switching con tensione max di 26 Volt c.c. 20 Ampere con la possibilità di controllo del ciclo utile (duty-cycle) dell’onda quadra generata dall’elettronica interna in grado di spegnere la macchina (corrente minima in uscita - Off-line) quando la tensione sulle batterie sfiora i 26 Volt c.c. ; dimezza la corrente di carica quando la tensione raggiunge i 25 Volt c.c. .

Fornisce la max corrente disponibile quando la tensione raggiunge i 24 Volt c.c.

“Al.1” quindi in modo automatico ed inversamente proporzionale alla tensione delle batterie modula la corrente di carica delle stesse fornendo una potenza max di 500W/h (25 Volt c.c. x 20 Ampere).

12 Kwh nelle 24 ore.

Naturalmente questo è un evidente esempio di sopradimensionamento delle necessità dell'utenza che per il 90% delle sue necessità autoconsuma la fonte del gen. Ecocompatibile.

In caso di eventi di consumo superiori del 50% rispetto alla media annuale il sistema può comunque far fronte senza problemi alla condizione anomala.

Associato ad "Al.1" nello schema compare "Dsp1" che è un sistema di conteggio a display dell'energia prelevata dal gen. remoto, tale da consentirci di avere una visione chiara di quello che consumiamo dalla rete Enel.

Per integrare ulteriormente il quadro di controllo dell'energia elettrica gestita dal Riutilizzatore, nel blocco "Carico Dom." abbiamo il secondo sistema di conteggio a display "Dsp2".

"Dsp2" ci consente di avere contabilizzata l'energia elettrica totale consumata dal carico d'utenza.

Ovviamente se sottraiamo dal consumo di "Dsp2" il consumo di "Dsp1" avremo l'energia prodotta dai gen. ecocomp. e consumata dal carico attraverso l'equazione:

$P. \text{ totale carico} = \text{Potenza Gener. Ecocomp.} + \text{Potenza Gener. Remoto}$

3) Inverter – L.S.I.

Se abbiamo definito la batteria la "pancia" del Riutilizzatore, l'Inverter è il "cuore" dello stesso. L'inverter come ovviamente è noto è un sistema di conversione della tensione da continua ad alternata da bassa ad alta tensione (25 Volt c.c. >230 Volt c.a. – 50Hz).

L'inverter ha la prerogativa di operare 24h/24, con tutti i tipi di carico che una normale utenza domestica moderna possiede ed avere caratteristiche tecniche che lo avvicinano il più possibile alla rete elettrica del generatore remoto.

Frequenza del segnale costante (50 Hz).

Max corrente disponibile con overload elettrici del 150% min.

per tempi minimi ma accettabili.

Tensione costante (a norma) in presenza dei suddetti overload.

Onda sinusoidale che gli consente di operare con apparecchiature elettroniche che hanno schede dove necessita il passaggio attraverso lo zero.

Controllori elettronici di temperatura , apparecchiature scientifiche ecc.. Conversione con rese elevate, controllo della corrente a riposo.

In considerazione della conformazione d'accumulo del pacco batterie la funzionalità dell' inverter deve estendersi da 22 Volt c.c. (batterie scariche) a 29 Volt c.c. (max valore di carica delle stesse, raggiungibile per tempi minimi). Dal grafico2 possiamo notare che le batterie dal punto di vista idraulico non somigliano ad una vasca a forma parallelepipedica , ma bensì ad una damigiana dal collo stretto. Infatti la capacità d'accumulo varia notevolmente se ci discostiamo dallo zoccolo di scarica che è intorno ai 24,5-25 Volt c.c..

Se dovessimo riempire detta damigiana e consideriamo costante la portata idrica i tempi di riempimento variano notevolmente a parità di gradiente di livello raggiunto.

Da 21 a 25 Volt i tempi sono lunghi da 25 a 29 volt i tempi sono molto più brevi nonostante il trend coperto e' in entrambi i casi di 4 Volt.

Siamo rimasti con "Al.1" al valore minimo di tensione del pacco d'accumulo (24 Volt cc) a cui corrisponde il max della potenza prelevata dalla rete.

Se la tensione delle batterie dovesse scendere ulteriormente a 23 Volt scatta l'allarme sonoro per batterie scariche presente in "S.C.2".

Un'ulteriore discesa della tensione a 22 Volt determina lo spegnimento dell' inverter e la commutazione del carico dallo stesso alla rete del gen. remoto.

La discesa delle batterie a 23 Volt con conseguente innesco dell'allarme sonoro è indice che qualcosa non va nei sistemi di alimentazione delle batterie. I gen. ecocomp. o "Al.1" non riescono a dare il supporto vitale alle stesse per evitare la loro scarica totale.

In questi casi estremi bisogna fare ricorso all'intervanto tecnico specializzato.

Considerazioni di natura ambientale sulla tecnologia Ecopower

Per redigere un adeguato studio bisogna basarsi su criteri assolutamente oggettivi.

Quasi tutti gli studi di tipo ambientale sono valutazioni che si portano appresso un'impronta di tipo personale o legata a chi li ha condotti, vedasi ad esempio le VIA, nelle quali i pesi dei fattori d'impatto sono assegnati in maniera magari anche molto vicina alla realtà, ma empirica, quindi comunque soggettiva.

Questo è spesso fonte di discordanze che a volte rendono scettici coloro ai quali sono destinati, se non addirittura fanno gettare al vento anni di lavoro.

Il criterio più oggettivo in assoluto è l'aumento di entropia che un metodo o una tecnologia inducono nell'ambiente.

Secondo la nota definizione data da Boltzmann l'entropia è direttamente correlabile al grado di disordine di un sistema, quindi al lavoro da immettere nello stesso per riportarlo all'ordine.

L'essenza dell'ingegneria ambientale sta proprio nella quantificazione del lavoro da effettuare per riportare alle condizioni migliori possibili un sistema alterato dall'inquinamento o da evitare di effettuare per contrastarne l'alterazione.

Viene da sé il collegamento fra l'inquinamento e il disordine, inteso come degrado del sistema.

Ovviamente a seconda del sistema esistono forme diverse di disordine.

Quello che però è quantificabile univocamente è la quantità di lavoro da fare come detto sopra.

Fatto questo breve assunto si può passare ad una valutazione di tipo monetario di questo lavoro.

Tuttavia anche questa presenta dei caratteri di soggettività legati alla situazione economica del luogo e ad ogni modo a fattori in qualche maniera regolati dalla volontà dell'uomo.

Vedasi ad esempio la differenza di prezzo che può avere un prodotto in Cina o in Italia, pur impegnando sostanzialmente la stessa quantità di materia ed energia, se concepito secondo la stessa tecnologia.

Comunque non è intenzione del sottoscritto effettuare voli pindarici, quindi una valutazione di tipo ambientale non può prescindere dal lato economico, seppur legato ad una realtà di contenute dimensioni quale può essere il sistema Italia rispetto ai protagonisti della scena internazionale odierna.

La linea guida secondo la quale ci si è mossi nello studio della tecnologia ECOPOWER è quella della quantificazione del consumo di energia e conseguente produzione di CO₂ legata ad ogni aspetto di questa tecnologia per effettuare una comparazione coi parametri del protocollo di Kyoto; segue poi una valutazione economica in merito.

Ing. Andrea D'Angelo

Il sistema energetico italiano

La seguente tabella riporta le stime dei consumi di energia elettrica in Italia

anno	consumi [kWh/anno]
2000	$3 \cdot 10^{11}$
2004	$3,25 \cdot 10^{11}$
2006	$3,5 \cdot 10^{11}$
2012	$4,1 \cdot 10^{11}$ (stimato)

Incrociando i dati del 2004 con il trend di crescita desunto dalla precedente tabella si ottiene un consumo elettrico stimato medio pro-capite di:

- **3,2 kWh/ab gg nel 2006**
- **3,32 kWh/ab gg nel 2007**
- **3,44 kWh/ab gg nel 2008**
- **3,57 kWh/ab gg nel 2009**
- **3,68 kWh/ab gg nel 2010**
- **3,8 kWh/ab gg nel 2011**
- **3,9 kWh/ab gg nel 2012**

Da rilevazioni statistiche effettuate dalle società distributrici, nel 2004 i consumi elettrici medi nazionali per abitante sono stati pari a 1145 kWh negli usi domestici.

Il consumo pro-capite nel 2004 è risultato più elevato nell'Italia settentrionale (1410 kWh/ab) rispetto al Centro (1085 kWh/ab) e al Sud (840 kWh/ab).

Ciò conferma le stime precedentemente effettuate, che fanno supporre per il 2006 un consumo medio pro-capite nazionale di 1170 kWh.

Le stime su un balzo della crescita dell'economia a breve termine al centro e al sud sono state disattese dalla realtà.

E' quindi lecito supporre che in questo periodo il divario non venga colmato, quindi che il rapporto fra i consumi elettrici domestici nelle tre macrozone italiane subisca solo piccole variazioni.

Lo stato dell'arte nella tecnica dello sfruttamento delle energie prodotte da fonti rinnovabili si può sintetizzare, per quanto riguarda la produzione nel settore elettrico,(in ordine decrescente di potenza totale generata) in sistemi di generazione:

- idroelettrica
- eolica
- fotovoltaica
- con celle a combustibile
- generatori a motori con effetto Stirling

Da 10 anni il bilancio dell'energia elettrica prodotta in Italia fa registrare un incremento consistente dell'apporto fornito dalle fonti rinnovabili.

Nel 2004 si è arrivati a un contributo complessivo di circa il 19,4%.

Il merito di questa performance va assegnato, innanzitutto, alla fonte idroelettrica che, ad esempio, dai 43.649 GWh del 2003 è passata, nel 2004, ad una produzione di 49.283, GWh con un aumento percentuale del 12,9%.

Anche dalla fonte eolica è arrivata una spinta decisiva che, in termini percentuali rappresenta l'incremento maggiore: i 1.843,9 GWh prodotti nel 2004 fanno registrare infatti una variazione positiva del 26,6% sul dato dell'anno precedente.

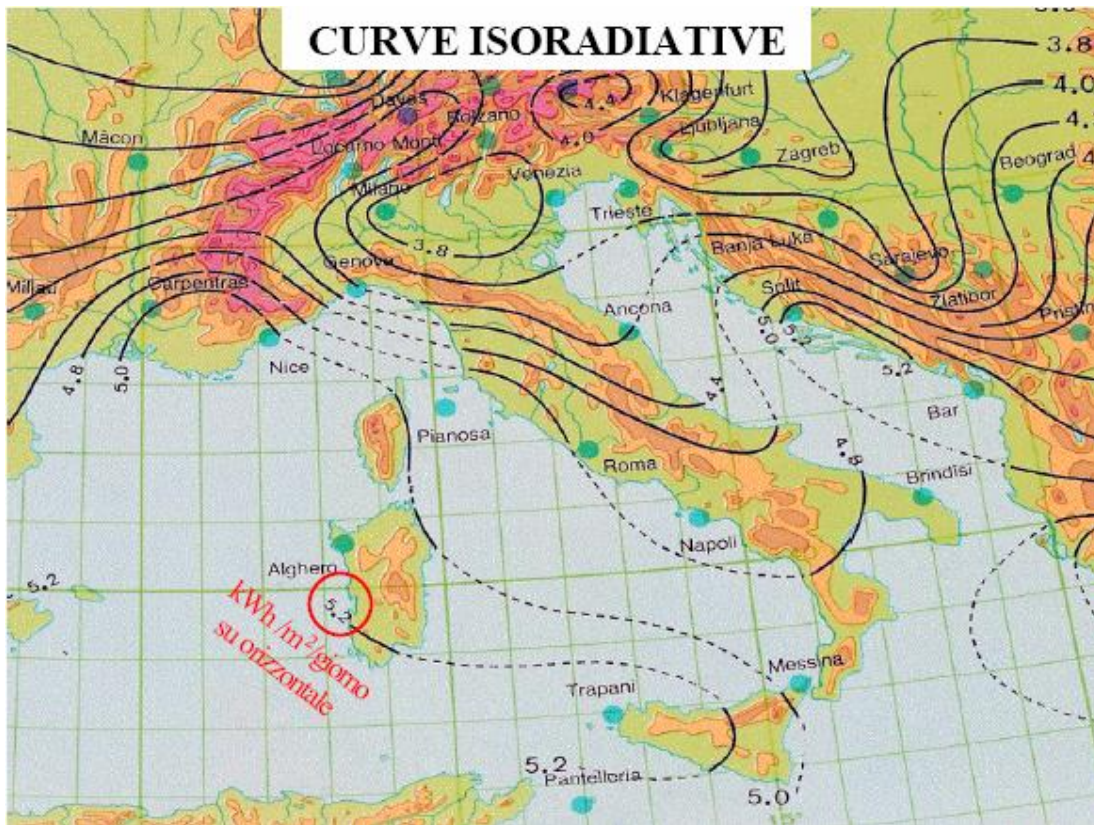
In aumento, sia pure in misura contenuta (+1,8%), anche la produzione geotermoelettrica, attestatasi nel 2004 a 5.127,2 GWh.

Il fotovoltaico è l'unica fonte rinnovabile a non far registrare progressi.

Quest'ultima cosa balza agli occhi se si pensa alle potenzialità che soprattutto le regioni meridionali dell'Italia hanno, data la loro posizione che ne garantisce un'insolazione media annuale di gran lunga maggiore che nel resto d'Europa.

Ciò fa comunque supporre che, trattandosi di un settore vergine, i futuri spazi del mercato si apriranno proprio su questa tecnologia.

Per rendersi conto delle potenzialità del fotovoltaico basta guardare la tabella di seguito mostrata, che da un'idea dell'energia solare annua incidente sul suolo italiano.



Il 31% dell'energia elettrica prodotta viene utilizzato in ambito residenziale, negli uffici e nelle piccole e medie aree commerciali.

Queste sono l'obiettivo di questo studio, perché non è indifferente il contributo che tali utenti possono dare al risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni.

