

Sommario

1	Introduzione	1
2	Scelta in presenza di un impianto fotovoltaico in scambio sul posto	1
2.1	Diminuzione del $\cos \varphi$ sul lato del distributore di energia	1
2.2	Aumento della potenza reattiva capacitiva necessaria	2
2.3	Aumento della distorsione armonica	2
2.4	Criterio di scelta dei gradini	2
2.5	Potenziale malfunzionamento dello stadio di uscita degli inverter del fotovoltaico	2
2.6	Errata valutazione delle soglie di allarme definite sul THDi%	2
3	Scelta in presenza di un impianto di cogenerazione in scambio sul posto	3
4	Appendici	4
4.1	Come scegliere l'apparecchiatura di rifasamento in 5 passi	4
4.1.1	Passo 1 – individuazione della massima potenza reattiva per la compensazione	4
4.1.2	Passo 2 – Individuazione dei gradini di regolazione necessari	5
4.1.3	Passo 3 – Analisi del rischio di risonanza	6
4.1.3.1	Per una apparecchiatura di rifasamento automatico	6
4.1.3.2	Per N apparecchiature di rifasamento fisso	7
4.1.3.3	Cosa serve sapere alla Comar sull'impianto elettrico per fornire supporto	7
4.1.4	Passo 4 – Individuazione del modello dell'apparecchiatura in funzione delle armoniche presenti	7
4.1.4.1	Scelta della frequenza di sintonia	8
4.1.4.2	Analisi delle misure per ricavare il THDu massimo di una rete	8
4.1.5	Passo 5 – Individuazione delle altre caratteristiche dell'apparecchiatura	9

1 Introduzione

Di seguito vengono descritti i criteri per scegliere una apparecchiatura di rifasamento dal catalogo Comar in funzione delle informazioni raccolte dalla rete elettrica, in presenza di impianto fotovoltaico oppure di cogenerazione.

2 Scelta in presenza di un impianto fotovoltaico in scambio sul posto

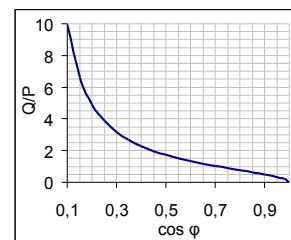
Nella scelta dell'impianto di rifasamento in presenza di un impianto fotovoltaico si deve porre particolare attenzione alle criticità indicate nel seguito, che si possono riepilogare nei seguenti consigli:

- preferire apparecchiature con una potenza dimensionata per raggiungere l'obiettivo $\cos \varphi = 1$ (*argomento trattato diffusamente* nel par. 2.2);
- preferire apparecchiature dotate di induttanze serie, per evitare il rischio di *Aumento della distorsione armonica* e *Potenziale malfunzionamento dello stadio di uscita degli inverter del fotovoltaico* (*argomenti trattati* nei par. 2.3 e 2.5).

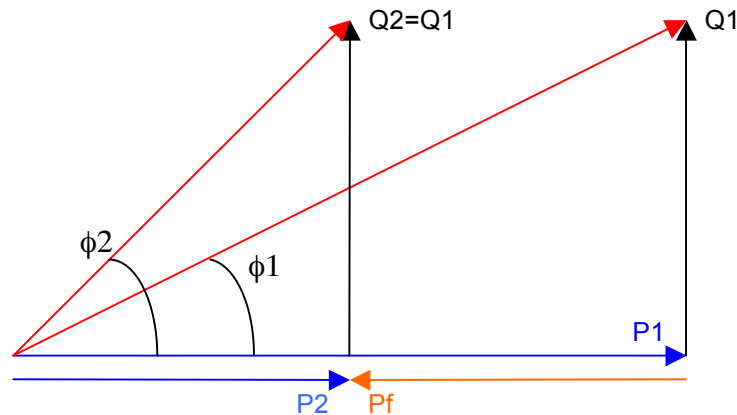
In aggiunta *a tali avvertenze*, il regolatore, *installato* sulle apparecchiature di rifasamento automatiche, deve essere in grado di misurare la potenza su tutti i quattro quadranti, *se il rifasatore viene collegato* a monte del fotovoltaico.

