

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea
in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

Creazione di un percorso formativo "Energy Management" all'interno dell'indirizzo Elettronica ed Elettrotecnica di una scuola secondaria di secondo grado



Relatori

prof. Maurizio Repetto
Ing. Massimo Peirone

Candidato

Matteo Parola

Anno Accademico 2024-2025

Sommario

La tesi ha l'obiettivo di proporre un aggiornamento del programma formativo adottato da una scuola secondaria di primo grado di indirizzo Elettrotecnico, al fine di tenerlo allineato con l'evoluzione operativa della società.

Negli ultimi anni il mondo elettrico ha subito importanti cambiamenti dal punto di vista produttivo e dell'utilizzazione. Per esempio, dal lato della generazione, si è passati da un'implementazione concentrata in singoli nodi ad una di tipo distribuito localmente. Tale processo è stato causato dall'avvento delle sorgenti di energia rinnovabile (RES) e dall'incentivazione di tali tecnologie per il singolo utente finale. Il sistema elettrico ha dovuto, di conseguenza, aggiornarsi per far fronte a codesti cambiamenti e per mantenere le caratteristiche di stabilità, di tensione e di frequenza.

Il futuro delle reti elettriche propone delle sfide multidisciplinari che porteranno alla diffusione di smart grid, comunità energetiche, generazione distribuita e automazione. A tal proposito, si adotteranno degli strumenti innovativi come le comunicazioni wireless, l'impiego di sistemi di intelligenza artificiale e di protocolli di comunicazione intelligenti.

La nascita del percorso formativo specifico "Energy Management" ha l'obiettivo di far fronte a quanto detto sopra e rendere più consapevoli gli studenti dell'evoluzione presente nel sistema elettrico. La formazione che riceveranno pone le basi per renderli partecipi delle attuali innovazioni e promotori di futuri cambiamenti. In tale ottica è nata una collaborazione tra il Politecnico di Torino Dipartimento Energia (DENERG) e I.I.S. C.Denina sede Rivoira ai fini di realizzare percorsi che ne permettano una continuità formativa.

Il seguente progetto di tesi consiste nella creazione di questa curvatura individuandone: la struttura, le basi formative teoriche e fornendo degli esempi di attività laboratoriali realizzabili. Il tutto viene riferito ad una realtà istituzionale esistente attuandone le dovute modifiche.

Questa ipotesi di curvatura è stata accettata da parte dell'I.I.S. C.Denina sede Rivoira e verrà introdotta nell'anno scolastico 2025/26 in modo sperimentale.

Indice

Elenco delle tabelle	6
Elenco delle figure	7
I Introduzione	11
0.1 Motivazione della creazione del nuovo indirizzo	13
0.2 Struttura dell'indirizzo	13
II Materia: "Energia da fonti rinnovabili"	17
1 Teoria	19
1.1 Introduzione alle energie rinnovabili	19
1.2 Impianto fotovoltaico	21
1.2.1 Analisi della struttura del pannello	21
1.2.2 Tecnologie esistenti	23
1.2.3 Caratteristica V-I	26
1.2.4 Producibilità	29
1.3 Impianto eolico	33
1.3.1 Analisi struttura	33
1.3.2 Tecnologie esistenti	34
1.3.3 Principio di funzionamento	38
1.3.4 Producibilità	41
1.4 Sistemi di accumulo	42
1.4.1 Classificazione	42
1.4.2 Tecnologie esistenti	43
1.4.3 Dimensionamento	46
2 Laboratorio	49
2.1 Rilievo della caratteristica V-I	49
2.1.1 Schemi elettrici	49
2.1.2 Strumenti utilizzati	50
2.1.3 Svolgimento della prova	52

2.1.4	Risultati del rilievo	52
2.2	Analisi dell'irradianza al variare dell'angolo di incidenza	54
2.2.1	Strumenti utilizzati	54
2.2.2	Svolgimento della prova	55
2.2.3	Risultati del rilievo	56
2.3	Dimensionamento sistemi d'accumulo	60
III	Materia: "Gestione dei sistemi di produzione"	65
3	Teoria	67
3.1	Concetto di controllo da remoto e dell'IoT	67
3.1.1	Definizioni	67
3.1.2	Campi applicativi	68
3.2	Smart Grid	71
3.2.1	Definizioni e quadro normativo	71
3.2.2	Generazione distribuita	75
3.2.3	Analisi intelligente dei consumi	77
3.2.4	Comunità energetiche rinnovabili	81
3.2.5	Microgrid	84
4	Laboratorio	87
4.1	Progettazione di un impianto fotovoltaico	87
4.2	Progettazione di un impianto eolico	92
IV	Materia: "Utilizzo dell'intelligenza artificiale per la gestione dei sistemi elettrici"	99
5	Teoria	101
5.1	Smart Home	101
5.2	Differenze tra IA e Sistemi di automazione	103
5.2.1	Intelligenza artificiale	103
5.2.2	Regolazione Automatica	105
5.3	Introduzione ai software SCADA E HMI	107
5.3.1	Definizioni	107
5.4	Protocolli di comunicazione	111
5.4.1	Struttura di un impianto domotico	112
5.4.2	UPB	113
5.4.3	Shelly	114
5.4.4	Bticino MyHome	115
5.4.5	Sonoff	116
5.4.6	Zigbee	117
5.4.7	Knx	118