Si consideri che le famiglie italiane sono responsabili annualmente di circa il 27% delle emissioni nazionali di gas serra, distinte in ragione del 18% per usi negli edifici e del 9% per usi di trasporto.

La tecnologia Ecopower, nonostante sia adattabile a svariate dimensioni di utenza, è infatti concepita soprattutto per la tipologia medio-piccola, perché è quella più uniformemente diffusa sul territorio e la diffusione uniforme di un fattore d'impatto lo rende più sostenibile a causa dei vantaggi che si hanno dall'evitare le dispersionsi dovute al trasporto dell'energia elettrica su grandi distanze, che sono dettagliatamente trattate in seguito.

Fatti questi assunti il passo successivo è la valutazione dell'impatto che la tecnologia Ecopower può avere sul sistema energetico italiano.

Le piccole utenze

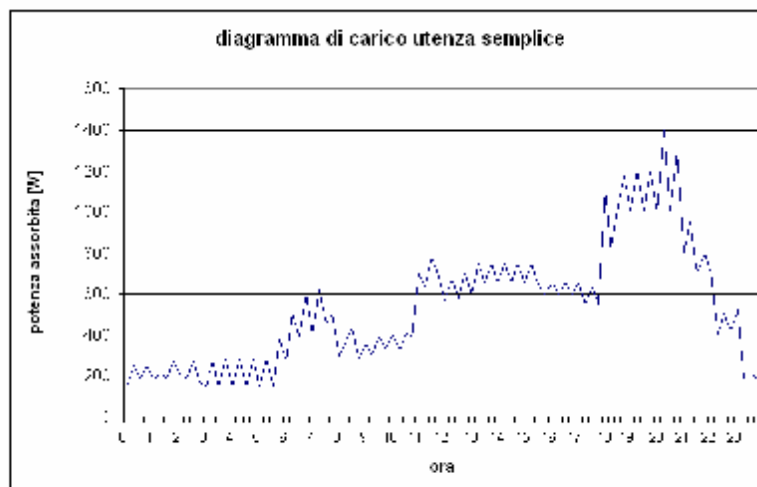
Il dato di base di una piccola utenza, quale quella domestica, è rappresentato dal consumo giornaliero di energia elettrica da parte della stessa.

Tale consumo dipende dalla potenza e dai tempi di lavoro degli apparecchi utilizzatori.

Qualora sia disponibile il profilo di utenza i consumi possono essere determinati integrando il diagramma di carico.

Generalmente i fattori che determinano la richiesta di energia dipendono dal clima, dal numero di persone e dalle dimensioni dell'edificio, dalle condizioni economiche della famiglia e dagli usi e dal grado di sviluppo del paese.

Nel disegno seguente è rappresentata la forma del diagramma di carico medio nel trimestre settembre-ottobre-novembre della sede della Ecotecnologie a Siracusa:



Come si nota, si ha generalmente un picco di consumo nelle ore serali.

Durante il periodo estivo il consumo tende ad essere più uniforme e mediamente più alto del 25%, poiché il picco si sposta verso le ore antimeridiane e pomeridiane, quando la temperatura ambiente è più alta ed è maggiore l'uso dei climatizzatori.

Da quanto sopra si evince che più uniforme e periodico è l'apporto di energia da una fonte, maggiore è il beneficio che se ne trae in termini di copertura del carico.

Da qui l'idea di accoppiare l'Ecopower ad un sistema fotovoltaico, che come fonte presenta le migliori caratteristiche di uniformità e periodicità richieste.

Tuttavia, nonostante la nota aleatorietà della fornitura d'energia, non va sottovalutata l'economicità accoppiata all'affidabilità operativa delle microturbine eoliche, pertanto alla fine del presente studio vi è dedicato un breve spazio nel paragrafo delle considerazioni economiche.

Segue l'esempio di uno studio per un'utenza domestica di 2,7 utenti, ovviamente irrealista ma pari al valore medio dei componenti di una famiglia italiana.

Si ipotizzano 3 diversi casi (uno al nord, uno al centro, uno al sud-Italia), in una zona urbanizzata di densità medio-alta, nell'equinozio primaverile.

La scelta di queste condizioni è dettata dal fatto che sono le più vicine a quelle medie annue caratteristiche dell'Italia.

La modularità dell'impianto a pannelli fotovoltaici consente di sceglierne l'inclinazione, l'esposizione e l'orientamento a discrezione.

Si suppone quindi di orientarli perfettamente a sud inclinandoli di 30° rispetto all'orizzontale e di esporli in una zona con ombreggiamento medio dovuto sia ad ostacoli artificiali che naturali del 10%.

Il metodo di calcolo della radiazione solare incidente è quello descritto dalla norma UNI 8477/83, che utilizza la relazione di Liu e Jordan.

Il metodo di calcolo dell'energia producibile su base annua è quello implementato dall'ENEA per gli impianti FV di piccola potenza.

Implementando i dati di posizionamento, data e caratteristiche volute per l'impianto in un foglio di calcolo creato appositamente seguendo le relazioni della detta norma si ha il seguente risultato:

nord

latitudine del sito in esame [°]	% ombreggiamento artificiale media	azimut della superficie (+ da Sud verso Ovest) [°]	inclinazione della superficie sull'orizzontale [°]	albedo (ved tabella)	numero pannelli FV	costo per pannello [euro IVA inclusa]																																		
46	10	0	30	0,2	4	624																																		
Pnom impianto [kWp]		Pnom per pannello [Wp]	consumo stimato [kWh/gg]	V per batteria	Ah/batt emerg (per 20h)	h auton in emerg																																		
0,66		165	12	12	200	120																																		
radianza giornaliera media mensile considerata anche la nuvolosità [kWh/m2 gg]	Energia producibile dall'impianto FV su base annua [kWh] 709		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">e</th> </tr> <tr> <th>Tipo di superficie</th> <th>e</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)</td><td>0,75</td></tr> <tr><td>Superficie acquose</td><td>0,07</td></tr> <tr><td>Suolo (creta, marne)</td><td>0,14</td></tr> <tr><td>Strade sterrate</td><td>0,04</td></tr> <tr><td>Bosco di conifere d'inverno</td><td>0,07</td></tr> <tr><td>Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante</td><td>0,26</td></tr> <tr><td>Asfalto invecchiato</td><td>0,10</td></tr> <tr><td>Calcestruzzo invecchiato</td><td>0,22</td></tr> <tr><td>Foglie morte</td><td>0,30</td></tr> <tr><td>Erba secca</td><td>0,20</td></tr> <tr><td>Erba verde</td><td>0,26</td></tr> <tr><td>Tetti o terrazzi in bitume</td><td>0,13</td></tr> <tr><td>Pietrisco</td><td>0,20</td></tr> <tr><td>Superficie scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure...)</td><td>0,27</td></tr> <tr><td>Superficie chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare...)</td><td>0,60</td></tr> </tbody> </table>				e		Tipo di superficie	e	Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)	0,75	Superficie acquose	0,07	Suolo (creta, marne)	0,14	Strade sterrate	0,04	Bosco di conifere d'inverno	0,07	Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante	0,26	Asfalto invecchiato	0,10	Calcestruzzo invecchiato	0,22	Foglie morte	0,30	Erba secca	0,20	Erba verde	0,26	Tetti o terrazzi in bitume	0,13	Pietrisco	0,20	Superficie scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure...)	0,27	Superficie chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare...)	0,60
e																																								
Tipo di superficie							e																																	
Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)							0,75																																	
Superficie acquose							0,07																																	
Suolo (creta, marne)							0,14																																	
Strade sterrate							0,04																																	
Bosco di conifere d'inverno							0,07																																	
Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante							0,26																																	
Asfalto invecchiato							0,10																																	
Calcestruzzo invecchiato							0,22																																	
Foglie morte							0,30																																	
Erba secca							0,20																																	
Erba verde	0,26																																							
Tetti o terrazzi in bitume	0,13																																							
Pietrisco	0,20																																							
Superficie scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure...)	0,27																																							
Superficie chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare...)	0,60																																							
gennaio	2,27																																							
febbraio	2,96																																							
marzo	4,02																																							
aprile	4,67																																							
maggio	5,31																																							
giugno	5,59																																							
luglio	5,83																																							
agosto	5,30																																							
settembre	4,84																																							
ottobre	3,78																																							
novembre	2,08																																							
dicembre	1,87																																							
Accumulatori necess		2																																						
= da rilev dall'ECOTECT = dati di progetto																																								

centro

latitudine del sito in esame [°]	% ombreggiamento artificiale media	azimut della superficie (+ da Sud verso Ovest) [°]	inclinazione della superficie sull'orizzontale [°]	albedo (ved tabella)	numero pannelli FV	costo per pannello [euro IVA inclusa]																																		
40	10	0	30	0,2	4	624																																		
Pnom impianto [kWp]		Pnom per pannello [Wp]	consumo stimato [kWh/gg]	V per batteria	Ah/batt emerg (per 20h)	h auton in emerg																																		
0,66		165	12	12	200	120																																		
radianza giornaliera media mensile considerata anche la nuvolosità [kWh/m2 gg]	Energia producibile dall'impianto FV su base annua [kWh] 876		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">e</th> </tr> <tr> <th>Tipo di superficie</th> <th>e</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)</td><td>0,75</td></tr> <tr><td>Superficie acquose</td><td>0,07</td></tr> <tr><td>Suolo (creta, marne)</td><td>0,14</td></tr> <tr><td>Strade sterrate</td><td>0,04</td></tr> <tr><td>Bosco di conifere d'inverno</td><td>0,07</td></tr> <tr><td>Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante</td><td>0,26</td></tr> <tr><td>Asfalto invecchiato</td><td>0,10</td></tr> <tr><td>Calcestruzzo invecchiato</td><td>0,22</td></tr> <tr><td>Foglie morte</td><td>0,30</td></tr> <tr><td>Erba secca</td><td>0,20</td></tr> <tr><td>Erba verde</td><td>0,26</td></tr> <tr><td>Tetti o terrazzi in bitume</td><td>0,13</td></tr> <tr><td>Pietrisco</td><td>0,20</td></tr> <tr><td>Superficie scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure...)</td><td>0,27</td></tr> <tr><td>Superficie chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare...)</td><td>0,60</td></tr> </tbody> </table>				e		Tipo di superficie	e	Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)	0,75	Superficie acquose	0,07	Suolo (creta, marne)	0,14	Strade sterrate	0,04	Bosco di conifere d'inverno	0,07	Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante	0,26	Asfalto invecchiato	0,10	Calcestruzzo invecchiato	0,22	Foglie morte	0,30	Erba secca	0,20	Erba verde	0,26	Tetti o terrazzi in bitume	0,13	Pietrisco	0,20	Superficie scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure...)	0,27	Superficie chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare...)	0,60
e																																								
Tipo di superficie							e																																	
Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)							0,75																																	
Superficie acquose							0,07																																	
Suolo (creta, marne)							0,14																																	
Strade sterrate							0,04																																	
Bosco di conifere d'inverno							0,07																																	
Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante							0,26																																	
Asfalto invecchiato							0,10																																	
Calcestruzzo invecchiato							0,22																																	
Foglie morte							0,30																																	
Erba secca							0,20																																	
Erba verde	0,26																																							
Tetti o terrazzi in bitume	0,13																																							
Pietrisco	0,20																																							
Superficie scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure...)	0,27																																							
Superficie chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare...)	0,60																																							
gennaio	2,85																																							
febbraio	3,70																																							
marzo	4,68																																							
aprile	5,61																																							
maggio	6,34																																							
giugno	6,71																																							
luglio	7,10																																							
agosto	6,75																																							
settembre	5,91																																							
ottobre	4,70																																							
novembre	3,16																																							
dicembre	2,45																																							
Accumulatori necess		2																																						

sud

latitudine del sito in esame [°]	% ombreggiamento artificiale media	azimut della superficie (+ da Sud verso Ovest) [°]	inclinazione della superficie sull'orizzontale [°]	albedo (ved tabella)	numero pannelli FV	costo per pannello [euro IVA inclusa]	
37	10	0	30	0,2	4	624	
Pnom impianto [kWp]		Pnom per pannello [Wp]	consumo stimato [kWh/gg]	V per batteria	Ah/batt emerg (per 20h)	h auton in emerg	
0,66		165	12	12	200	120	
radiante giornaliera media mensile considerata anche la nuvolosità [kWh/m2 gg]	Energia producibile dall'impianto FV su base annua [kWh] 1018						
mese	Accumulatori necess 2						
gennaio						3,67	
febbraio						5,66	
marzo						5,38	
aprile						6,28	
maggio						6,89	
giugno						7,08	
luglio						7,50	
agosto						7,51	
settembre						6,56	
ottobre						5,55	
novembre						4,40	
dicembre	3,34						

Dal foglio di calcolo implementato si evince l'iniziale esiguità della produzione di corrente per l'utenza in esame.

Tuttavia è necessario specificare che la superficie dei pannelli di progetto è inizialmente molto bassa (in questo caso 4 m²), ciò perché attualmente i costi di acquisto sono alti.

Ma proprio in questo frangente si inserisce la tecnologia Ecopower.

Il riutilizzatore elettronico di energia ecocompatibile fa sì che possa essere utile anche il basso apporto dato dai 4 m² di pannelli usati nel detto esempio, perché gestirebbe in maniera autonoma la corrente che giunge dall'impianto fotovoltaico, essendo appositamente concepito.

Tale apporto potrebbe essere quello iniziale, se si procedesse all'acquisto successivo di piccole quantità di pannelli fotovoltaici dilazionando nel tempo la spesa.