2.1 Diminuzione del $\cos \varphi$ sul lato del distributore di energia

Il $\cos \varphi$ è approssimativamente inversamente proporzionale al rapporto Q/P, dove Q è la potenza reattiva e P la potenza attiva, assorbite dalla rete del distributore. Se l'impianto fotovoltaico fornisce solo potenza attiva il rapporto Q/P aumenta ed il valore del $\cos \varphi$ conseguentemente diminuisce.



Questo rende necessario un rifasamento fine, anche per valori bassi di potenza reattiva, soprattutto quando la potenza attiva erogata dall'impianto fotovoltaico è quasi uguale a quella assorbita dai carichi, condizione che può facilmente coincidere con i periodi di maggior produzione dell'impianto fotovoltaico e di maggior assorbimento dei carichi. Questa condizione può essere vera anche per periodi lunghi della giornata.



Graficamente alla potenza attiva assorbita senza fotovoltaico $P1$ viene sottratta la potenza generata dal fotovoltaico Pf con risultato $P2$ (potenza attiva assorbita in presenza del fotovoltaico) con un **aumento dell'angolo di sfasamento** $\phi2 > \phi1$, $\cos\phi2 < \cos\phi1$.

2.2 Aumento della potenza reattiva capacitiva necessaria

Come conseguenza di quanto descritto nel paragrafo precedente 2.1, il dimensionamento dell'apparecchiatura di rifasamento deve perseguire l'obiettivo di $\cos \phi = 1$, ovvero deve essere in grado di fornire una potenza di compensazione maggiore o uguale a quella richiesta dai carichi. Questo per far fronte ai casi dove la potenza attiva prodotta dal fotovoltaico sposti il valore del $\cos \phi$ a valori inferiori a 0,95, in cui è richiesto un pagamento di penale.

2.3 Aumento della distorsione armonica

A seguito della presenza di inverter nell'impianto fotovoltaico, la distorsione armonica aumenta. Si devono seguire gli stessi criteri di scelta per reti con presenza di armoniche (per maggiori dettagli vedere i criteri di scelta delle apparecchiature COMAR descritti ai punti 3 e 4 dell'appendice, par. 4.1).

2.4 Criterio di scelta dei gradini

In presenza di fotovoltaico, la richiesta di potenza attiva assorbita dalla rete si riduce, fino anche a potersi annullare (nel caso in cui la potenza generata dai pannelli fotovoltaici eguagli la potenza assorbita dai carichi). Mentre la potenza reattiva assorbita dai carichi non cambia dalla presenza del fotovoltaico.

Di conseguenza la scelta della dimensione dei gradini è funzione della potenza reattiva minima assorbita dai carichi (vedere il passo 2 dell'appendice, par. 4.1) potrebbe risultare importante in quei casi dove il rapporto Q/P risultasse alto per periodi di tempo lunghi.

2.5 Potenziale malfunzionamento dello stadio di uscita degli inverter del fotovoltaico

Verificare attentamente con il costruttore degli inverter se la presenza di condensatori, senza induttanze in serie, sulla linea elettrica possa influenzare negativamente il funzionamento e la vita dello stadio di uscita degli inverter del fotovoltaico.

Ulteriori considerazioni su l'iterazione tra banchi di condensatori e inverter sono trattate nei passi 3 e 4 dell'appendice, par. 4.1.

2.6 Errata valutazione delle soglie di allarme definite sul THDi%

Qualora il trasformatore amperometrico sia installato a monte dell'impianto fotovoltaico, il calcolo della percentuale del THD in corrente risente della mancanza della corrente attiva prodotta dall'impianto fotovoltaico. Si generano in questo modo falsi allarmi e si costringe l'utente a disattivare gli allarmi sul THDi%.

Tale situazione si deduce agevolmente dalla definizione stessa del tasso armonico in corrente THDi:

$$THDI = \frac{\sqrt{\sum_{n=3} I_n^2}}{I1}$$

Dove I_1 è la corrente nominale residua (differenza tra corrente assorbita dal carico e corrente generata dai pannelli fotovoltaici).