6	Laboratorio	119
6.1	Creazione di un impianto con un dispositivo HMI	119
6.1.1	Materiali utilizzati	119
6.1.2	Realizzazione del programma	120
6.2	Implementazione del protocollo Shelly	123
6.2.1	Schemi elettrici	124
6.2.2	Materiali utilizzati	125
6.2.3	Modalità di connessione	125

Elenco delle tabelle

3.1	Tariffe per incentivazione CER	82
4.1	Categorie d'esposizione del sito	93
4.2	Categorie d'esposizione del sito rispetto alla classe di rugosità	93
4.3	Classi di rugosità	94

Elenco delle figure

1	Quadro orario di riferimento per la specializzazione “Elettrotecnica ed Elettronica” del Decreto del Presidente Della Repubblica del 15 marzo 2010, n. 88, Allegato C [17].	14
2	Quadro orario della specializzazione "Elettronica ed Elettrotecnica" curvatura "Energy Management". Tra parentesi le ore di compresenza dell'insegnante tecnico-pratico per laboratorio.	15
1.1	Cambiamento delle emissioni dell'UE dal 1990 al 2030 [2].	19
1.2	Energia prodotta dai sistemi di generazione di energia elettrica nel 2023 in Italia [73].	20
1.3	Nomenclatura della struttura di un pannello fotovoltaico [45].	21
1.4	A sinistra a) il reticolo cristallino del silicio con drogaggio di tipo P. A destra b) il reticolo cristallino del silicio con drogaggio di tipo N.	21
1.5	Rappresentazione della giunzione P-N [24].	22
1.6	Rappresentazione della giunzione P-N esposta alla radiazione solare [25].	23
1.7	Modulo fotovoltaico dove si evidenzia la differenza tra Busbar e Finger [42].	23
1.8	processo di Czochralski [51].	24
1.9	A sinistra a) Pannello di tipologia silicio monocristallino. A destra b) Pannello di tipologia silicio policristallino [25].	24
1.10	Pannello fotovoltaico a film sottile [25].	25
1.11	Struttura di un pannello ad eterogiunzione o multistrato [46].	25
1.12	Circuito equivalente del pannello fotovoltaico a 5 parametri [76].	26
1.13	Coefficienti d'albedo per diverse tipologie di superfici [11].	27
1.14	Caratteristica tensione-corrente di un pannello fotovoltaico. In rosso la caratteristica V-I mentre, in blu, la caratteristica potenza-tensione [76].	28
1.15	Caratteristica tensione-corrente di un pannello fotovoltaico al variare di temperatura (a sinistra) e irradianza (a destra) [28].	29
1.16	Andamento qualitativo dell'irradianza in percentuale rispetto al tipo di esposizione ed inclinazione del pannello [37].	30
1.17	Mismatch nel collegamento tra le diverse celle. A sinistra quello in serie mentre, a destra, in parallelo [1].	32
1.18	Struttura di un aerogeneratore eolico ad asse orizzontale [56].	33
1.19	Aerogeneratore eolico ad asse orizzontale [3].	34
1.20	Aerogeneratore eolico ad asse verticale [4].	35
1.21	Parco eolico di tipologia on-shore [9].	36

1.22	Parco eolico di tipologia off-shore [49].	36
1.23	Parco eolico di tipologia near-shore a destra con un off-shore a sinistra [48].	37
1.24	Schema di un impianto eolico a velocità fissa [1].	38
1.25	Schema di un impianto eolico a velocità variabile PMSG [1].	38
1.26	Aerodinamica di una pala eolica vista in sezione trasversale. In tratteggiato a destra la corda alare [1].	39
1.27	Andamento del coefficiente C_L (in blu) e del coefficiente C_D (in rosso) rispetto all'angolo di attacco α [1].	40
1.28	Regolazione delle pale verso lo stallò (a) e verso la messa in bandiera (b) [1].	41
1.29	Distribuzione delle densità di probabilità della velocità del vento [1].	41
1.30	Curva di potenza di una turbina eolica [15].	42
1.31	Sistema di accumulo idroelettrico [59].	43
1.32	Sistema di accumulo ad aria compressa [16].	44
1.33	Sistema di accumulo di tipo elettrochimico [21].	45
1.34	Sistema di accumulo di tipo termico: batteria al sale fuso [60].	45
1.35	Sistema di accumulo ad idrogeno [58].	46
1.36	Confronto tra curva di carico e di produzione per ottimizzare l'autosufficienza energetica [44].	47
2.1	Circuito di misura della caratteristica V-I di un pannello fotovoltaico . . .	49
2.2	Circuito di misura della resistenza variabile	50
2.3	Pannello fotovoltaico PEIMAR OS195M: caratteristiche tecniche	50
2.4	Pannello fotovoltaico PEIMAR OS195M	51
2.5	Multimetro True-RMS KAIWEETS HT118A	51
2.6	Resistenza variabile con cursore METREL da 500 Ω	52
2.7	Tabella riassuntiva del rilievo della caratteristica V-I	52
2.8	Curva sperimentale della caratteristica V-I	53
2.9	Circuito di misura della U_{OC} (a sinistra) e della I_{SC} (a destra)	54
2.10	Triangolo rettangolo per calcolo dell'angolo d'inclinazione	56
2.11	Tabella risultante della prova della variazione dell'angolo d'inclinazione . .	58
2.12	Grafico relativo alla variazione dell'irradianza in funzione dell'angolo d'inclinazione	58
2.13	Tabella per la prova della variazione dell'angolo d'orientazione	59
2.14	Grafico relativo alla variazione dell'irradianza in funzione dell'angolo d'orientazione	59
2.15	Curva di produzione media annuale dell'impianto fotovoltaico	60
2.16	Curva di carico media annuale di un'abitazione	61
2.17	Confronto tra la curva di carico e quella di produzione fotovoltaica	61
2.18	Tabella relativa ai flussi di energia del nostro caso studio	63
3.1	Industria 4.0 [7].	67
3.2	Smart Car [22].	68
3.3	Smart City [63].	69
3.4	Smart Agricolture [62].	69
3.5	Smart Health [67].	70
3.6	Smart Industry [68].	71
3.7	Smart Grid [64]	71