La rete elettrica italiana

Il trasporto dell'energia elettrica a distanza comporta delle dispersioni dovute essenzialmente a:

1. effetto Joule
2. parametri derivati nella corrente alternata
3. dispersioni di trasformazione
4. transitori di potenza

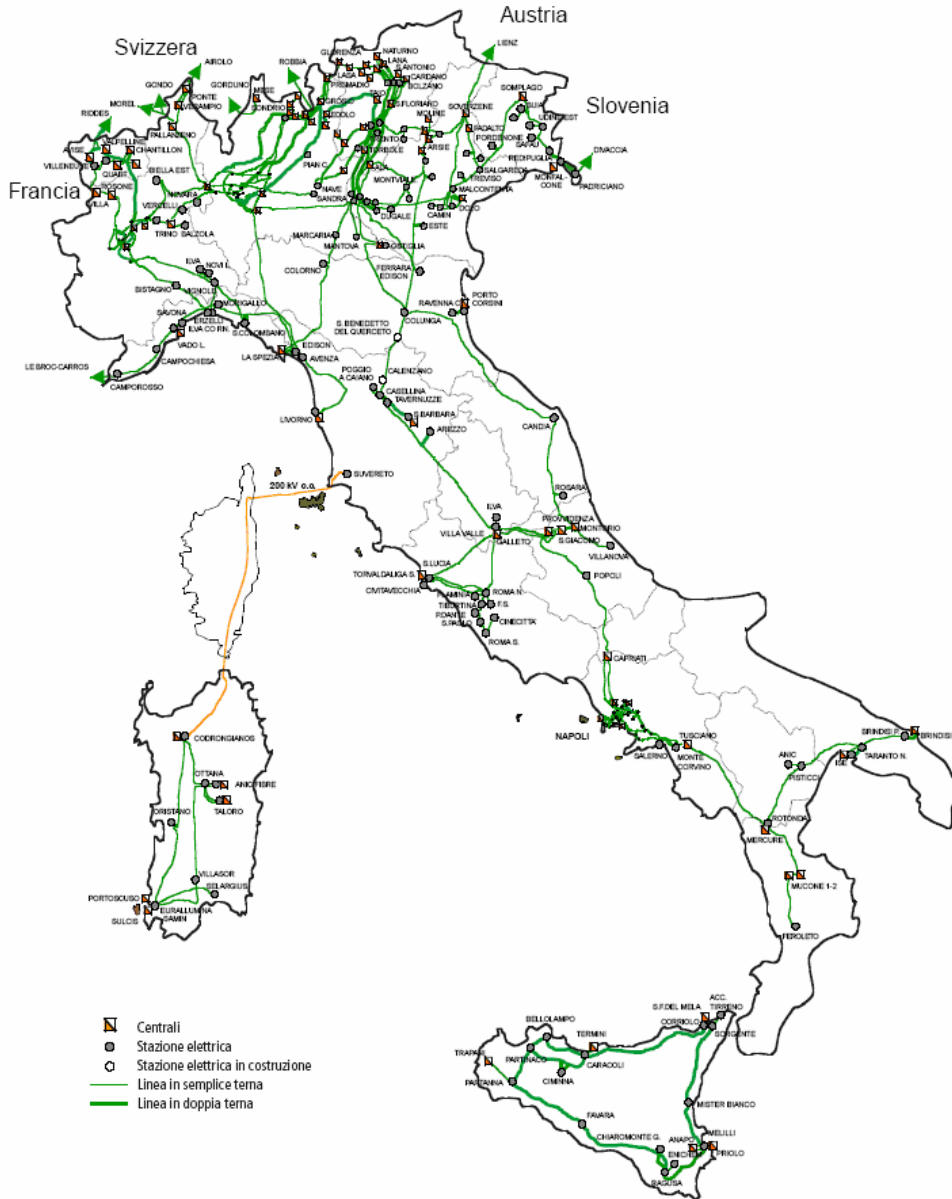
considerando le notevoli dimensioni della rete di distribuzione italiana vale la pena di soffermarsi su questi aspetti.

Le figure seguenti riportano rispettivamente i parametri caratteristici delle linee di distribuzione elettrica e l'assetto geografico della rete di distribuzione secondaria in Italia nel 2004:

tipo linea	tens media d'eserc [V]	lungh linea [km]
AT trif	380000	10550
AT trif	220000	10337
CC	200000	857
MT trif	140000	34560
MT trif	80000	2707
BT trif	6000	328188
BT trif/monof	320	702699

Nel precedente grafico non figurano le tensioni canoniche usate dall'ENEL in Italia (220 V, 380 V, 3000 V, 6000 V, 10000 V, 15000 V, 20000 V, 30000 V, 45000 V, 66000 V, 132000 V, 150000 V, 220000 V, 380000 V) perché queste compaiono direttamente come medie pesate in base alla lunghezza delle linee utilizzatrici.

Rete italiana a 220 kV



Per determinare le perdite di cui al punto 1 si è usata la formula di Joule modificata nel caso di corrente alternata per linee trifasi.

Per far questo è necessario conoscere l'angolo medio di sfasamento Φ , l'intensità di corrente caratteristica e la resistenza unitaria del conduttore per ognuna delle tipologie di linea deputate alla distribuzione.

Tanto più vicino a 1 è il $\cos \Phi$ medio, tanto minori sarebbero le perdite della rete.

Va però considerato che l'ENEL ha interesse a tenerlo sopra 0,8 per limitare le perdite, ma non a tenerlo sopra 0,9 perché sarebbero necessari estesi interventi tecnici sulla rete e addirittura sulle singole utenze, che risulterebbero eccessivamente onerosi.

Le perdite di cui al punto 2 sono state tenute in conto per gli spezzoni di linea di distribuzione che superano i 100 km e i 100000 V.

In queste linee la tensione e la corrente non sono costanti in tutta la lunghezza ma sono legate da una relazione detta "del doppio dipolo", la cui trattazione estesa esula dagli scopi di questo studio.

Le considerazioni precedentemente esposte portano a considerare per queste linee una impedenza da aggiungere alla resistenza reale pari a 0,6 ohm/km.

Tuttavia, poiché nella rete italiana gli unici spezzoni per i quali ha senso fare un tale calcolo si trovano solo nell'Appennino centrale e nelle isole (come si può evincere dalle cartine precedentemente mostrate) e rappresentano circa 1/50 dell'estensione totale della rete, si è preferito aumentare di 0,01 ohm/km la resistenza unitaria generale nelle linee ad alta tensione (AT) trifase da 220000 e 380000 V.

L'intensità di corrente adoperata per calcolare le perdite per effetto Joule è quella ammissibile per le tipologie di cavi usati nella rete di distribuzione dall'ENEL.

Può sembrare eccessivo usare tali valori di corrente, ma la realtà dimostra che la rete è già arrivata alla saturazione, come si deduce pensando ai black-out avutisi nel 2003.

per il punto 3 i dati di letteratura sulla trasformazione portano alla costruzione del seguente diagramma:

tipo	numero	perdita di potenza [%]
trasformatori MT-BT di piccolo smistamento	8250	2,2
trasformatori MT-BT di grande smistamento	8100	1,8
trasformatori 220-MT	120	0,25
trasformatori 380-MT	109	0,2
perdita media di trasformazione		1,98 %

La perdita stimata si considera aggiuntiva alle perdite di cui ai punti 1 e 2.

Le perdite di cui al punto 4 meritano un discorso a parte, ma sottolineano ulteriormente l'utilità che potrebbe avere l'Ecopower sul sistema energetico italiano anche usato in configurazione base, cioè senza fonti ecocompatibili a corredo.

Il fatto che l'erogazione di potenza da parte della rete ENEL non sia costante ma vari nel corso della giornata comporta un ulteriore aggravio alla perdita di potenza da distribuzione.

La stima della perdita di potenza in questo caso è una procedura piuttosto complessa, ma ormai consolidata dal punto di vista metodico, e fa parte di una gamma più ampia di calcoli inerenti le reti, che sono essenzialmente di quattro tipi:

- 1) load flow - prende in esame una situazione di carico permanente e si propone di determinare i parametri della rete in questa condizione (caratteristiche di corrente, tensione, ammettenza, corrente di cortocircuito ecc.) allo scopo di ottimizzarne la disposizione delle parti (essenzialmente generatori e carichi) al fine di ottenere le perdite di potenza minime
- 2) cortocircuito - serve a calcolarne le correnti di cortocircuito nelle varie parti
- 3) stabilità - la considera in fase di transitorio, prefiggendosi di ricercarne il comportamento dinamico in caso di perturbazioni ai suoi parametri conseguenti ad improvvisi aggravii o sgravi puntuali di carico o a guasti
- 4) affidabilità - serve appunto a valutare la possibilità che i guasti si verifichino.

Poiché il punto 1 e 2 sono dati noti fissati dalle caratteristiche della rete stessa quello che si intende fare è ciò che figura al punto 3, cioè un calcolo di stabilità tendente ad appurare l'entità della dispersione di potenza seguente ad una variazione del carico elettrico nelle utenze.

L'equazione del generico nodo nel load flow in forma cartesiana secondo Newton-Raphson è la seguente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta V^2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial v} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial Q}{\partial v} & \frac{\partial Q}{\partial f} \\ \frac{\partial V^2}{\partial v} & \frac{\partial V^2}{\partial f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v \\ \Delta f \end{bmatrix} = 0 \quad [1]$$

Da questa si notano due caratteristiche importanti:

- Le componenti attive e reattive (P e Q) delle potenze iniettate ai nodi non dipendono solo dalle tensioni V espresse al quadrato (come la semplice legge di Ohm farebbe pensare).
- Supponendo di esplicitare in forma matriciale il sistema che esse rappresentano non è lecito considerare nulli i termini della matrice che non stanno sulla diagonale.

Quanto detto porta alla conclusione che non è possibile considerare le variazioni della potenza iniettata al nodo n indipendenti da quelle nei nodi circostanti, anche non direttamente collegati ad esso ma comunque facenti parte della rete.

Nel caso del calcolo di stabilità viene ad essere diverso da 0 il secondo membro e le equazioni del bilancio di potenza nel generico nodo diventano:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial v} \Delta v + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \quad [2]$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial v} \Delta v + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial t} \Delta t \quad [3]$$

$$\Delta V^2 = \frac{\partial V^2}{\partial v} \Delta v + \frac{\partial V^2}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial V^2}{\partial t} \Delta t \quad [4]$$

Dove:

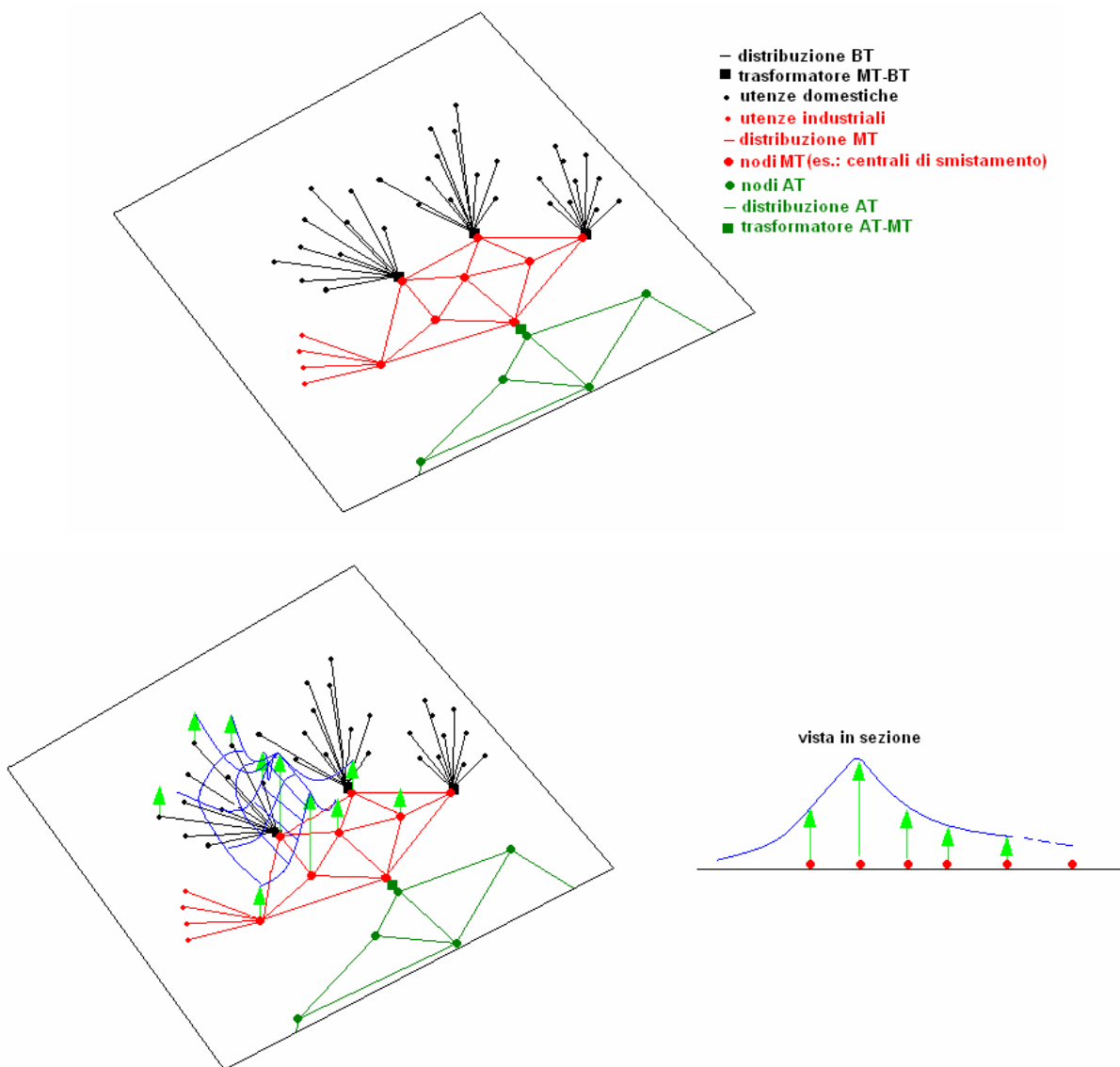
$\Delta P, \Delta Q$ = perdita di potenza attiva e reattiva al nodo p [W, VAR]

$\Delta v, \Delta f$ = variazione del coefficiente associato rispettivamente alla parte reale e alla parte complessa dell'espressione della potenza [numeri adimensionali]

Δt = lasso di tempo durante il quale si ha il prelievo o l'iniezione improvvisa di potenza [sec]

V^2 = tensione alla quale sono sottoposti i nodi [V]

La soluzione geometrica, in termini di potenza, è simile ad un areale di diffusione dell'assorbimento attorno al nodo n, negli altri nodi non troppo lontani da questo nella rete, come mostrato nelle seguenti figure:



Il fatto che tutti i nodi delle varie parti della rete, gerarchicamente divise fra loro, stiano pressochè allo stesso potenziale con piccole variazioni porta a considerare nulla l'equazione [4], pertanto nel caso del generico nodo della rete elettrica italiana le equazioni descrittive degli scambi di potenza con gli altri sono le [2] e [3].