Soluzioni alternative:

- a. installare il TA solo sulla linea che alimenta tutti i carichi, escludendo l'impianto fotovoltaico
- b. adottare un regolatore con le soglie di allarme sul THDu%, come il modello Comar HPR

3 Scelta in presenza di un impianto di cogenerazione in scambio sul posto

Nella cogenerazione possono essere usati due tipi di generatori: asincroni e sincroni.

Nei generatori asincroni la potenza reattiva è necessaria per l'alimentazione dello statore e viene assorbita dalla rete elettrica, oppure da un banco di condensatori dedicato.

Nei generatori sincroni la potenza reattiva può essere invece sia assorbita che generata, in funzione di come viene alimentato il circuito di eccitazione:

- in sovra-eccitazione la potenza reattiva viene generata
- in sotto-eccitazione la potenza reattiva viene assorbita

Nella scelta dell'impianto di rifasamento in presenza di un impianto di cogenerazione si deve porre particolare attenzione alla criticità che si può riassumere nel consiglio di preferire apparecchiature con una potenza dimensionata per raggiungere l'obiettivo $\cos \varphi = 1$ (vedere par. 2.2);

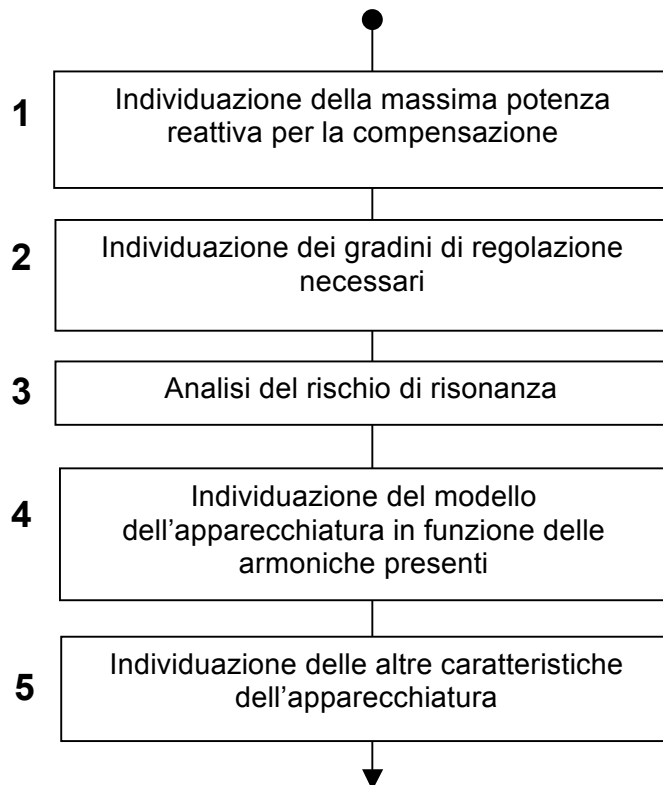
Oltre a questo aspetto, il regolatore, montato sulle apparecchiature di rifasamento automatiche, deve essere in grado di misurare la potenza su tutti i quattro quadranti, se viene installato a monte della cogenerazione.

Valgono alcune delle criticità già esposte per il fotovoltaico:

- Diminuzione del $\cos \varphi$ sul lato del distributore di energia (vedere par. 2.1)
- Aumento della potenza reattiva capacitiva necessaria (vedere par. 2.2)
- Criterio di scelta dei gradini (vedere par. 2.4)