3.8	Architettura di una Smart Grid [71]	73
3.9	Architettura di una Smart Grid: le due dimensioni[71]	74
3.10	Rete di distribuzione senza generazione distribuita (a sinistra) e con generazione distribuita (a destra) [23]	76
3.11	Profili di tensione con generazione distribuita (DG) in rosso e senza generazione distribuita (DG) in nero [23]	76
3.12	Profili di tensione: senza DG, G_2 coincide con DG lontano dalla stazione AT/MT e G_3 coincide con DG vicino alla stazione AT/MT[23]	77
3.13	Curva di regolazione della potenza in funzione della frequenza per i generatori DG [23]	78
3.14	Telegestore Enel [72]	78
3.15	Curva di consumo di un gruppo di carichi	79
3.16	Classi energetiche. A destra quelle precedenti al 2021 mentre a sinistra quelle successive al 2021	79
3.17	Curva di consumo di un gruppo di carichi. In rosso senza fotovoltaico e in blu con fotovoltaico	80
3.18	Comunità energetica rinnovabile (CER) [13]	81
3.19	Comunità energetica rinnovabile (CER) pinerolese [43]	83
3.20	Microreti o Microgrid [40]	84
4.1	Tetto dell'IIS C. Denina sede ITIS Rivoira (Foto scattata il 24/09/2023 da Google Earth) [27]	87
4.2	Scheda tecnica pannello fotovoltaico The Longi 450W LR4-72HPH 450 [47]	88
4.3	Sito PVGIS [53]	88
4.4	Tabella excel estratta dal sito PVGIS	89
4.5	Energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico per ora e mese (in MWh)	91
4.6	Grafico dell'energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico per ora e mese (in MWh)	92
4.7	Distribuzione delle velocità del vento	94
4.8	Turbina eolica ad asse verticale 500 W [75]	95
4.9	Curva di potenza della turbina eolica [75]	96
4.10	Potenza corrispondente alla velocità del vento il 10/01/2023 alle ore 2 [75]	96
4.11	Grafico dell'energia totale prodotta dall'impianto eolico per ora e mese (in kWh)	97
4.12	Grafico dell'energia totale prodotta dall'impianto eolico per ora e mese (in kWh) con velocità modificata	97
5.1	La Smart Home [8].	101
5.2	I 3 livelli d'impianto definiti dalla CEI 64-8/3 al capitolo 37 [8].	102
5.3	Intelligenza artificiale [54]	103
5.4	Intelligenza artificiale: apprendimento per rinforzo	104
5.5	Schema rappresentativo della struttura di una regolazione automatica [61]	106
5.6	Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) [71]	108
5.7	Intelligent electronic device (IED) [71]	108
5.8	Remote terminal units (RTU)[71]	109
5.9	PLC: Controllore logico programmabile [57]	110
5.10	Processo industriale [57]	110

5.11	Impianto domotico [70]	112
5.12	Universal Powerline Bus (UPB) [77]	113
5.13	Interruttore intelligente di nuova generazione di tipologia Shelly [55]	114
5.14	Bticino [6]	115
5.15	Sonoff [69]	116
5.16	Zigbee [79]	117
5.17	Konnex (KNX) [35]	118
6.1	Simatic HMI	119
6.2	PLC Simatic S7-1200	120
6.3	Motore DC 24 V	120
6.4	Creazione delle variabili dell'HMI	121
6.5	Programmazione della logica dell'impianto con linguaggio Ladder	121
6.6	Programmazione della schermata del pannello HMI	122
6.7	Caricamento del programma sul PLC e sull'HMI	122
6.8	Verifica collegamento tra PLC ed HMI	123
6.9	Dispositivo Shelly 1 V3 relè WIFI intelligente	123
6.10	Schema elettrico di principio per l'accensione luce con Shelly 1 V3	124
6.11	Schema elettrico di montaggio per l'accensione luce con Shelly 1 V3	124
6.12	Striscia a LED	125
6.13	Schermata internet Shelly	126
6.14	Schermata internet Shelly: LED acceso	126

Parte I

Introduzione

0.1 Motivazione della creazione del nuovo indirizzo

La nascita della "curvatura Energy Management" ha come obiettivo di presentare agli studenti l'evoluzione dell'attuale sistema elettrico. La formazione che riceveranno pone le basi per renderli partecipi delle attuali innovazioni e promotori di futuri cambiamenti. In tale ottica, è importante segnalare come l'avvento di tecnologie come impianti di produzione rinnovabile distribuita, i sistemi di controllo ed automazione e i sistemi di intelligenza artificiale svolgano un ruolo chiave.