Vedere le suddette equazioni espresse in forma cartesiana non è di grande aiuto a causa della difficoltà nello stabilire i valori dei coefficienti v e f e le loro variazioni.

Risulta senz'altro più agevole l'espressione delle equazioni [2] e [3] in forma polare e per far questo è altrettanto conveniente esplicitare la P e la Q , anch'esse in forma polare.

Pertanto per il generico nodo p della rete italiana:

$$P_p = V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f_{pq} \quad [5]$$

$$Q_p = -V^2 \sum_n Y_{pq} \sin f_{pq} \quad [6]$$

f_{pq} è lo sfasamento che si ha fra il nodo p e il generico nodo q a causa dello sbalzo nello scambio di potenza fra questi.

Il termine Y_{pq} indica il generico elemento della matrice delle ammettenze ed è espresso secondo la:

$$Y_{pq} = A_{pq} \cdot y \cdot A_{qp}$$

Dove con A_{qp} si indica il generico elemento della matrice di incidenza nodo-lato e con y si indica l'ammettenza della linea che unisce due generici nodi.

Nelle reti a stella (tanti nodi collegati ad uno, ad esempio nella configurazione in cui un gruppo di utenti finali è collegato al trasformatore di media tensione) valgono le relazioni:

$$\sum_n A_{pq} A_{qp} = 4n_{imm} \quad (*)$$

$$\sum_n Y_{pq} \leq \frac{n}{R} \quad \longleftrightarrow \quad \frac{R}{n} \sum_n Y_{pq} \leq 1$$

Dove con R si indica la resistenza totale delle linee nella rete di BT e con n_{imm} il numero di utenti che immettono in rete nella zona.

Quello segnato con (*) è un concetto che verrà ripreso in seguito.

Ritornando alle equazioni [2] e [3] si nota che queste non sono altro che l'espressione estesa del differenziale dei termini P e Q nel caso di picchi di potenza di entità non elevata, che andrebbero integrati nell'intervallo entro cui si muovono le variabili che influenzano la potenza.

Esprimendo in forma polare le equazioni [2] e [3] le variabili diventano f e t , quindi le [2] e [3] diventano:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \quad [7]$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial t} \Delta t \quad [8]$$

Che esplicitando le forme di P e Q secondo le [7] e [8] diventano:

$$\Delta P = -V^2 \sum_n Y_{pq} \operatorname{sen} f \Delta f + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \quad [9]$$

$$\Delta Q = -V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial t} \Delta t \quad [10]$$

Rimane adesso il problema della determinazione degli andamenti nel tempo della P e del f .

Osservando le formule [5] e [6] si può evincere che:

$$Q = \frac{\partial P}{\partial f} \quad [11]$$

quindi:

$$\Delta Q = -V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f \Delta f + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial P}{\partial J} \right) \Delta t \quad [12]$$

$$\Delta Q = -V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f \Delta f - V^2 \frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_n Y_{pq} \operatorname{sen} f \right) \Delta t \quad [13]$$

$$\Delta Q = -V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f \Delta f - V^2 \left(\sum_n Y_{pq} \cos f \right) \frac{\partial f}{\partial t} \Delta t \quad [14]$$

Considerando che nel caso in cui si vogliono valutarne i massimi Δf e f assumono lo stesso valore si arriva a:

$$\Delta P = -V^2 \sum_n Y_{pq} f \sin f + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \quad [15]$$

$$\Delta Q = -V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f \left(f + \frac{\partial f}{\partial t} \Delta t \right) \quad [16]$$

Esplicitando il valore minimo ammissibile del $\cos f$ e il corrispondente valore massimo dell'angolo f , pari rispettivamente a 0,8 e 0,643 rad, ed esplicitando il valore medio della tensione pesato rispetto alla lunghezza delle linee (2128 V) nelle reti di media e bassa tensione, quelle più influenzabili dai transitori improvvisi poiché a questa scala tutto dipende dalle abitudini di singoli gruppi ristretti di piccoli utenti, e considerando piccoli intervalli di tempo, tali che $\Delta t \approx \partial t$, si arriva alla seguente formula:

$$\Delta Q = 4,66 * 10^6 \sum_n Y_{pq} \quad [\text{VAR}]$$

Vale la pena, allora, di tirare in ballo il concetto espresso nella pagina precedente.

Ciò è possibile moltiplicando il primo e il secondo membro della precedente equazione per R/n , dove n = numero utenti in bassa tensione (21000000) e

R = resistenza totale delle relative linee (esplicitata nella tabella di pagina 57).

Si arriva alla seguente relazione:

$$0,0129 \Delta Q \leq 4,66 * 10^6, \text{ quindi } \Delta Q_{\max} = 3,58 * 10^5 \text{ KVAR.}$$

Secondo la relazione 11, in caso di transitori di piccola entità, è possibile moltiplicare direttamente ΔQ_{\max} per f per ottenere ΔP_{\max} , si ottiene allora $\Delta P_{\max} = 2,3 * 10^5 \text{ KW.}$

Sommando i quadrati di questi valori ed effettuandone la radice quadrata si ottiene la potenza apparente massima dissipata per effetto di un singolo transitorio nella piccola utenza in media e bassa tensione:

$$\Delta S_{\max} = 4,25 * 10^5 \text{ KVAR}$$

Da quanto detto e considerando che l'Italia ha attualmente un consumo istantaneo di potenza elettrica pari a $4,03 \cdot 10^7$ kW (fonte TERNA), si evince che nella rete elettrica italiana le perdite massime di potenza apparente che può causare un singolo transitorio nella piccola utenza sono pari all'1%, un valore che andrebbe a sommarsi a quello già trovato prima e che comunque non tiene conto dei transitori nelle utenze medie e grandi (comunque queste non sono l'oggetto del presente studio) e del fatto che i transitori durante la giornata sono svariati.

Riferendosi solo alla potenza istantanea consumata dalla piccola utenza (quella la cui incidenza è percepita immediatamente con i costi sostenuti dall'utente, quantificabile dal prodotto 21 milioni per 0,5 kW istantanei in $1,05 \cdot 10^7$ kW) e ai relativi transitori indotti nella rete MT e BT, il contributo della perdita di potenza per un transitorio risulta pari al 4,1%.

Quelle dette all'inizio di questa pagina sono considerazioni poco probabili nella realtà, ma che servono a fissare un limite entro il quale ragionare per quantificare in maniera più realistica le dissipazioni da transitorio di potenza.

Il motivo delle considerazioni fatte è preciso ed è esplicitato di seguito.

Per il passo successivo verso l'obiettivo di una quantificazione più attenta dei benefici apportabili se si eliminassero i picchi di corrente è necessario richiamare le equazioni [15] e [16] senza le ipotesi semplificative fatte precedentemente:

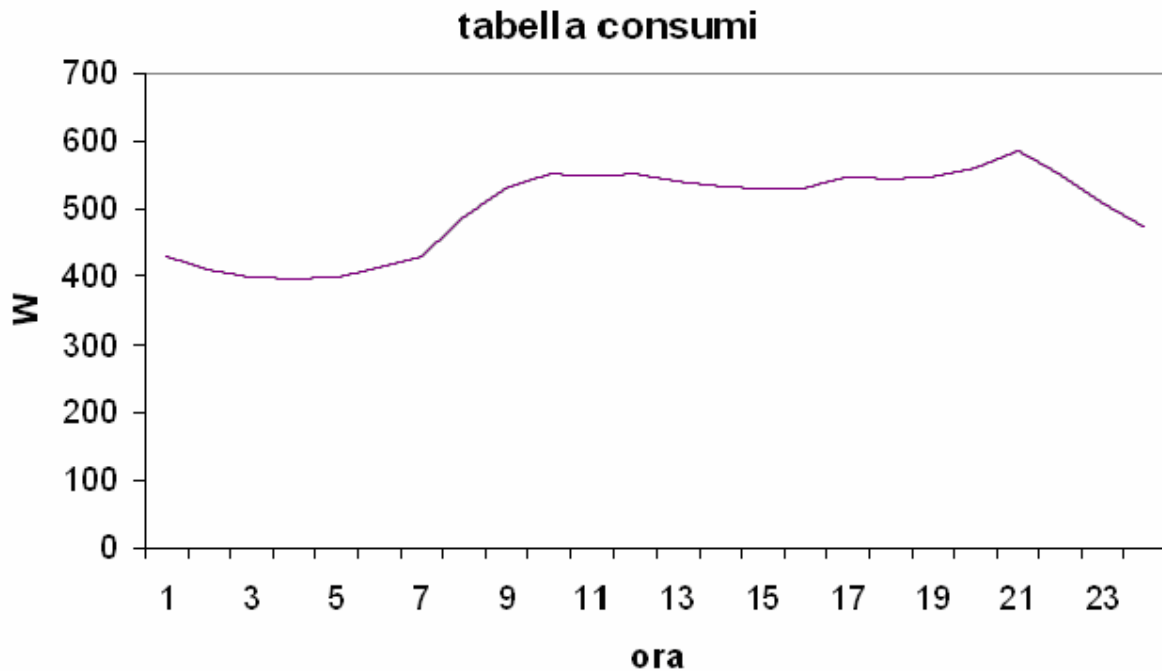
$$\Delta P = -V^2 \sum_n Y_{pq} \Delta f \operatorname{sen} f + \frac{\partial P}{\partial t} \Delta t \quad [17]$$

$$\Delta Q = -V^2 \sum_n Y_{pq} \cos f \left(\Delta f + \frac{\partial f}{\partial t} \Delta t \right) \quad [18]$$

Per riuscire ad avere un'idea di quanti sono e come evolvono i transitori durante la giornata bisogna trovare l'andamento della potenza in funzione del tempo e la funzione del tempo che lega a questo l'angolo di sfasamento f .

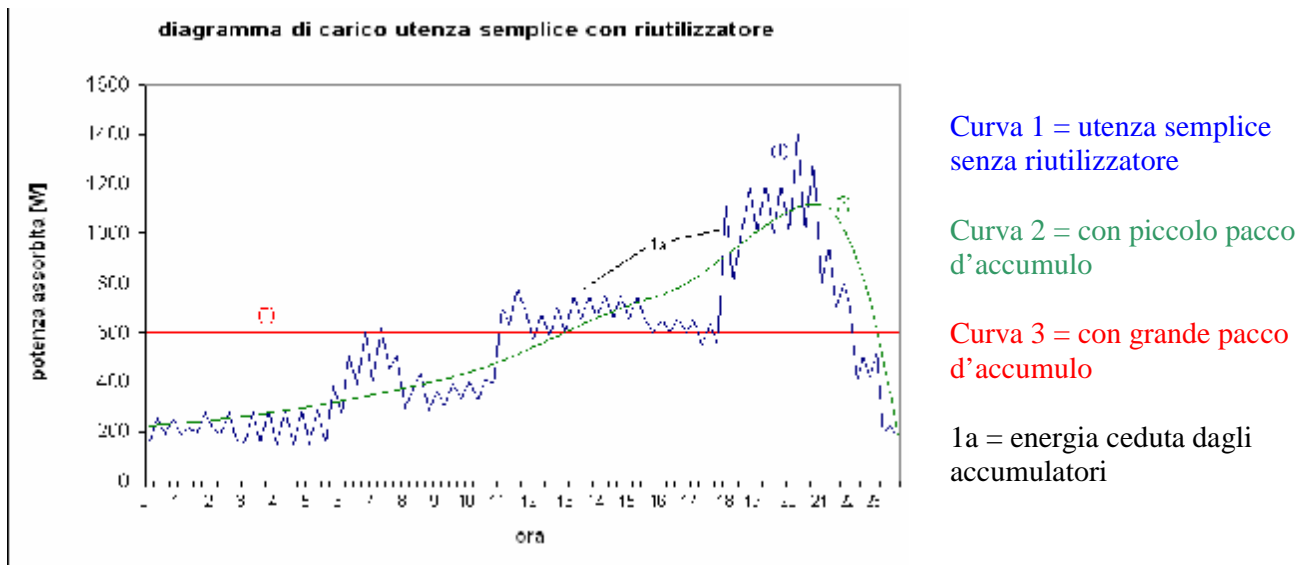
Per fare ciò si deve ricorrere ai dati statistici sull'andamento dei consumi elettrici.

Il grafico consumi-tempo che si è scelto è quello giornaliero medio del mese d'agosto dell'anno 2006 per la singola utenza italiana, rappresentato alla pagina seguente:



Il motivo per il quale si è scelto questo mese sta nel fatto che è quello più rappresentativo dei consumi effettivi della piccola utenza poichè la fonte usata per reperire i dati sui consumi (la TERNA), fornisce dati inerenti i consumi elettrici italiani globali, che durante gli altri mesi dell'anno sono fortemente influenzati dai consumi industriali e dei servizi, in misura addirittura pari o superiore al 50%.

Di seguito viene mostrato a titolo di esempio il grafico potenza-tempo dell'impianto pilota installato nella sede della Ecotecnologie, a Siracusa, integrato coi diagrammi dei consumi rilevati usando adeguati pacchi di accumulo a corredo:



Quanto sopra è utile a far notare ciò che effettivamente “vede” il contatore ENEL in caso di installazione della configurazione base dell’Ecopower, e si nota appunto l’addolcimento dei picchi o il loro appiattimento completo nel caso di uso di un robusto pacco d’accumulo (motivo per cui in tutte le configurazioni si usano 4 accumulatori anziché quelli che risulterebbero dai fogli di calcolo prima citati).