4 Appendici

4.1 Come scegliere l'apparecchiatura di rifasamento in 5 passi



4.1.1 Passo 1 – individuazione della massima potenza reattiva per la compensazione

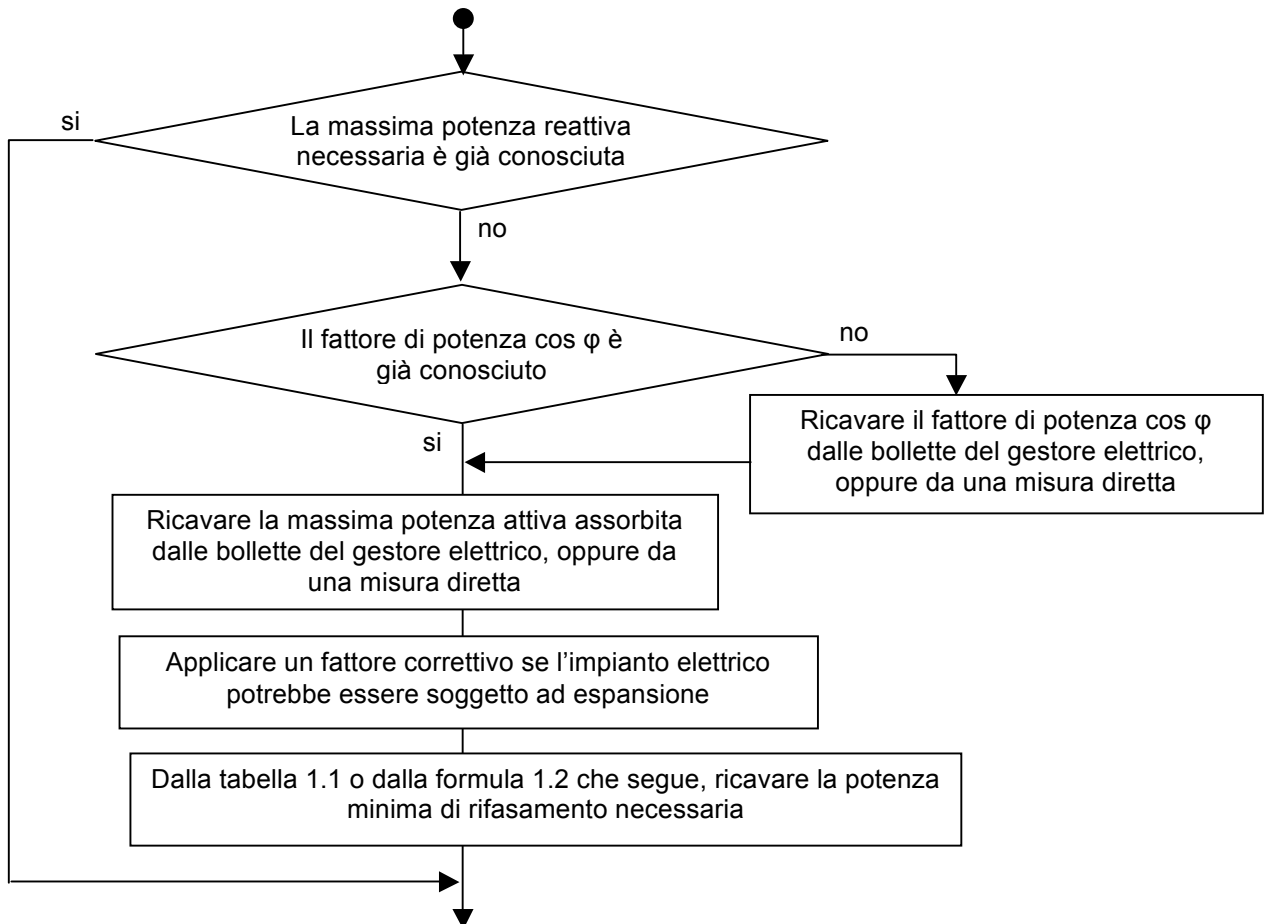


Tabella 1.1

Moltiplicando la potenza attiva massima assorbita in kW dall'impianto da compensare per il coefficiente ricavato dalla seguente tabella, si ottiene la potenza reattiva minima dell'apparecchiatura di rifasamento in kvar.