Il mantenimento della specializzazione "Elettronica ed Elettrotecnica", senza nessuna variazione nelle programmazioni didattiche, avrebbe portato ad una diminuzione della competitività delle figure formate all'interno dell'istituto una volta terminato il ciclo di studi. È importante precisare come tale variazione sia in linea con le direttive ministeriali riguardanti la personalizzazione dei percorsi didattici [41].

0.2 Struttura dell'indirizzo

La curvatura "Energy Management" prevede una variazione dei programmi delle materie di indirizzo: Elettrotecnica ed Elettronica, Tecnologie di Progettazione di Sistemi Elettrici ed Elettronici e Sistemi Automatici. Con il termine curvatura, s'intende la possibilità per ogni istituto di personalizzare i percorsi di studio. Questo può avvenire utilizzando la quota di autonomia del 20% dell'orario complessivo sulla base delle esigenze territoriali o dei fabbisogni formativi del mondo del lavoro [41]. Nel caso della curvatura "Energy Management" tale variazione copre solamente il 6,25% del monte ore settimanale previsto per il secondo biennio ed il quinto anno.

Il Decreto del Presidente Della Repubblica del 15 marzo 2010, n. 88, Allegato C [17], fornisce l'indicazione del quadro orario di riferimento per la specializzazione "Elettrotecnica ed Elettronica" come riportato nella figura 1.

In questa figura è possibile osservare la suddivisione oraria del carico didattico considerando 33 settimane [17]. Per ogni disciplina sono considerate delle ore teoriche e delle ore di compresenza. Le prime sono affidate all'insegnante teorico mentre le seconde prevedono 2 professori: uno tecnico-pratico (ITP) e uno teorico. Le ore di compresenza sono svolte in laboratorio e prevedono delle attività di natura pratica. Nella figura 1 è possibile osservare come, alle diverse materie, sia affidato un numero di ore per ogni anno scolastico. Sono, tuttavia, presenti delle caselle di colore grigio scuro che identificano, per quell'anno preso in analisi, che non sono previste ore nel carico didattico [17].

La curvatura "Energy Management" prevede l'introduzione delle materie di indirizzo: "Energia da fonti rinnovabili", "Gestione dei sistemi di produzione" ed "Utilizzo dell'intelligenza artificiale per la gestione dei sistemi elettrici". Per il terzo anno verrà introdotta la materia "Energia da fonti rinnovabili" che sarà caratterizzata da 2 ore settimanali divise in 1 teorica ed 1 laboratoriale. Questo percorso formativo si focalizza sull'approfondimento degli aspetti tecnici, progettuali e normativi relativi alle energie rinnovabili con particolare attenzione agli impianti fotovoltaici, eolici ed ai sistemi di accumulo. Nella parte laboratoriale si andranno ad effettuare delle prove su dei pannelli fotovoltaici ed un

“ELETTRONICA ED Elettrotecnica”: ATTIVITÀ E INSEGNAMENTI OBBLIGATORI					
DISCIPLINE	ore				
	1° biennio		2° biennio		5° anno
			secondo biennio e quinto anno costituiscono un percorso formativo unitario		
	1 ^A	2 ^A	3 ^A	4 ^A	5 ^A
Scienze integrate (Fisica)	99	99			
<i>di cui in compresenza</i>	66*				
Scienze integrate (Chimica)	99	99			
<i>di cui in compresenza</i>	66*				
Tecnologie e tecniche di rappresentazione grafica	99	99			
<i>di cui in compresenza</i>	66*				
Tecnologie informatiche	99				
<i>di cui in compresenza</i>	66*				
Scienze e tecnologie applicate **		99			
DISCIPLINE COMUNI ALLE ARTICOLAZIONI “ELETTRONICA”, “Elettrotecnica” ED “AUTOMAZIONE”					
Complementi di matematica			33	33	
Tecnologie e progettazione di sistemi elettrici ed elettronici			165	165	198
ARTICOLAZIONI “ELETTRONICA” ED “Elettrotecnica”					
Elettrotecnica ed Elettronica			231	198	198
Sistemi automatici			132	165	165
ARTICOLAZIONE “AUTOMAZIONE”					
Elettrotecnica ed Elettronica			231	165	165
Sistemi automatici			132	198	198
Totale ore annue di attività e insegnamenti di indirizzo	396	396	561	561	561
<i>di cui in compresenza</i>	264*		561*		330*
Totale complessivo ore	1056	1056	1056	1056	1056

* L'attività didattica di laboratorio caratterizza gli insegnamenti dell'area di indirizzo dei percorsi degli istituti tecnici; le ore indicate con asterisco sono riferite alle attività di laboratorio che prevedono la compresenza degli insegnanti tecnico-pratici. Le istituzioni scolastiche, nell'ambito della loro autonomia didattica e organizzativa, possono programmare le ore di compresenza nell'ambito del primo biennio e del complessivo triennio sulla base del relativo monte-ore.