Ad ogni modo lo studio è stato eseguito sulla tabella dei consumi di pag. 47, in quanto rappresentativa di tutta l’utenza italiana, statisticamente più significativa di un caso singolo.

Per operare sui vari termini delle equazioni [17] e [18] sarebbe necessario conoscerne l’espressione analitica.

Pertanto si opera lo sviluppo in serie di Taylor dell’equazione generica che dovrebbe descrivere più da vicino l’andamento della linea prima disegnata e si applica questa il metodo dei minimi quadrati comparando l’equazione con i dati reali.

La forma della generica equazione è rappresentata a seguire:

$$P = At^n + Bt^{n-1} + Ct^{n-2} + \dots + P_0 \quad [19]$$

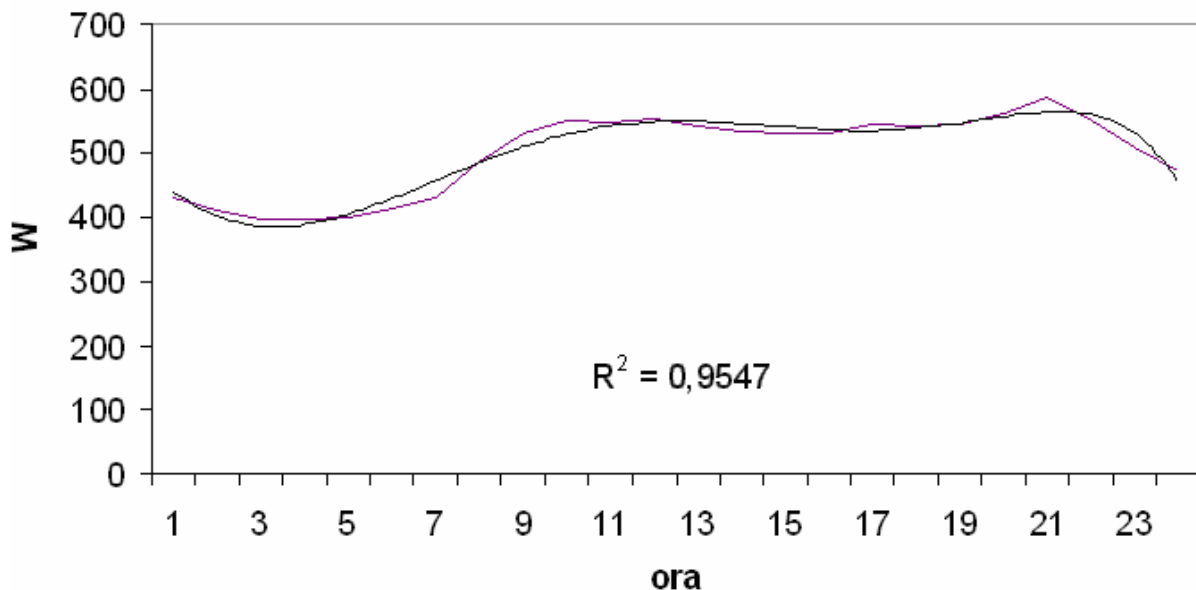
Con t espresso, stavolta, in ore, date le dimensioni e la velocità di variazione dei parametri caratteristici del sistema in questione.

Trovare le costanti e P_0 è lo scopo del metodo appena descritto.

L’accuratezza dipende da due fattori:

- Il valore della potenza fino al quale si vuole fare arrivare il polinomio che rappresenta quest'equazione
- Il livello di variabilità nell'intervallo entro il quale si muove la curva della quale ricercare l'equazione

In prima battuta si ipotizza di arrivare al sesto livello di derivazione (e quindi di potenza) e di prendere in esame tutto il giorno



E' proprio a questo punto che la considerazione fatta prima sui massimi consumi anche per un solo transitorio diventa utile.

L'errore fatto nel costruire una curva che serva a prevedere l'andamento della potenza durante il giorno deve essere al massimo comparabile con l'errore fatto nel calcolare l'entità del transitorio di potenza in base ai dati statistici come descritto prima.

Visti i modesti valori entro i quali ci si muove quest'assunto diventa di importanza cruciale.

Poiché l'errore fatto nel calcolare l'entità del singolo transitorio di potenza è dell'ordine massimo del punto percentuale la scelta di usare il metodo dei minimi quadrati con equazione di tipo polinomiale porta a risultati attendibili solo se vi si

può associare un R^2 minore o uguale a 0,01 o almeno di un ordine di grandezza più piccolo dell'entità della potenza perduta massima in seguito ai transitori.

Tali considerazioni possono forse apparire eccessive al lettore profano, ma sono assolutamente necessarie per l'attendibilità di questo studio.

Sulla base di quanto detto prima le ipotesi di arrivare al sesto livello di derivazione e di prendere in esame tutto il giorno non portano a risultati accettabili.

Si deve procedere, quindi, elevando il livello di derivazione oppure restringendo l'intervallo entro il quale si calcolano i transitori.

Poiché la prima scelta comporta un onere di calcolo molto pesante (o, elevando ancora il livello di potenza o passando a più accurati metodi come le reti neurali, l'uso di calcolatori potenti) si preferisce operare sulla seconda calcolando $P(t)$ e la sua derivata solo negli intervalli entro cui si hanno gli sbalzi nei consumi di potenza.

Il passo successivo è trovare da dati statistici il valore dell'angolo di sfasamento dell'utenza media in funzione del tempo.

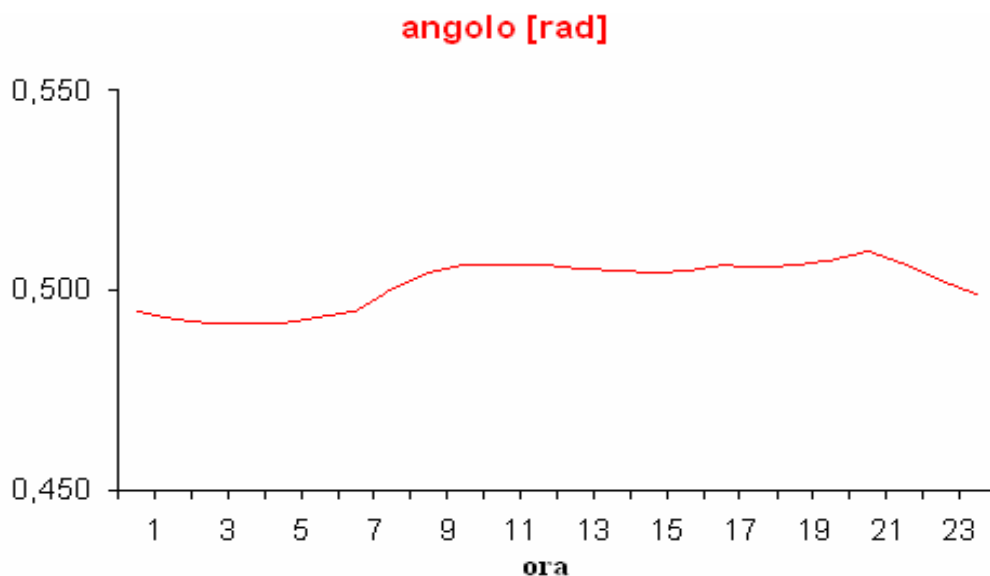
Fra esso e la potenza consumata si costruisce una relazione empirica basandosi sulla constatazione che nella realtà in contemporanea ai picchi di potenza vi è l'accensione in massa di motori elettrici, trasformatori e parti in movimento in elettrodomestici come lavatrici, frigoriferi, condizionatori e asciugacapelli, che sono i responsabili dello sfasamento.

Conoscendo il massimo e il minimo entro cui si muovono la potenza e il $\cos\phi$ (la prima stabilita dall'ENEL, la seconda da dati statistici) si può definire la relazione empirica che li lega:

$$\cos f = 0,9 - 0,15 \left(\frac{P}{3300} \right) \quad [21]$$

Dove P = potenza impegnata dall'utenza [W] e 0,9 rappresenta il massimo del $\cos\phi$ medio nella rete.

Conoscendo l'andamento del $\cos\phi$ si può agevolmente costruire il grafico e l'equazione del ϕ , con lo stesso metodo prima descritto, mostrati a seguire:



Nello specifico caso gli sbalzi degni di nota nei consumi che si hanno durante la giornata sono 3: uno dalle 6 alle 8 del mattino comprese, l'altro dalle 18 alle 20 escluse (con un picco che si mantiene intorno alle 20) e l'ultimo dalle 21 alle 00 comprese.

Calcolando le altre relative variabili nelle ore all'interno dei detti intervalli e sommandone i risultati si fa un'operazione simile all'integrazione della potenza attiva e reattiva perdute.

L'integrazione vera non è possibile perché la realtà non ammette discontinuità, si potrebbe solo discretizzare in maniera più spinta.

Vengono quindi calcolate le variabili alle ore 6, 7, 8, 19, 21, 22, 23, 00.

Poiché si tratta di intervalli di massimo 4 punti misurati ciascuno, ci si può arrestare senza problemi anche al terzo ordine di derivazione ottenendo un $R^2 \approx 1$.

Una volta trovate le equazioni (i calcoli vengono omessi per semplicità, occorrerebbero 10 pagine per mostrare tutti i passaggi) e i relativi valori, essi sono stati diagrammati nel foglio di calcolo mostrato alla pagine seguente:

ora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
P	437	417	406	404	407	422	438	496	540	560	559	561	550	543	539	541	556	553	557	570	597	559	517	480
cos ϕ	0,880	0,881	0,882	0,882	0,882	0,881	0,880	0,877	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875	0,875	0,876	0,875	0,875	0,875	0,875	0,874	0,873	0,875	0,877	0,878
ϕ	0,495	0,493	0,492	0,491	0,492	0,493	0,495	0,500	0,504	0,506	0,506	0,506	0,505	0,505	0,504	0,504	0,506	0,506	0,506	0,507	0,510	0,506	0,502	0,499
dP/dt	-31,54	-15,32	-6,47	0,27	8,97	15,65	36,98	50,92	32,40	9,46	0,32	-4,40	-9,01	-5,55	-1,21	8,82	6,06	0,01	8,77	20,03	-5,37	-39,82	-39,90	-40,04
d ϕ /dt	0,0030	0,0015	0,0006	0,0000	0,0009	0,0015	0,0035	0,0048	0,0031	0,0009	0	0,0004	0,0008	0,0005	0,0001	0,0008	0,0006	0,0000	0,0008	0,0019	0,0005	0,0037	0,0038	0,0038
	3						1												2			3		

1	$\Delta t = 3$ $\Delta\phi = 0,009$	$\Delta Q = 893035$ $\Delta P = 7144$
2	$\Delta t = 1$ $\Delta\phi = 0,004$	$\Delta S = 893063 \text{ KVAR}$
3	$\Delta t = 4$ $\Delta\phi = 0,011$	

Il valore di ΔS ottenuto rappresenta la perdita totale massima che si ha a causa dei transitori nella piccola utenza durante tutta la giornata.

Rapportato al valore della potenza consumata da quest'ultima (prima esplicitato) si evince che **la perdita di potenza causata dai transitori ammonta al 12,6% della potenza consumata dalla piccola utenza.**

Si badi bene che il dividere per il ΔS prima citato il valore della potenza consumata considerato a pagina 6 non porta alla definizione del fattore di potenza, perché si stanno confrontando fra loro potenze diverse, cioè quella da transitorio con quella media, che hanno un diverso campo d'esistenza temporale.

(*) E' il caso di riprendere il concetto prima espresso.

Quanto affermato è stato necessario per poter procedere al calcolo della potenza dispersa durante i transitori e la possibilità di variazioni di configurazione della rete che fanno cambiare il valore della $\sum_n Y_{pq}$ sarebbe una forzatura se queste variazioni non diventassero possibili anche in linea concettuale potendo cambiare i versi delle correnti nelle linee.

Questo è quello che succede con l'immissione in rete.

In caso di immissione in rete risulta difficoltoso invertire la matrice di incidenza nodo-lato poiché non si può ricavarne il determinante e quindi asserire a priori la sua singolarità, a causa dell'impossibilità a determinare univocamente i versi nelle linee durante i transitori, specie se questi sono causati proprio dall'immissione stessa.

La conseguente impossibilità a costruire matematicamente una costante di tempo per la rete in seguito ad un transitorio di potenza dovuto ad immissione ne rende inesatta la modellizzazione classica finora adottata.

Ciò apporta un ulteriore elemento di imprevedibilità nella gestione della stessa.

Va comunque sottolineato che, poiché comunque la potenza circolante nelle linee non sarebbe affatto nulla è lecito supporre che l'aumento di potenza circolante in rete può solo essere positivo.

L'effetto che si ha è quindi un aumento della temperatura negli elementi di distribuzione, cui segue una minore vita e maggiore difficoltà a trasportare la corrente a causa dell'aumentata resistività di questi.

I transitori di potenza tradizionali costano già all'utente circa il 10% in più in bolletta. Quanto costerebbe aggiungere altra carne al fuoco a causa di chi immette in rete?

Quindi (sic!) le buone intenzioni di chi pensava di diminuire l'emissione di CO₂ immettendo in rete corrente portano esattamente al contrario di quello che ci si aspettava.

E sarebbero queste le soluzioni all'emissione di gas serra?

Quanto detto suffraga ulteriormente l'idea che la rete elettrica non è concepita per immettervi corrente, e questo non solo per l'impossibilità di stabilire le correnti di corto circuito nelle linee in questa configurazione, che diventa anzi una diretta conseguenza di quanto detto.