tg φ_{Load}	cos φ_{Load}	Valore di cos φ_r da raggiungere						
		0,85	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
3,18	0,30	2,56	2,70	2,75	2,82	2,89	2,98	3,18
2,68	0,35	2,06	2,19	2,25	2,31	2,38	2,47	2,68
2,29	0,40	1,67	1,81	1,87	1,93	2,00	2,09	2,29
1,98	0,45	1,36	1,50	1,56	1,62	1,69	1,78	1,98
1,73	0,50	1,11	1,25	1,31	1,37	1,44	1,53	1,73
1,52	0,55	0,90	1,03	1,09	1,16	1,23	1,32	1,52
1,33	0,60	0,71	0,85	0,91	0,97	1,04	1,13	1,33
1,17	0,65	0,55	0,68	0,74	0,81	0,88	0,97	1,17
1,02	0,70	0,40	0,54	0,59	0,66	0,73	0,82	1,02
0,96	0,72	0,34	0,48	0,54	0,60	0,67	0,76	0,96
0,91	0,74	0,29	0,42	0,48	0,55	0,62	0,71	0,91
0,86	0,76	0,24	0,37	0,43	0,49	0,56	0,65	0,86
0,80	0,78	0,18	0,32	0,38	0,44	0,51	0,60	0,80
0,75	0,80	0,13	0,27	0,32	0,39	0,46	0,55	0,75
0,70	0,82	0,08	0,21	0,27	0,34	0,41	0,49	0,70
0,65	0,84	0,03	0,16	0,22	0,28	0,35	0,44	0,65
0,59	0,86		0,11	0,17	0,23	0,30	0,39	0,59
0,54	0,88		0,06	0,11	0,18	0,25	0,34	0,54
0,48	0,90			0,06	0,12	0,19	0,28	0,48
0,43	0,92				0,06	0,13	0,22	0,43
0,36	0,94					0,07	0,16	0,36
0,29	0,96						0,09	0,29
0,20	0,98							0,20

Dove:

$$tg(\varphi_{Load}) = \frac{Q_{Load}}{P_{Load}}$$

Q_{Load} = Potenza reattiva assorbita dai carichi

P_{Load} = Potenza attiva assorbita dai carichi

Formula 1.2

$$Q_c = P \cdot (tg(\arccos(\cos(\varphi_{Load}))) - tg(\arccos(\cos(\varphi_r))))$$

Dove:

Q_c = potenza reattiva minima dell'apparecchiatura di rifasamento [kvar]

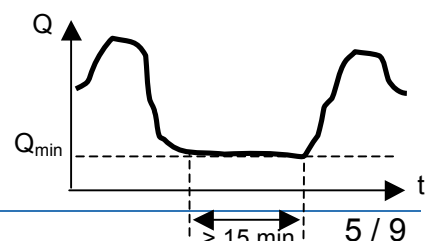
P = potenza attiva massima necessaria all'impianto elettrico [kW]

cos φ_{Load} = fattore di potenza del carico

cos φ_r = fattore di potenza da raggiungere

4.1.2 Passo 2 – Individuazione dei gradini di regolazione necessari

La scelta della dimensione dei gradini è in generale funzione della necessità di rifasare valori di potenza reattiva piccoli. Individuato il valore minimo Q_{min} che si desidera dover compensare (ovvero quando la durata del valore minimo perdura per più di 15 min), attraverso una campagna di misura o con una analisi dei carichi, la dimensione del gradino deve rispettare questa relazione



$$Q_{\min} < 0.6 \cdot Q_{\text{step}}$$

4.1.3 Passo 3 – Analisi del rischio di risonanza

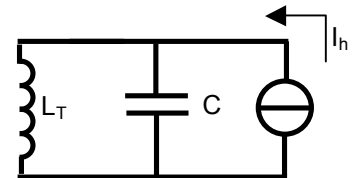
Se l'impianto elettrico viene alimentato direttamente da una cabina di media tensione e se la potenza reattiva necessaria Q_c è maggiore di 100 kvar, è necessario eseguire l'analisi del rischio di risonanza.

I dati necessari per eseguire questa analisi sono:

- 1) potenza apparente del trasformatore a monte - S_{tr} .
- 2) tensione % di corto circuito del secondario del trasformatore - $U_{cc}\%$.

Analisi del rischio di risonanza con il trasformatore a monte

La vita dei condensatori è negativamente influenzata dalla quantità di armoniche che vi circolano. Nel caso di risonanza parallelo tra il trasformatore a monte (L_T) ed il banco di condensatori (C), la quantità di armoniche che circola nei condensatori viene amplificata, riducendo drasticamente la vita dei condensatori.



4.1.3.1 Per una apparecchiatura di rifasamento automatico

Qualora ci sia la presenza di armoniche, eseguire l'analisi del rischio di risonanza, come indicato nel seguito. Se il rischio di risonanza esiste, deve essere installata una apparecchiatura con induttanze serie (ovvero filtro non accordato o desintonizzato).