** I risultati di apprendimento della disciplina denominata "Scienze e tecnologie applicate", compresa fra gli insegnamenti di indirizzo del primo biennio, si riferiscono all'insegnamento che caratterizza, per il maggior numero di ore, il successivo triennio. Per quanto concerne l'articolazione delle cattedre, si rinvia all'articolo 8, comma 2, lettera a).

Figura 1. Quadro orario di riferimento per la specializzazione "Elettrotecnica ed Elettronica" del Decreto del Presidente Della Repubblica del 15 marzo 2010, n. 88, Allegato C [17].

dimensionamento di un sistema d'accumulo. L'introduzione di questi argomenti risulta in linea con le competenze minime richieste a degli studenti che frequentano il terzo anno. Esse presuppongono la conoscenza della corrente continua e delle diverse tipologie di impianti di generazione elettrica.

Per il quarto anno verrà introdotta la materia "Gestione dei sistemi di produzione" che sarà caratterizzata da 2 ore settimanali divise in 1 teorica ed 1 laboratoriale. Questo percorso formativo si focalizza sul fornire competenze pratiche e teoriche nella gestione ed ottimizzazione dell'energia elettrica negli impianti industriali e civili. Verranno introdotti tutti quegli strumenti necessari a trasformare un edificio esistente da totalmente dipendente dalla rete di distribuzione elettrica ad autosufficiente. In tale ottica, nella parte laboratoriale, si andranno a rilevare i consumi energetici richiesti da un carico, a dimensionare un impianto fotovoltaico ed uno di natura eolica.

Per il quinto anno verrà introdotta la materia "Utilizzo dell'intelligenza artificiale per la gestione dei sistemi elettrici" che sarà caratterizzata da 2 ore settimanali divise in 1 teorica ed 1 laboratoriale. L'obiettivo del corso è quello di familiarizzare con l'uso dell'intelligenza artificiale (IA) destinandola all'ottimizzazione della gestione dei sistemi elettrici nelle abitazioni civili. Lo scopo è quello di migliorare l'efficienza energetica, ridurre i costi e minimizzare l'impatto ambientale di un'utenza. Nella parte laboratoriale si realizzerà un impianto mediante l'utilizzo di un dispositivo di interfaccia HMI ed un impianto automatizzato con un sistema basato sul protocollo Shelly.

Le materie della nuova curvatura sono affidate ad un docente facente parte della classe concorsuale A040. Per ogni anno si andranno a togliere 2 ore settimanali da una delle discipline tecniche per assegnarle al corso "Energy Management". Esse potranno essere insegnate dallo stesso professore da cui sono state tolte il quale potrà scegliere l'organizzazione didattica della propria materia. Per esempio potrebbe svolgere le ore della curvatura in più settimane consecutive in modo da fornire una continuità agli argomenti trattati. In caso contrario risulta possibile scegliere un docente differente che abbia il compito di insegnare le nuove materie. Questo, però, porterebbe ad avere una rigidità oraria maggiore ed uno sfruttamento poco proficuo dell'ora pratica. Infatti, parte di questa, verrebbe utilizzata per lo spostamento della classe e per la preparazione del laboratorio.

ENERGY MANAGEMENT	1	11	111	IV	V
AREA COMUNE	33	29	16	16	15
Lingua e letteratura italiana	4	4	4	4	4
Storia	2	2	2	2	2
Inglese	3	3	3	3	3
Matematica	4	4	4	4	3
Diritto ed economia	2	2			
Tecnologie e tecniche di rappresentazione grafica	3(1)	3(1)			
Fisica	3(1)	3(1)			
Chimica	3(1)	3(1)			
Scienze naturali	2	2			
Informatica	3(2)				
Geografia	1				
Scienze motorie	2	2	2	2	2
Religione / Alternativa	1	1	1	1	1
AREA D'INDIRIZZO	-	3	16(8)	16(9)	17(10)
Scienze e tecnologie applicate		3			
Elettronica ed elettrotecnica			4(2)	6(3)	6(3)
Sistemi automatici			4(2)	4(2)	3(2)
Tecnologie e progettazione di sistemi elettrici ed elettronici			6(4)	4(3)	6(4)
Energia da fonti Rinnovabili			2(1)		
Gestione dei sistemi di produzione				2(1)	
Utilizzo dell'intelligenza artificiale per la gestione dei sistemi elettrici					2(1)
TOTALE ORE SETTIMANALI	33	32	32	32	32

Figura 2. Quadro orario della specializzazione "Elettronica ed Elettrotecnica" curvatura "Energy Management". Tra parentesi le ore di compresenza dell'insegnante tecnico-pratico per laboratorio.

Il quadro orario della specializzazione "Elettronica ed Elettrotecnica" con la curvatura "Energy Management" sono riassunti nella figura 2. Tra parentesi vengono considerate le ore dedicate alla compresenza tra docente teorico e quello tecnico-pratico.