Tenendo conto di quanto sopra è stato creato il seguente foglio di calcolo:

tipo linea	tens media d'eserc [V]	lunghezza linea [km]	R unit [Ω/Km]	cos Φ medio	I d'eserc [A]	R	p disp [kW]
AT trif	380000	10550	0,066	0,85	870	696,3	243165117
AT trif	220000	10337	0,119	0,85	700	1230,1	278101884
CC	200000	857	0,155	1	650	132,835	56122787,5
MT trif	140000	34560	0,22	0,85	350	7603,2	429733169
MT trif	80000	2707	0,48	0,85	260	1299,36	40526823,2
BT trif	6000	328188	0,26	0,8	85	85328,9	321113192
BT trif	320	702699	0,65	0,8	55	456754	1167213442
Totale perdite della rete di distribuzione = 2,61*10⁶ kW + 8,96*10⁵ kVAR							

Riportando i dati sulla stima dei consumi per il 2006 (nel diagramma a pagina 29) ad un periodo di un anno per avere la potenza elettrica prodotta e sommandovi il dato ottenuto dal diagramma precedente si ottiene una produzione di potenza alla fonte di 4,5*10⁷ kW .

Effettuando il rapporto fra le perdite e la produzione di potenza alla fonte si stima che **le perdite di distribuzione medie al 2006 in Italia sono ammontate al 7%.**

La produzione di CO₂

Considerando l'aumento del prezzo del petrolio, il trend di crescita del contributo delle fonti rinnovabili nella produzione non diffusa di energia elettrica e il fatto che se anche oggi stesso tornassimo al nucleare ci vorrebbero almeno 10 anni per vedere operativa la prima centrale, si può supporre che la riduzione gravi esclusivamente sulla produzione da combustibili fossili.

La produzione, la distribuzione e il trasporto sono attività che producono direttamente CO₂ e la sola produzione da combustibili fossili comporta attualmente l'immissione di circa 1000 g di CO₂/kWh nell'atmosfera.

Il trasporto del combustibile alle centrali incide mediamente per un ulteriore 20% sul suo consumo, quindi una riduzione dell'uso del combustibile impone un'ulteriore riduzione per i mancati trasporti.

Tuttavia bisogna anche considerare la quantità di CO₂ prodotta indirettamente per costruire un pannello fotovoltaico, che è direttamente proporzionale all'energia usata per costruirlo e che, anche se questi non venissero prodotti in Italia, sarebbe comunque ascrivibile ad essa perché per essa prodotta.

un pannello del tipo Suntech STP165S in silicio policristallino, superficie 0,93 mq, dura di sicuro 25 anni, ma arriva tranquillamente a 30 o più.

Comunque si consideri 25 per essere nelle peggiori condizioni.

Con le condizioni che ho descritto prima (latitudine 40°, esposizione a sud, inclinazione 30° fissa, albedo 0.25, ombreggiamento 15%) un singolo pannello produce 210 kWh/anno.

In 25 anni di vita questo pannello avrà prodotto quindi circa 5250 kWh elettrici (che sono da distinguersi da quelli termici o meccanici, ma per ora questo concetto ce lo teniamo caro).

Il processo di produzione dalla sabbia al pannello è fatto di diversi passaggi, che verranno normalizzati al kg di Si e alla durata del processo (circa 60 ore):

- 1) Produzione del silicio metallurgico dalla silice
- 2) purificazione del silicio metallurgico a silicio elettronico (processo Siemens)
- 3) conversione del silicio elettronico a silicio monocristallino (processo Czochralski)
- 4) affettamento in wafer
- 5) decappaggio chimico
- 6) formazione della giunzione p-n
- 7) realizzazione e incollaggio della griglia metallica frontale di raccolta delle cariche elettriche
- 8) ulteriore affettamento in lingotti
- 9) levigatura
- 10) realizzazione del contatto elettrico posteriore, per elettrodeposizione o per serigrafia.
- 11) Trattamento antiriflesso
- 12) Assemblaggio in serie/parallelo delle celle
- 13) Laminazione delle celle
- 14) Produzione della cornice in alluminio
- 15) Montaggio della cornice
- 16) Produzione dei componenti della giunzione
- 17) Montaggio della scatola di giunzione

- 1) richiede una fornace elettrica a temperatura di circa 2000°C, il carbonio riduce la silice in silicio secondo l'equazione chimica $\text{SiO}_2 + \text{C} \rightarrow \text{Si} + \text{CO}_2$. Conoscendo l'energia di quarta ionizzazione del Si (4355,5 kJ/mol) e la sua MMR (28,01) ne segue che per 1 kg di Si metallurgico ci vorranno almeno 155553 kJ.
- 2) Nel processo Siemens, sbarre di silicio ultrapuro sono esposte al triclorosilano a 1150°C; il gas di triclorosilano si decompone e deposita dell'altro silicio sulla sbarra, allargandola secondo la reazione chimica a seguire:

$2 \text{HSiCl}_3 \rightarrow \text{Si} + 2 \text{HCl} + \text{SiCl}_4$. Anche qui c'è un passaggio intermedio dove il Si deve essere libero fino alla quarta ionizzazione, quindi l'energia che ci vuole per 1 kg è almeno 155553 kJ.

- 3) Il processo Czochralski è l'accrescimento di un cristallo di silicio in maniera molto ordinata attorno ad un nucleo, qui a regime bisogna mantenere il Si poco sopra la temperatura di fusione (quindi almeno a 1415 °C), pertanto ci vogliono 1900 kJ/kg.
- 4) Si devono creare due facce di Si adiacenti delle quali una con impurità di P, l'altra di B, questo viene fatto tenendo il Si (ovviamente fuso) a 1560 °C per circa 60 ore e drogandolo prima con il B, poi con il P – a regime ci vogliono circa 240000 kJ/kg
- 5) La riduzione elettrolitica dell'alluminio dalla bauxite fusa e miscelata con criolite costa 50400 kJ/kg di Alluminio puro, considerando le dovute proporzioni in alluminio per kg di Si si hanno circa 25000 kJ/kg
- 6) La riduzione elettrolitica dell'alluminio dalla bauxite fusa e miscelata con criolite costa 50400 kJ/kg di Alluminio puro, considerando le dovute proporzioni in alluminio per kg di Si si hanno
- 7) La tecnologia descritta è la stessa che per i wafer, ma il dispendio energetico è circa 1/1000

I calcoli erano fatti al kg di Si perché con ottima approssimazione è la quantità di Si elettronico che alla fine del processo si usa per ogni cella (0.35 mm x 12,5 cm x 12,5 cm x 72 celle a pannello x 2,23 kg/dm³).

Il consumo dei macchinari meccanici può essere stimato in tutto il processo in circa 180000 kJ (50 kW per un'ora di lavoro circa

Mettendoci anche la quantità di vetro necessaria alla lastra dalla sabbia alla cella ci vogliono circa 8150000 kJ/pannello.

Poiché $1 \text{ W} = 1 \text{ J/s}$ allora $1 \text{ Wh} = 3600 \text{ J}$, ma bisogna vedere quale è la forma di energia in cui viene trasformata l'energia elettrica e da qui estrapolare un rendimento.

Poiché si tratta al 75% (in termini di energia) di processi termici e al 25% di processi meccanici posso affermare che un buon fattore di rendimento sarà 0,8 (tutta l'energia elettrica che si usa in un processo termico viene trasformata o comunque dissipata come energia termica, mentre quella che riesco a trasformare in energia meccanica è una percentuale che raramente supera il 30%).

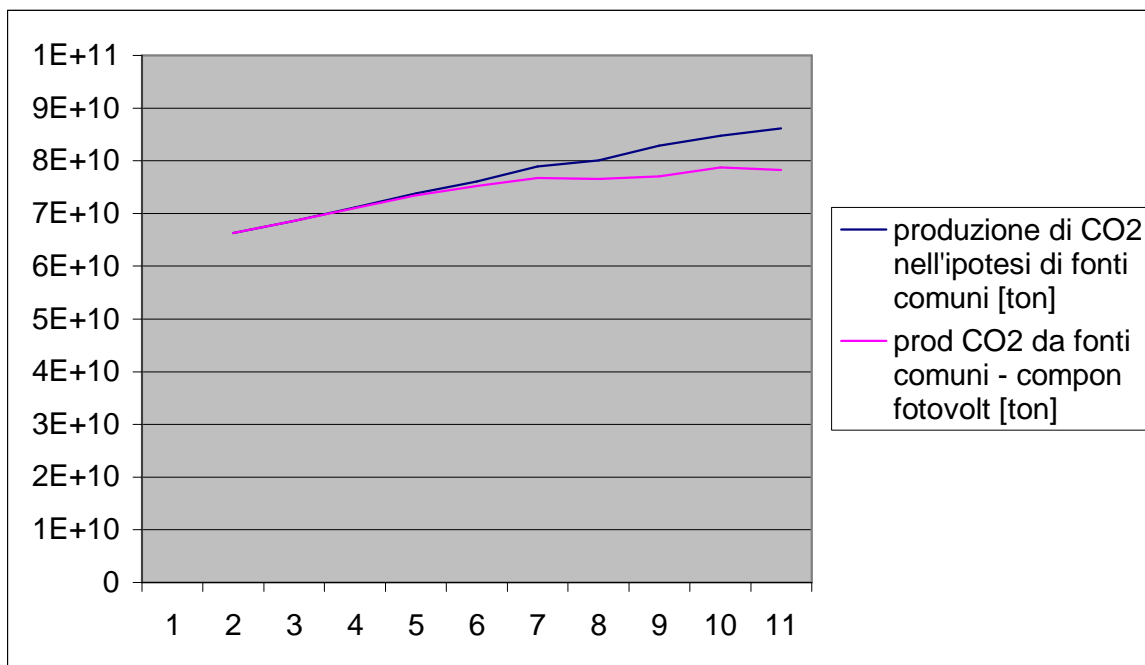
Considerando oltre al montaggio anche i test e il trasporto questo alla fine vuol dire che per fare un pannello FV del tipo di quello che ti ho detto ci vuole una quantità di energia comparabile a 425 kWh elettrici.

Da quanto detto si evince che l'EROEI di un pannello FV (non dell'impianto ma del solo pannello) è 12 anni, 4 mesi e 1 settimana e il suo EPBT è 2 anni e 1 settimana.

In base a quanto detto precedentemente è lecito dire che i pannelli FV dell'ultima generazione (che presentano un rendimento medio del 16% circa) hanno un EPBT di 2,5 anni, mentre un impianto completo ha un EPBT (energy pay-back time) di circa 5 anni, cioè a regime impiega 5 anni per produrre l'energia che è stata necessaria alla sua costruzione.

Immettendo tutti i dati finora descritti in un foglio di calcolo appositamente creato si ha la situazione descritta nel diagramma a pagina seguente:

anno		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
consumo elettrico annuo pro-capite stimato [kWh]	nord	1440	1490	1544	1602	1640	1700	1730	1760
	centro	1108	1146	1188	1232	1262	1308	1331	1354
	sud	883	914	947	983	1038	1076	1081	1173
bacino d'utenza stimato [numero persone]	nord	5000	15000	30000	75000	200000	400000	650000	1000000
	centro	6000	18000	36000	90000	240000	480000	780000	1200000
	sud	10000	30000	60000	150000	400000	800000	1300000	2000000
	globale	21000	63000	126000	315000	840000	1680000	2730000	4200000
superficie installata stimata per famiglia [m2]	nord	4	8	12	16	20	24	28	28
	centro	4	8	12	16	16	20	20	20
	sud	4	8	12	12	12	12	12	16
energia media prodotta per famiglia [kWh/anno]	nord	709	1418,0	2127,0	2836,0	3545,0	4254,0	4963,0	4963,0
	centro	876	1752,0	2628,0	3504,0	3504,0	4380,0	4380,0	4380,0
	sud	1018	2036,0	3054,0	3054,0	3054,0	3054,0	3054,0	4072,0
energia ENEL consumata per famiglia [kWh/anno]	nord	3179,0	2605,0	2041,8	1489,4	883,0	336,0	0	0
	centro	2114,8	1342,6	578,8	0	0	0	0	0
	sud	1367,3	432,1	0	0	0	0	0	0
produzione netta globale CO2 [ton]		33742593	5614824	11211764	51120726	60881918	271772710	197232990	434980717
produz CO2 dov alle compon impianti agg [Kg/m2]		1085	60	60	55	49	55	49	70
produzione di CO2 nell'ipotesi di fonti comuni [ton]		66335139217	68638442662	71126010382	73797842378	76163920805	78950405712	80079038462	82885470085
prod CO2 da fonti comuni - compon fotovolta [ton]		66304215855	68604318438	71027970564	73482219598	75299493119	76824768585	76550283740	77065399448
variazione produz CO2 per elettricità [%]		-0,0466	-0,0497	-0,1378	-0,4277	-1,1350	-2,6924	-4,4066	-7,0218
kg CO2 necessari per produrre 1 kWh in Italia considerando anche il contributo delle fonti rinnovabili		1	0,998	0,997	0,995	0,994	0,992	0,990	0,989



Va sottolineato che il numero di utenti è visto come un parametro perché è molto difficile stimare quali possano essere i fattori sociali ed economici che potrebbero portare ad una diffusione di massa della tecnologia in questione.

Supponendo che la diffusione di questa tecnologia possa contare sugli aiuti del Governo si potrebbe arrivare a 6000000 di utenze al 2016.

In questo caso nella produzione di energia elettrica in Italia si avrebbe **al 2016 una riduzione complessiva dell'emissione di CO₂ rispetto alla situazione attesa se l'uso dei combustibili fossili restasse invariato, del 9,11 %.**

Analisi economica

IMPIANTO BASE (KIT 0)

Batterie : 4x12 V-42 Ah o in alternativa un pacco di batterie piccole a secco (occupano più spazio ma evitano gli eventuali problemi dovuti agli acidi in quelle al piombo)

Riutilizzatore : Mod. MK4000C

Struttura metallica di supporto.

Messa in opera.

Costo chiavi in mano: 4000 euro tutto compreso

IMPIANTO FOTOVOLTAICO BASE (KIT 1)

Batterie : 4x12 V-42 Ah(occupano più spazio ma evitano gli eventuali problemi dovuti agli acidi in quelle al piombo)

Riutilizzatore : Mod. MK4000C

Struttura metallica di supporto.

4 Moduli Fotovoltaici al silicio monocristallino da 1 m² cadauno

Struttura metallica di supporto

Scatole connessione e regolatori di carica.