Per analizzare il rischio di risonanza è stata utilizzata la formula riportata sulla norma **EN 60831-1 Allegato A** e presente anche nel catalogo Comar.

$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_{SC}}} = \sqrt{\frac{P_{SC}}{Q_C}} \approx \sqrt{\frac{1}{Q_C} \cdot \frac{S_{tr}}{U_{cc}\% \cdot 100}}$$

- h_r ordine di risonanza
- P_{SC} Potenza di corto circuito nel punto di inserzione del banco di condensatori
- Q_C Potenza reattiva del banco di condensatori
- X_C reattanza del banco di condensatori @ f_1
- X_{SC} reattanza al corto circuito del trasformatore
- S_{tr} Potenza apparente del trasformatore
- $U_{cc}\%$ tensione di cortocircuito del trasformatore %

Per individuare quando una installazione è a rischio di risonanza si deve verificare se l'ordine di risonanza h_r risultante sia vicino ad una armonica.

Il limite di tolleranza entro la quale esiste un rischio di risonanza è quando h_r rientra entro il seguente intervallo:

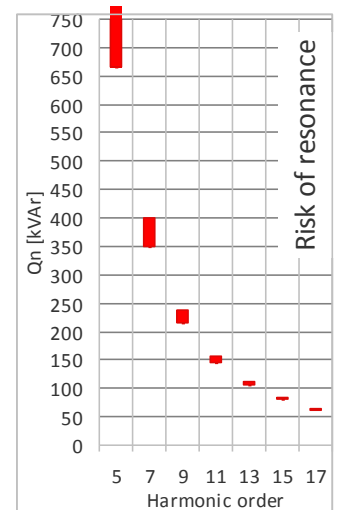
$$h_r \in [h_{oa} \pm 0,2]$$

Dove h_{oa} è l'ordine di una corrente armonica presente nella rete elettrica (esempio 3; 5; 7; 11; ecc.)

Per facilitare questa verifica, è stato sviluppato un foglio di calcolo che genera automaticamente un grafico come quello a lato.

Il rischio di risonanza è presente quando la linea nera orizzontale interseca la barra rossa.

Le linee orizzontali corrispondono ai valori di potenza reattiva che il quadro di rifasamento può produrre (esempio con gradini da 50 kvar nel grafico a lato).



Quando eseguire l'analisi del rischio

Eseguire l'analisi descritta sopra almeno se una delle seguenti condizioni è vera

- a. se il quadro di rifasamento viene installato nella cabina dove è presente il trasformatore MT/BT;
- b. se a monte esiste almeno un trasformatore dedicato per l'utenza da rifasare;
- c. se la potenza attiva disponibile dell'utenza da rifasare è maggiore di 200 kW.

4.1.3.2 Per N apparecchiature di rifasamento fisso

Qualora sulla rete elettrica esista un elevato numero di apparecchiature di rifasamento, il rischio di risonanza potrebbe esistere, considerando la somma di tutte le potenze di rifasamento.

Se il rischio di risonanza esiste, devono essere installate delle apparecchiature fisse decentralizzate con induttanze serie (filtro non accordato o desintonizzato), oppure deve essere valutata l'ipotesi di adottare una apparecchiatura centralizzata di rifasamento con induttanze serie.

Per applicare il criterio descritto in precedenza, si può eseguire la semplificazione mostrata a lato (fig. A).

Dove

- C – capacità equivalente a tutte le singole apparecchiature di rifasamento $C_1 \dots C_N$
- L_T – induttanza equivalente del trasformatore
- L_{line} – induttanza equivalente della linea di collegamento al trasformatore

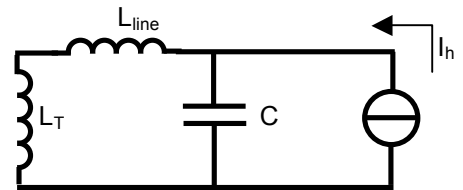
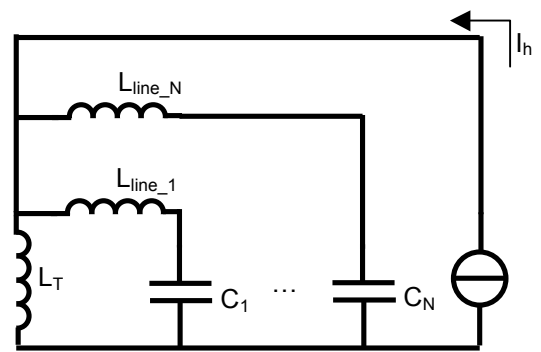