Parte II

**Materia: "Energia da fonti
rinnovabili"**

Capitolo 1

Teoria

1.1 Introduzione alle energie rinnovabili

Durante la ventiseiesima conferenza delle parti COP26 di Glasgow del 2020, 175 Paesi accettarono di mantenere gli stessi obiettivi della COP21 di Parigi del 2015. Questi prevedevano l'imposizione di un limite massimo di incremento della temperatura globale di 1,5°C superiore rispetto al periodo preindustriale che non deve essere superato [26]. L'Unione Europea si è resa promotrice di tali decisioni e, da gennaio del 2020, la Commissione della presidente Von der Leyen ha approvato un piano denominato "European Green Deal" [29]. I principali obiettivi che stanno alla base del Green Deal Europeo sono:

- Riduzione, entro il 2030, delle emissioni di gas serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, vedi figura 1.1

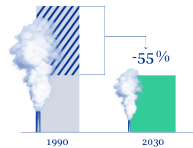


Figura 1.1. Cambiamento delle emissioni dell'UE dal 1990 al 2030 [2].

- Zero emissioni nette di gas serra, o neutralità climatica, entro il 2050 [29]

Codesti traguardi hanno dato origine ad un periodo di transizione in cui era necessario strutturare delle riforme legislative in linea con gli scopi prefissati. In tale ottica è importante citare la legge europea sul clima approvata il 21 aprile 2021. Questa traccia il percorso verso la neutralità climatica definita come pilastro su cui adeguare le politiche dell'UE in materia di clima, energia, sfruttamento del suolo e trasporti all'obiettivo del 2030 [29]. Per essere concordi con "European Green Deal", è fondamentale limitare i gas serra derivanti dai sistemi di produzione ed utilizzo dell'energia elettrica responsabili del 75% delle emissioni dell'UE [29]. Risulta, quindi, necessario un processo di transizione

verde verso una generazione derivante dal 100% di fonti di energia primaria rinnovabili. Nella realtà l'obiettivo preposto presuppone un cambiamento strutturale della rete di trasmissione europea per mantenerne le caratteristiche di stabilità, tensione e frequenza entro limiti accettabili. In tale ottica un obiettivo come quello di produrre il 40% dell'energia da fonti primarie rinnovabili entro il 2030 risulta estremamente ambizioso [29]. La dicitura "primaria" si riferisce alle sorgenti PES (Primary Energy Saving) ossia, una forma di energia che non è stata sottoposta ad alcuna conversione ed è disponibile in natura [36]. Con il termine rinnovabile si intende una fonte capace di rigenerarsi ad un ritmo sufficiente e compatibile con i tempi umani ossia di qualche decina di anni al massimo [36]. Tra i possibili impianti che rispecchiano tali caratteristiche emergono:

- Idroelettrico
- Eolico
- Fotovoltaico
- Bioenergie
- Geotermico
- Mareomotrice

L'Italia, in quanto nazione facente parte dell'Unione Europea, ha dovuto adattarsi agli obiettivi imposti dal Green Deal Europeo. Per questo motivo ha approvato, nel 2022, un piano chiamato "Green New Deal" il quale ha lo scopo di agevolare finanziariamente la realizzazione di progetti di ricerca, sviluppo e innovazione aventi come finalità la transizione ecologica e circolare [30]. Per verificare se le misure adottate sono sufficienti è possibile analizzare i dati forniti da Terna (Gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in Italia). Nel 2023 il paese presentava una percentuale del 48,6% di potenza installata rispetto al totale lordo di 130,1 GW relativa agli impianti termoelettrici e con un'energia prodotta da tali impianti pari a circa il 62,23% rispetto ad un totale lordo di 264,7 TWh [73], vedi figura 1.2. L'Italia prevede di passare da un 55% attuale (2025) ad un 100% entro il 2050 di energia prodotta mediante fonti rinnovabili [73].

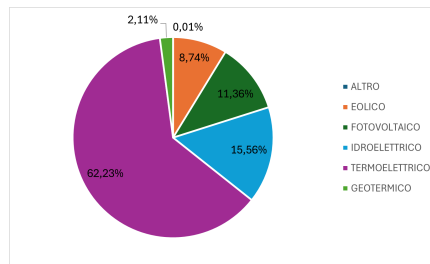


Figura 1.2. Energia prodotta dai sistemi di generazione di energia elettrica nel 2023 in Italia [73].

1.2 Impianto fotovoltaico

Tra le fonti RES più diffuse in Italia, il fotovoltaico ha un'importanza notevole per cui si sceglie di dedicare la prima parte dello stadio ad esso.

1.2.1 Analisi della struttura del pannello

Un pannello fotovoltaico è composto da diversi moduli. Il componente base di questi è la cella elementare in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica come esplicitato della figura 1.3.

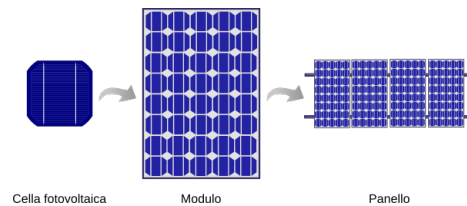


Figura 1.3. Nomenclatura della struttura di un pannello fotovoltaico [45].