Messa in opera.

Costo chiavi in mano: 7500 euro tutto compreso

Un impianto FV operante secondo queste modalità attualmente non fruisce del conto energia, ma la sua installazione può figurare come intervento volto alla riduzione del fabbisogno di energia e quindi fruire della riduzione su base Imponibile lordo (IRPEF nel caso dei privati) del 36% in 5 anni o del 55% in tre anni delle spese sostenute.

Quest'ultimo caso qualora venga prodotta opportuna asseverazione di un tecnico abilitato che certifichi la riduzione del fabbisogno di energia primaria di almeno il

20% rispetto ai valori tabellati nel D.Lvo 192/05 e s.m.i., mentre quanto detto non è necessario per il 36%.

Si può partire con il solo KIT1 e la potenza dell’Impianto Fotovoltaico è ampliabile nel tempo, anche facendo ricorso all’intervento di fonti energetiche rinnovabili diverse dal FV (accoppiando, ad esempio, FV ed eolico insieme, cosa impossibile nel caso di immissione in rete o scambio sul posto).

Acquistando, ad esempio, pacchi di unità Fotovoltaiche da 4 pannelli da 1 m² cadauno in ragione di uno l’anno, il cui costo per pacco è attualmente 3500 euro tutto compreso, progressivamente ci si distacca dalla rete Enel.

La progressione di distacco dalla rete Enel può avvenire secondo le modalità descritte nella tabella seguente.

Stime sui costi

anno		2007	2008	2009	2010	2011	2012
spesa d'installazione annua [euro]	nord	7500	3500	3500	3500	3500	3500
	centro	7500	3500	3500	3500	3500	0
	sud	7500	3500	3500	3500	0	0
costo del kWh [euro]		0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19
consumi rimanenti ENEL stimati [KWh/anno]	nord	3242	2892	2554	2226	1844	1521
	centro	2206	1721	1245	776,8	267	0
	sud	1447	827	212	0	0	0
Spesa rimanente ENEL stimata [euro]	nord	572	469	368	268	168	64
	centro	381	242	104	0	0	0
	sud	246	78	0	0	0	0
spesa totale da sostenere compresa la detrazione del 36% sull'imponibile lordo [euro]	nord	17909					
	centro	14487					
	sud	11844					
spesa totale da sostenere compresa la detrazione del 55% sull'imponibile lordo [euro]	nord	13159					
	centro	10402					
	sud	8424					
tempo di ritorno della spesa con detrazione del 36% [anni]	nord	22 (19 con installazione completa immediata)					
	centro	18 (17 con installazione completa immediata)					
	sud	14 (13 con installazione completa immediata)					
tempo di ritorno della spesa con detrazione del 55% [anni]	nord	16 (15 con installazione completa immediata)					
	centro	13 (12 con installazione completa immediata)					
	sud	10 (9 con installazione completa immediata)					

Studio di un caso

La stabilità della rete

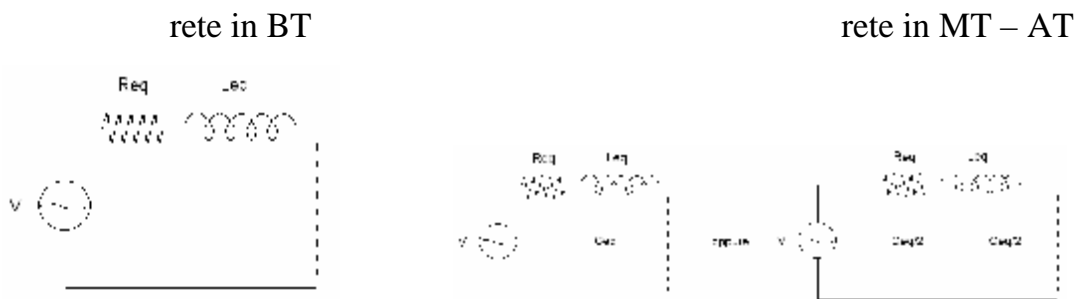
Lo scopo di questo studio è la dimostrazione dell'utilità che la tecnologia Ecopower, massificata, avrebbe per la rete nel caso di transitorio di potenza.

I parametri normali di una rete consentono una certa "inerzia" della stessa, intesa questa come la tolleranza nei suoi parametri caratteristici che le consentono di reagire agli effetti di un transitorio.

Uno degli effetti più deleteri di un transitorio (che di regola è causato da uno sbilanciamento repentino fra la potenza consumata e quella fornita) è la variazione di frequenza nella rete.

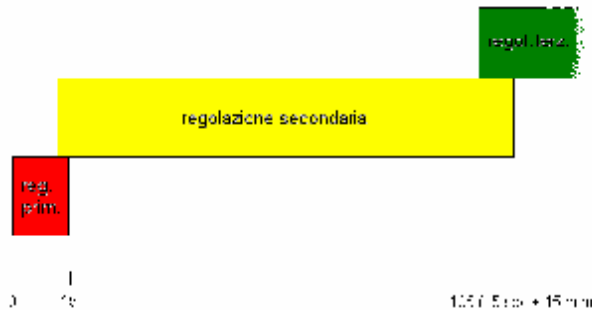
Poiché il problema è vedere quanta è l'energia in gioco per compensare un transitorio viene automatico considerare noti ΔP_0 ed L , già espressi secondo le relazioni che compaiono nel capitolo "la massificazione dell'energia ecocompatibile".

α , la capacità autoregolante del carico, è una costante di tempo ed è pertanto misurata in secondi come le costanti di tempo caratteristiche dei circuiti elettrotecnici equivalenti alla rete in AT – MT e in BT per km di lunghezza, che per opportuna chiarezza sono mostrati in seguito:



Secondo le raccomandazioni UCTE in caso di transitorio la regolazione primaria deve intervenire entro 15 secondi e ripristinare il gap di potenza generale entro 30

secondi e quella secondaria e terziaria (eventuale) devono ristabilire i gap di potenza fra le varie zone entro 15 minuti secondo lo schema a pagina seguente:



Ne segue che sostanzialmente non sono sovrapponibili le azioni dei meccanismi di regolazione primaria e secondaria e che l' α è quindi ricavabile da una relazione del tipo di quella sottostante:

$$a = \left[a_B \left(\frac{L_B}{L_B + L_M} \right) + a_M \left(\frac{L_M}{L_B + L_M} \right) \right] \left(\frac{90}{90 + 15} \right) + a_{M-A} \left(\frac{15}{90 + 15} \right) \quad [\text{sec}] \quad [1]$$

Dove:

α_B = costante di tempo della rete in bassa tensione

α_A = costante di tempo della rete in alta tensione

L_B = lunghezza totale della rete in bassa tensione

L_M = lunghezza totale della rete in media tensione

L'equazione costitutiva di una centrale di regolazione secondaria è:

$$G_i = \Delta P_i + K_{ri} \Delta f_i \quad [2]$$

Dove:

G_i = errore assoluto globale di regolazione della zona i-sima [MW]

K_{ri} = costante di regolazione secondaria [MW/Hz]

Δf_i = sbalzo istantaneo di frequenza = $f - f_m$

Poiché lo scopo della riserva secondaria è portare G a 0:

$$\Delta P_m = -K_{rm} \Delta f_m \quad [3]$$

Quindi estendendo il concetto alla potenza totale:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_0 = -\Delta f \sum_m K_{ri} \\ \Delta P_0 = \sum_n (-\Delta P_j) + \frac{a}{100} L \Delta f \end{array} \right. \quad [4]$$

cioè:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_0 = -\Delta f \sum_m K_{ri} \\ \Delta P_0 = \sum_n (-\Delta P_j) + \frac{a}{100} L \Delta f \end{array} \right. \quad [5]$$

Secondo le raccomandazioni UCTE α non deve essere maggiore dell'1%/Hz, Δf non deve essere superiore a 1 Hz e ΔP_0 non superiore a -3000 MW (considerata cioè come potenza perduta, ma vale sempre il discorso fatto prima con l'immissione in rete).

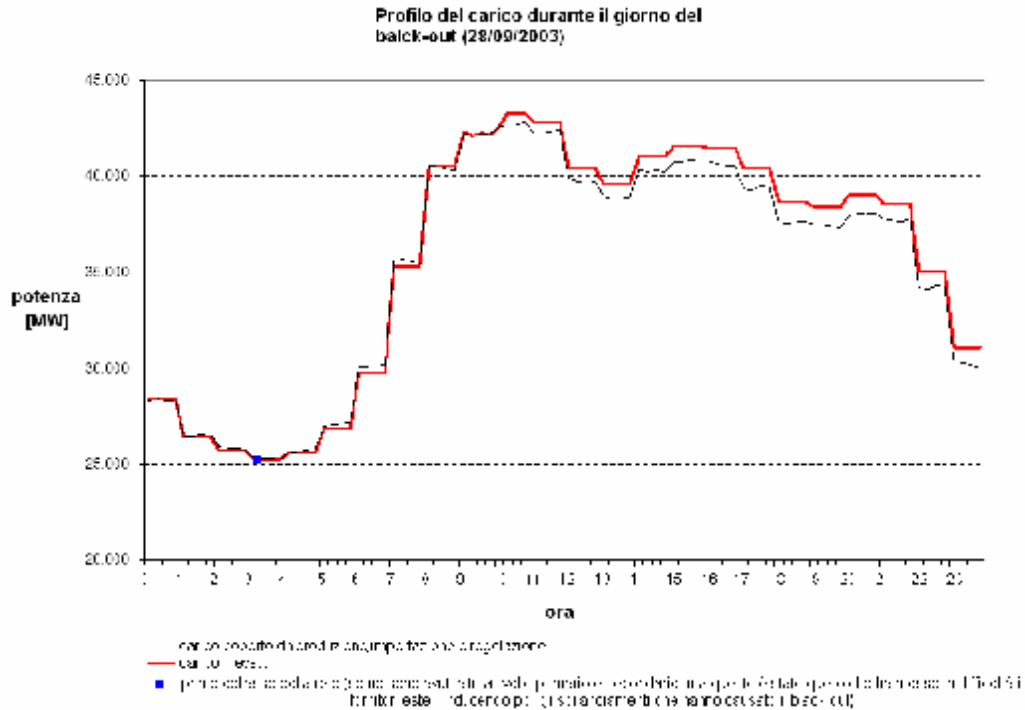
Conoscendo per la rete italiana il numero attuale di gruppi di produzione e regolazione primaria (530 comprese le centrali idroelettriche e quelle di pompaggio) e secondaria le uniche incognite rimangono allora K_{ri} , ΔP_i ed L .

La conoscenza del ΔP_0 e del Δf fissati dall'UCTE portano alle seguenti condizioni di sistema:

$$\left\{ \begin{array}{l} 3000 = K_{ri,tot} \\ -3000 = \sum_n (-\Delta P_j) + 0,01L \end{array} \right. \quad [10]$$

L può essere facilmente stimato dalla conoscenza dell'andamento dei consumi della rete e diventa un fattore cruciale per la risoluzione del sistema 10.

La tabella seguente mostra quello che è stato il consumo L rilevato durante la giornata in cui è avvenuto il black-out del 2003:



È il caso, adesso, di vedere come la tecnologia Ecopower avrebbe agito in favore del sistema, poiché, opportunamente massificata, avrebbe fatto sì che il gestore della rete vedesse un L molto minore di quello che è stato rilevato come consumo istantaneo prima dello sbalzo di potenza che ha causato il black-out nel 2003.

Questo, peraltro, senza inficiare il ΔP_0 e il Δf , come sarebbe stato nel caso di immissione in rete.

Dalla sopracitata si nota come nel lasso di tempo fra le ore 03.00 e le ore 03.28 (in cui è avvenuto il distacco completo delle reti che dalla Svizzera e dalla Francia portavano corrente all'Italia per surriscaldamento e scarico a terra dovuto al contatto accidentale con gli alberi e successivi transitori e guasti ripetuti) la potenza istantanea consumata in Italia era di 27500 MW.

A causa di quanto detto il 28/09/2003 sono stati sorpassati di molto i valori limite UCTE per ΔP_0 e Δf , arrivando a valori rispettivamente di 6600 MW e 2,5 Hz.

Il fatto di trovarsi pressoché nella sella di consumo non deve fare pensare che si fosse lontani dalle condizioni di collasso, poiché a quell'ora i gruppi di regolazione primaria erano disattivati e solo 3500 MW di questo consumo venivano dalle centrali di pompaggio (quelli provenienti dalle centrali termoelettriche dotate di grosse

turbine che non possono essere spente e riattivate in pochi minuti, che quindi costituivano la riserva primaria attivabile eccedente lo statismo delle centrali).

In queste condizioni il sistema 9 diventava:

$$\left\{ \begin{array}{l} 2640 = K_{rll,tot} \\ -6600 = \sum_n (-\Delta P_i) + 688 \end{array} \right. \quad [11]$$

Che porta a stimare un salto di potenza a cui le centrali di produzione e regolazione primaria sono state sottoposte pari a 7288 MW.

Lo sbalzo di potenza di 6600 MW avutosi rappresentava la quota di importazione dall'estero dell'Italia (che, come detto, venne a mancare a causa degli squilibri nel giro di 25 minuti).

In quel momento la quota di potenza autoprodotta era quindi di 23500 MW e quella importata da altri paesi (Grecia e Slovenia) era di 500 MW.

Ricordando la formula n° 1 del capitolo “la massificazione dell'immissione in rete” si ottiene lo statismo che il sistema elettrico italiano aveva il 28/09/2003:

$$b = \frac{2,5/50}{7288/23500} = 0,161 = 16,1 \%$$

si nota subito come esso era ben più di 3 volte superiore rispetto a quello medio delle centrali italiane, questo rendeva la rete troppo poco elastica per il transitorio avvenuto.

Data l'ora del black-out il consumo istantaneo della mattinata del 28/09/2003 è da attribuirsi totalmente all'uso massiccio di condizionatori nella piccola utenza, che per 21000000 di utenze italiane ha significato una media di 1140 W cadauna.