Fig.A

Nella pratica si possono considerare nei calcoli maggiorazioni dell'impedenza equivalente del trasformatore tali da inglobare il contributo delle linee di collegamento tra apparecchiature di rifasamento ed il trasformatore a monte. In pratica si ricava che l'inserimento del cavo in serie all'apparecchiatura distribuita fa abbassare i valori di potenza reattiva a cui si potrebbe verificare la risonanza.

4.1.3.3 Cosa serve sapere alla Comar sull'impianto elettrico per fornire supporto

Per eseguire l'analisi del rischio di risonanza sono necessarie le informazioni descritte al par. 4.1.3.1, riepilogate di seguito:

Ipotesi A – singola apparecchiatura di rifasamento con singolo trasformatore a monte

Potenza reattiva del banco di condensatori Q_C

Potenza apparente del trasformatore S_{tr}

Tensione di corto circuito percentuale $U_{cc}\%$ (in alternativa l'impedenza $Z_{tr}\%$ del trasformatore percentuale)

Ipotesi B – quadri multipli di rifasamento

Per ogni apparecchiatura di rifasamento richiedere le informazioni descritte nell'ipotesi A, con la distanza tra le apparecchiature ed il trasformatore a monte e la tipologia di cavo di collegamento (solo se maggiore di 20 m).

Ipotesi C – trasformatori multipli

Per ogni trasformatore devono essere richieste le informazioni descritte nell'ipotesi A, con la distanza tra i trasformatori e la tipologia di cavo di collegamento tra i diversi trasformatori (solo se maggiore di 20 m)

In ogni caso è necessario conoscere lo spettro armonico della rete elettrica.

4.1.4 Passo 4 – Individuazione del modello dell'apparecchiatura in funzione delle armoniche presenti

Il livello delle armoniche si misura con un parametro riepilogativo chiamato THD.

Consideriamo i seguenti parametri

G_n – potenza dei carichi distorcenti [kW]

S_n – potenza apparente del trasformatore [kVA]

THD_{iC} – THD *massimo in corrente che il tipo di condensatori installati sul rifasatore sono in grado di supportare, (valore dichiarato sul catalogo per ogni serie di apparecchiature).*

THDi_r – THD massimo in corrente sulla rete elettrica che il rifasatore è in grado di supportare, (valore dichiarato sul catalogo per ogni serie di apparecchiature)

THDu – THD in tensione della rete corrispondente a THDi_C, oppure valore massimo ricavato dalle schede di progetto (considerare l'inerzia termica delle induttanze $t > 30$ min)

f_t – frequenza di de sintonizzazione.

Di seguito viene riportata una tabella di selezione della serie dell'apparecchiatura di rifasamento in funzione di alcuni di questi parametri più facilmente reperibili:

Gh/Sn – questo rapporto è stimabile senza eseguire misure

THDu – questo parametro è misurabile facilmente o stimabile sull'impianto in fase di progetto

Gh/Sn	≤15%	≤25%	≤30%	≤40%	>40%				
THDu [%]	≤ 5	≤ 9	≤ 10	≤ 11	≤ 3	≤ 6	≤ 10	≤ 20	≤ 4
THDi _r [%]	≤ 15	≤ 25	≤ 35	≤ 40	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100	≤ 100
THDi _C [%]	≤ 50	≤ 70	≤ 80	≤ 85	≤ 67	≤ 67	≤ 67	≤ 67	≤ 67
f _t [Hz]	-	-	-	-	189	189	189	189	135
Modello	B15	B35	B50	DMP-FTV	AAR/100	AAR/600	AAR/6	AAR/D20	AAR/138

4.1.4.1 Scelta della frequenza di sintonia

Si può scegliere la frequenza di sintonia f_t tenendo conto di quanto segue.