Il materiale utilizzato per produrre i pannelli fotovoltaici è il silicio solare. Con questo termine si intende un reticolo cristallino con delle impurità di ordine inferiore a 10^{-7} , ossia una ogni 1 milione di atomi di Silicio. L'inserzione o l'aumento artificiale delle impurità viene effettuato attraverso un processo di drogaggio con atomi tetravalenti e pentavalenti. Nel primo caso, nel reticolo del silicio cristallino, viene inserito un atomo avente 3 elettroni nella banda di valenza. Ad esempio si utilizza il Boro in modo che, per ogni impurezza inserita, si crei una lacuna come nella figura 1.4a. In tal caso si parla di drogaggio di tipo P. L'aggiunta, invece, di un atomo pentavalente, implica l'avere 5 elettroni nella banda di valenza ma con solo 4 di essi che creano legami con gli atomi di silicio. Uno di questi elettroni risulta, dunque, libero di muoversi. Questo tipo di modifica del reticolo cristallino prende il nome di drogaggio di tipo N e viene, solitamente, realizzato con degli atomi di Fosforo come nella figura 1.4b [1].

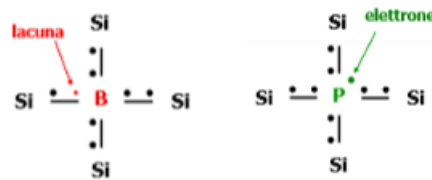


Figura 1.4. A sinistra a) il reticolo cristallino del silicio con drogaggio di tipo P. A destra b) il reticolo cristallino del silicio con drogaggio di tipo N.

In una cella fotovoltaica a singola giunzione lo strato drogato di tipo N è posto sopra allo strato drogato di tipo P per uno spessore totale di circa 0,2 mm. La zona di contatto tra i due strati prende il nome di giunzione P-N.

Gli elettroni liberi di muoversi presenti nella zona drogata di tipo N, tendono a spostarsi verso la zona P, in quanto, sono attratti dalla presenza di lacune. Questo movimento genera una corrente chiamata di campo o di deriva. La regione P, inizialmente neutra, si ritrova con un accumulo di elettroni proveniente dallo strato N che la rendono carica negativamente. Di conseguenza, la regione N diventa carica positivamente [1].

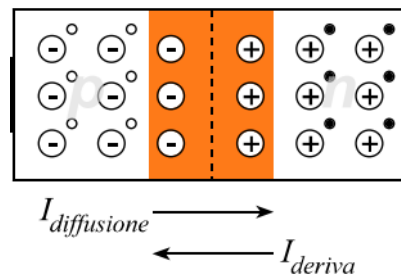


Figura 1.5. Rappresentazione della giunzione P-N [24].

Oltre allo spostamento di elettroni esiste anche il passaggio di lacune tra lo strato P e lo strato N. Questo fenomeno viene chiamato diffusione in quanto genera una corrente di diffusione. Fisicamente le lacune rappresentano la mancanza di un elettrone e, di conseguenza, non sono delle cariche elettriche che si spostano. Nella realtà, però, la ricombinazione tra elettroni e lacune sposta questa mancanza verso lo strato N. Lo spostamento di elettroni e lacune termina quando la corrente di diffusione e quella di campo si eguagliano in modulo ma con direzione opposta. In questo caso si viene a creare una zona elettricamente neutra chiamata zona di svuotamento rappresentata in arancione nella figura 1.5 [1].

Un elettrone per passare dalla banda di valenza (dove concorre alla creazione di legami chimici) a quella di conduzione (in cui è libero di muoversi) deve compiere un salto energetico chiamato "energy gap". Da quando si forma la zona di svuotamento, gli elettroni non possiedono l'energia necessaria per effettuare questo passaggio. Il modo con cui è possibile raggiungere il sufficiente livello energetico è, per esempio, l'effetto fotovoltaico. Con questo s'intende il processo tramite il quale un fotone (particella caratterizzante della radiazione luminosa) cede la propria energia ad un elettrone per fargli compiere l'"energy gap". La presenza di un campo elettrico (E) derivante dal fatto che le zone P ed N sono cariche, permette il transito dell'elettrone libero di muoversi dallo strato N a quello P. Tale spostamento genera la corrente fotovoltaica che andrà ad alimentare un carico elettrico come rappresentato dalla figura 1.6 [1].

Tale effetto continuerà finché la cella elementare verrà esposta alla radiazione solare. Nelle

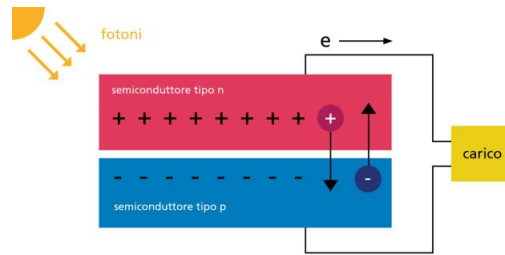


Figura 1.6. Rappresentazione della giunzione P-N esposta alla radiazione solare [25].

condizioni di funzionamento standard (irraggiamento ($G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$) alla temperatura del modulo di 25°C), una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3 A ed una tensione di 0,5 V. Si rende, quindi, necessario un collegamento di 4 file parallele di 12 celle in serie in modo da realizzare un modulo fotovoltaico di 36 celle. I collegamenti tra i componenti elementari sono costituiti da filamenti di Ag-Al detti Busbar o Finger come viene rappresentato nella figura 1.7. I primi sono più spessi e sono utilizzati per il collegamento al carico elettrico mentre, i secondi sono più sottili e servono ad effettuare la connessione tra le celle. Si preferisce utilizzare i Finger e non i Busbar in quanto sono più sottili ed essendo posizionati nell'area colpita dalla radiazione solare, non riducono eccessivamente la parte di modulo colpito dalla luce [1].