Se in quel frangente la piccola utenza fosse stata dotata del riutilizzatore elettronico di energie ecocompatibili nella versione base (Ecopower kit 0) questa avrebbe richiesto alla rete al massimo 500 W per ciascuna utenza un istante prima del guasto.

Se una piccola quota di questa (si supponga il 30%) fosse stata dotata del Riutilizzatore elettronico con impianto FV completo a corredo non sarebbe stata affatto vista dalla rete.

Il carico totale sarebbe stato allora di 10263 MW anziché 27500.

L'autoproduzione decurtata della quota di pompaggio e di importazione avrebbe dovuto essere quindi di 6263 MW e lo sbalzo da sopportare di 6856 MW.

Ne segue che si sarebbe avuto uno statismo:

$$b = \frac{2,5/50}{6856/6263} = 0,045 = 4,5 \%$$

Quindi la soluzione di massificare il riutilizzatore elettronico di energia ecocompatibile avrebbe praticamente "blindato" la rete pure contro un transitorio di potenza abnorme come quello avutosi nel 2003 (più del doppio del limite di tolleranza stabilito dall'UCTE per le reti elettriche nazionali europee).

In realtà non sarebbe necessario rinforzare così tanto la rete.

Basterebbe già fare in modo che la piccola utenza sia dotata al 70% del riutilizzatore con kit 0.

Anche in una condizione critica come quella dei consumi del 28 settembre 2003 si sarebbe avuto un carico di 15000 MW, necessitante un'autoproduzione di 11000 MW, che in caso di transitorio di potenza di 3000 MW e di 1 Hz (il massimo fissato, come detto prima) avrebbe sollecitato gli impianti di produzione e regolazione primaria per 3212 MW e necessitato di uno statismo:

$$b = \frac{1/50}{3212/11000} = 0,06 = 6 \%$$

inferiore al suddetto 8%, quindi ampiamente sufficiente ad evitare il collasso del sistema.

Se con questa soluzione il governo sostenesse solo il 20% della spesa adatta all'acquisto del kit 0 (e non necessariamente dei pannelli fotovoltaici) il costo sostenuto sarebbe pari a:

$$0,5*0,2*4000*21000000 = 8 \text{ miliardi } 400 \text{ milioni di euro.}$$

Praticamente la stessa cifra da impegnare per il programma del Conto Energia, ma senza dover più costruire nuove centrali (anzi potendone smantellare sempre di più data la ridotta necessità di impegnare la riserva primaria, secondaria e terziaria) né adeguare e/o allargare la rete

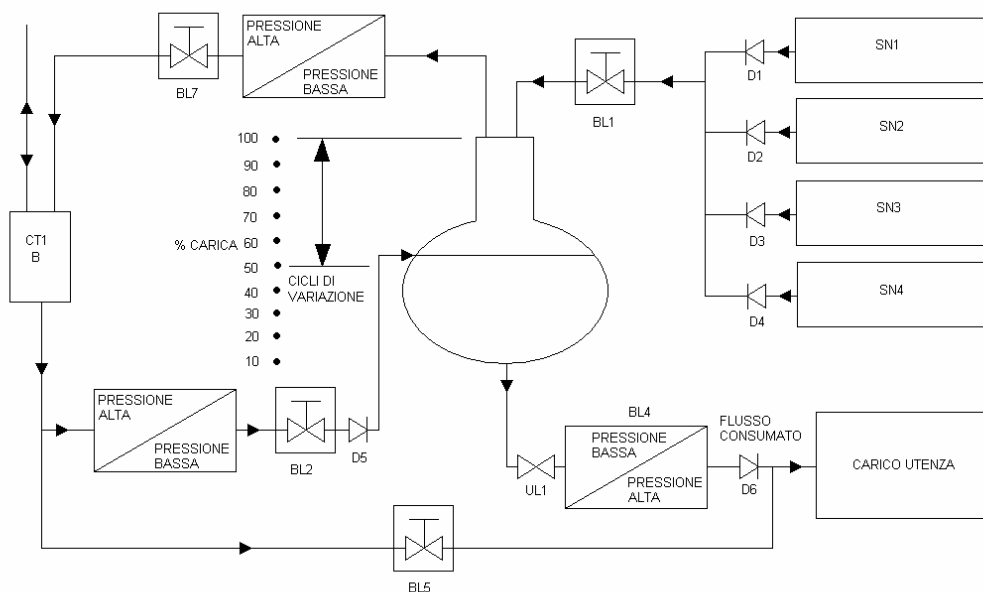
Il futuro

Metodo Super Ibrido

Con il metodo superibrido l'Ecopower si può prestare anche ad essere usato per l'immissione in rete, , brevetto appena depositato ed ancora in fase di sperimentazione preliminare, che consentirà di immettere in rete con un nuovo metodo alternativo nella sostanza allo scambio sul posto, nel quale a tutt'ora si deve montare l'impianto a monte del contatore ENEL.

Pur mantenendo la filosofia per cui è concepito, cioè quella di rendere l'utente davvero padrone della sua energia e contribuire a rendere davvero libero il mercato energetico, (fine che non può non passare attraverso la libera scelta dell'utente, la quale così è garantita) consente anche di poter immettere in rete nel caso di surplus di produzione.

Di seguito viene mostrata l'analogia idraulica di questo innovativo metodo:



Nel Metodo Super Ibrido abbiamo una doppia analisi del Trend di Gradiente (Tendenza alla variazione) del livello nel serbatoio.

Oltre che verso il basso, come nel Metodo Ibrido, anche verso l'alto.

In questo caso è evidente la volontà dell'utente di voler sovradimensionare le sorgive per poter immettere in rete qualora il consumo d'utenza sia inferiore a quello che la sommatoria delle sorgive produce.

Fisicamente avviene che nel serbatoio si crea una sovrappressione che, oltre a bloccare l'afflusso dalla rete idrica, rinvia in rete l'esubero di portata creando un flusso inverso in rete che innalza la pressione della linea interessata a beneficio di altri utente all'interno del nodo idrico di pertinenza.

Il Metodo Super Ibrido consente di mantenere le abitudini d'uso dell'utenza, senza dover spostare il consumo nelle ore di massimo afflusso da parte delle sorgive naturali (Pannelli fotovoltaici).

Naturalmente in questo caso dobbiamo immaginare che le sorgive naturali abbiano, come i pannelli fotovoltaici, il problema di fornitura incostante e concentrata nelle ore diurne. Nel Metodo Ibrido invece il consiglio preminente è quello di concentrare il consumo della risorsa (Idrica o elettrica) nell'ambito della curva di fornitura (ore diurne). Le ore notturne o di scarso apporto della risorsa sono compensate dal prelievo automatico dalla rete.

Di seguito sono mostrato lo schema a blocchi monofilare che descrive il Riutilizzatore Elettronico con metodo superibrido (dal quale si evince il rispetto dei dettami del DK5940 v 2.2 dell'Aprile 2007) e la modalità operativa della macchina durante il suo funzionamento:

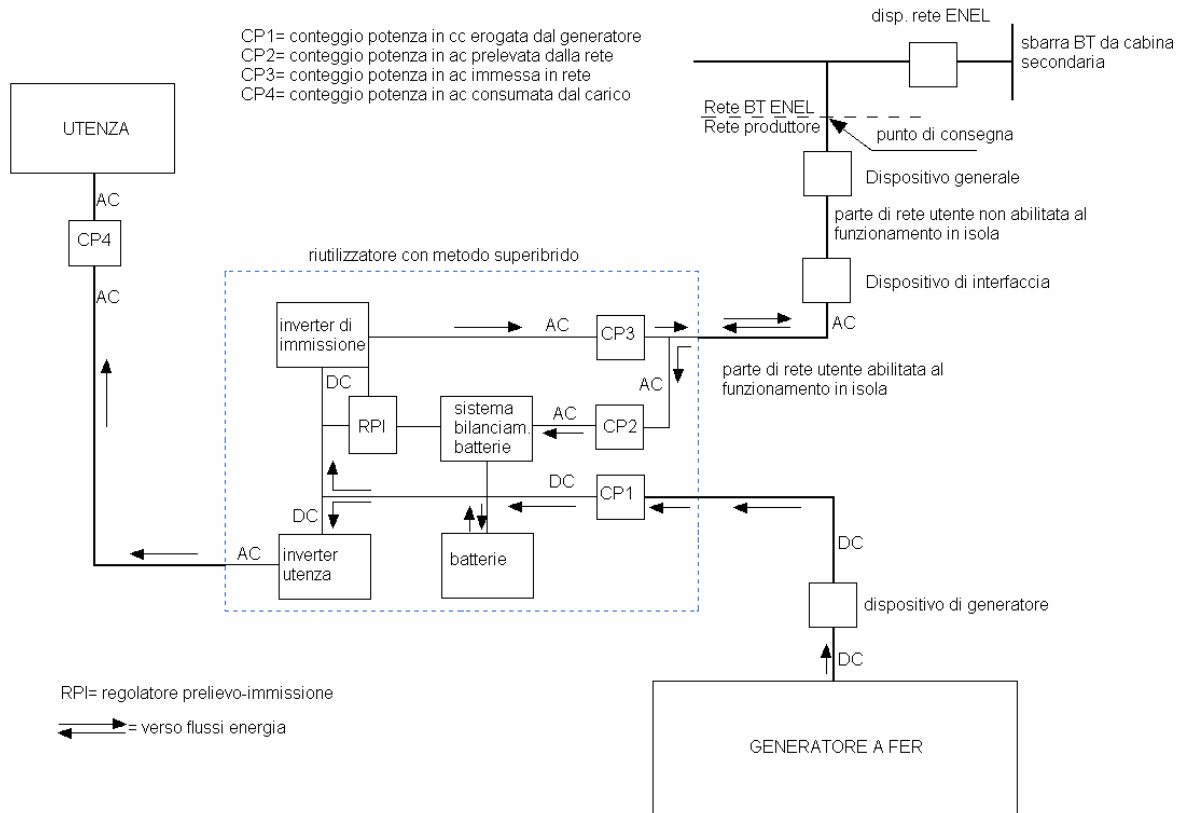
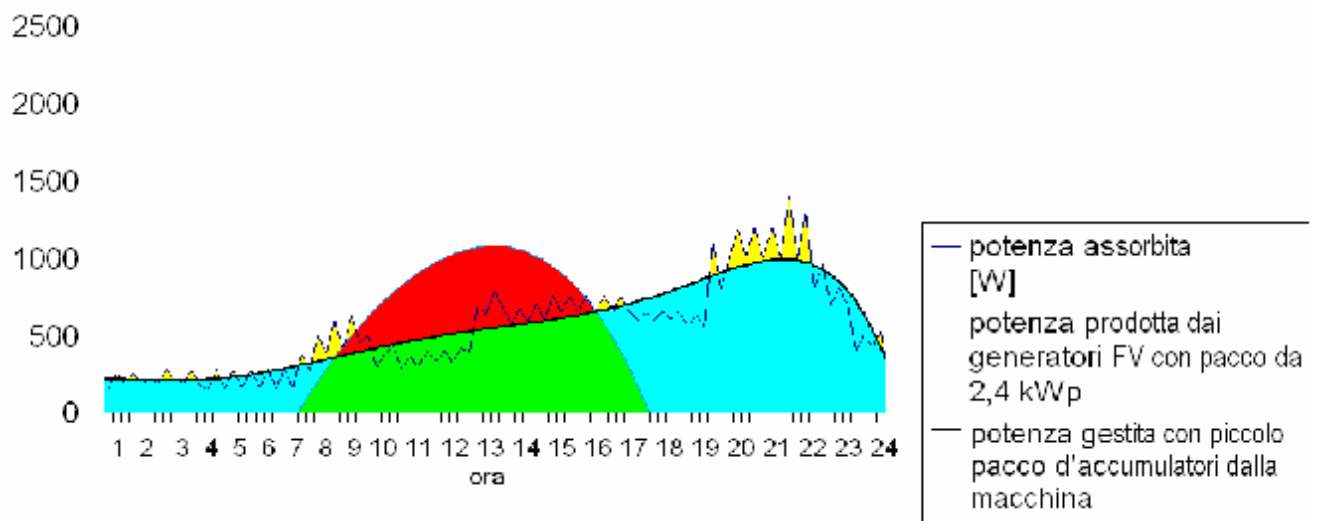


diagramma di carico utenza semplice con riutilizzatore superibrido e generatori ecocompatibili a gennaio



Aree di pertinenza riferite ai valori di tensione V/elemento e operativa inverter



Area rossa: immissione in rete

Area verde: gestione ad isola

Area celeste: gestione con metodo ibrido

Area gialla: funzionamento in emergenza in caso di eccessivo consumo o black-out (in quest'ultimo caso senza immissione in rete nel rispetto della norma CEI 11-20) con cessione da parte degli accumulatori.

BIBLIOGRAFIA:

- “Aspetti tecnici ed economici della tecnologia fotovoltaica” (ing. S. Castello, ENEA)*
“Dati periodici sui consumi” (GNRT)
“La rete elettrica italiana” (ENEL TERNA)
“L’energia responsabile” (WWF)
“UNI 8477/83 - calcolo degli apporti energetici solari per applicazioni in edilizia”
“Sistemi solari passivi” (E. Mazria)
“Progetto ambiente” (C. Benedetti)
“Operative reserve allocation for electric market” (Università di Pisa e Torino)

SITI INTERNET:

www.edilportale.it
www.enea.it
www.squ1.com
www.ilportaledelsole.it
www.ecorete.it
www.enel.it
www.attivitàproduttive.gov
www.wikipedia.it

Ecotecnologie di De Santis Giuseppe (proprietario del brevetto Ecopower)

Lab.Ricerche in Elettronica di Potenza

Via della Galena, 23 – 96100 Siracusa

Tel/Fax 0931-714088 Cell.3484069444

Mail: mobxxcd@tin.it

Ing. Andrea D’Angelo

Ingegnere per l’Ambiente ed il Territorio

Mail: andrea.dangelo80@virgilio.it

Tel: 3381317348