Tutte le correnti armoniche aventi ordine armonico ≥ 5 vengono maggiormente attenuate da un banco di condensatori con frequenza di sintonia 138 Hz, rispetto ad uno con 189 Hz o superiore, quindi

- se la potenza del trasformatore è molto bassa è preferibile una frequenza di sintonia 138 Hz
- se la potenza del trasformatore è medio / alta si può optare per banchi LC più economici, ad esempio sintonizzati su 189 Hz (in bassa tensione).

È altamente sconsigliato, in presenza di una rete elettrica inquinata da armoniche di quinto ordine, l'utilizzo di apparecchiature con induttanze sintonizzate a 215 Hz, poiché durante il ciclo di vita dei condensatori, con il passare degli anni, vi è una perdita della capacità di ogni singolo banco di condensatori, con un conseguente innalzamento della frequenza di accordo. Se tale frequenza si attesta nelle vicinanze della quinta armonica, il rifasatore si trasforma in un filtro armonico per l'assorbimento della corrente di 5^a dalla rete, sovraccaricandosi e generando problemi quali scoppi di condensatori o fusione delle induttanze (poiché l'apparecchiatura non è stata sovradimensionata per supportare un considerevole aumento della corrente efficace circolante al proprio interno).

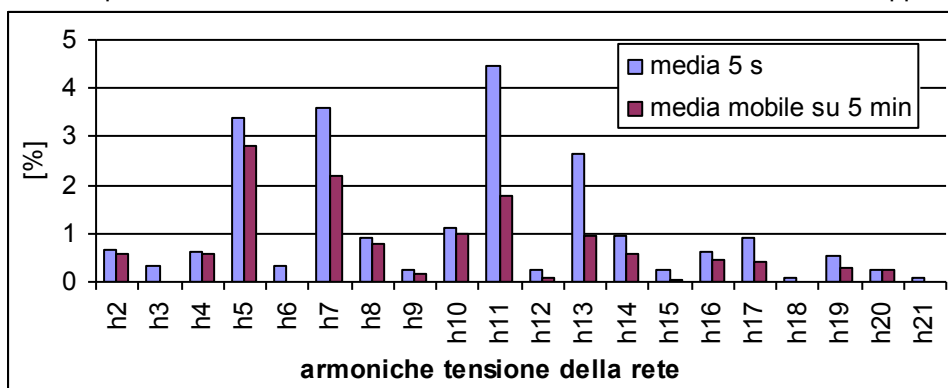
Con apparecchiature sintonizzate a 189Hz, al contrario esiste un notevole margine di sicurezza, avviando al problema sopradescritto.

Al fine di rendere ulteriormente affidabili le apparecchiature COMAR sono dotate di induttanze con termocoppia interna, in grado di interrompere il funzionamento prima che l'induttanza fonda.

4.1.4.2 Analisi delle misure per ricavare il THDu massimo di una rete

Considerate le costanti di tempo termiche delle induttanze (dell'ordine dei 30-60 min) i valori delle armoniche misurate devono essere analizzate con un periodo di integrazione (ovvero il periodo della media di misura) comparabile.

Un esempio che mostra i valori delle misure a confronto, con media a 5 s, oppure a 5 min.



In conclusione, considerando i valori di picco delle armoniche si rischia di sovradimensionare il quadro.

Se invece consideriamo apparecchiature con induttanze aventi una linearità ($L > 0.9 L_n$)

$$\frac{I_{sat}}{I_{h1}} > 1.5, \text{ dove } I_{sat} \text{ è la corrente di saturazione, } I_{h1} \text{ è la corrente della fondamentale}$$

si può considerare di utilizzare valori mediati in un periodo di almeno 30 min, per avere un buon rapporto costo prestazioni.

4.1.5 Passo 5 – Individuazione delle altre caratteristiche dell'apparecchiatura

Altre caratteristiche opzionali, che si discostano da quanto indicato sul catalogo, possono essere ad esempio:

- grado di protezione maggiore di IP3x
- ingresso dei cavi dall'alto invece che dal basso (o viceversa)
- tenuta al corto circuito maggiore di quanto indicato a catalogo
- interruttore generale di uno dei seguenti tipi:
- sezionatore con fusibili
- interruttore automatico