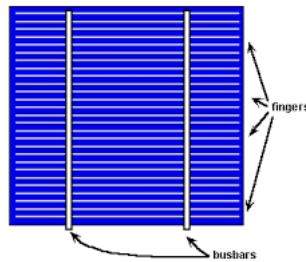


Figura 1.7. Modulo fotovoltaico dove si evidenzia la differenza tra Busbar e Finger [42].

1.2.2 Tecnologie esistenti

I pannelli fotovoltaici possono essere realizzati utilizzando diverse tecnologie. Le principali sono:

- Silicio monocristallino
- Silicio policristallino
- Film sottile
- Etero giunzione

I pannelli di silicio monocristallino sono formati da un cristallo di silicio di elevata purezza di forma cilindrica ottenuto attraverso il processo Czochralski, vedi figura 1.8.

Tale cilindro viene suddiviso in dei "wafer" dello spessore di 0,20-0,25 mm. Il vantaggio



Figura 1.8. processo di Czochralski [51].

principale di questa tipologia di pannelli è l'efficienza che si aggira intorno al 20-22% con una perdita delle caratteristiche nel tempo molto limitata. Lo svantaggio principale consiste nella presenza di gap ossia, di spazi nella superficie esposta alla radiazione solare dovuta al taglio del cristallo di silicio per ottenere degli pseudo cristalli (Figura 1.9a) [1].

Il silicio policristallino, invece, presenta una struttura a grani ottenuta partendo da un lingotto policristallino attraverso il "block casting". Il silicio fuso mediante l'energia elettrica viene versato in un crogiolo di grafite. Viene, poi, sottoposto ad un raffreddamento controllato con cristallizzazione direzionale ed allineamento dei cristalli verticalmente alla superficie [1] (Figura 1.9b). L'efficienza è inferiore rispetto al monocristallino al 15-18% ed anche il prezzo è decisamente inferiore. La durata ed il mantenimento delle caratteristiche, invece, sono simili a quelle del monocristallino.



Figura 1.9. A sinistra a) Pannello di tipologia silicio monocristallino. A destra b) Pannello di tipologia silicio policristallino [25].

Le celle a film sottile sono composte da un materiale semiconduttore di 0,1 mm che

viene depositato su vetro, polimeri o alluminio attraverso delle miscele gassose. Il dimezzamento dello spessore riduce il peso del modulo, la quantità di materiale utilizzato e rende la struttura più flessibile vedi figura 1.10. In termini di efficienza, si presenta una riduzione al 7-11%. Questa tipologia, però, può adattarsi bene a superfici curve o come elemento o strato base per la realizzazione di moduli multistrato [25].

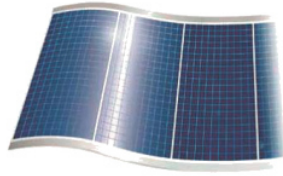


Figura 1.10. Pannello fotovoltaico a film sottile [25].

Le celle etero giunzione sono realizzate mediante successive disposizioni di differenti materiali semiconduttori, vedi figura 1.11. Codesta tecnica permette di sfruttare la risposta spettrale dei diversi materiali incrementando le radiazioni solari che vengono utilizzate per trasformare l'energia del fotone in energia elettrica. In questo modo si riesce ad incrementare l'efficienza arrivando ad un 30-40% con una corrente inferiore a quella del silicio monocristallino ma con una tensione incrementata. Questa tecnologia, però, comporta un costo di produzione eccessivamente elevato [25].

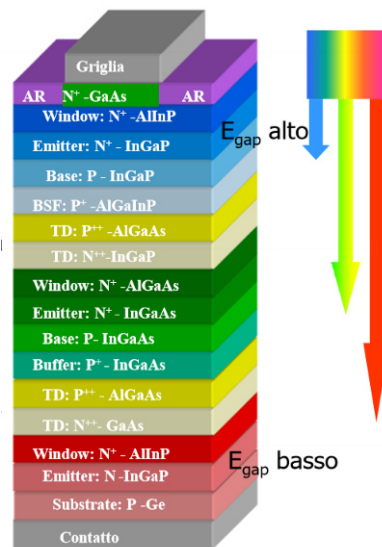


Figura 1.11. Struttura di un pannello ad etero giunzione o multistrato [46].

1.2.3 Caratteristica V-I

Il pannello fotovoltaico può essere analizzato attraverso un circuito elettrico equivalente che ne modella il funzionamento e le perdite come rappresentato nella figura 1.12.

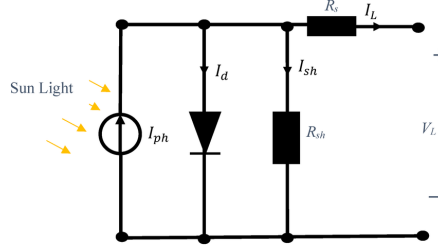


Figura 1.12. Circuito equivalente del pannello fotovoltaico a 5 parametri [76].

Questo viene chiamato circuito a 5 parametri [1]. Il primo è la corrente fotovoltaica che ha una stretta dipendenza dall'irradianza (G) responsabile della polarizzazione diretta della giunzione secondo la formulazione:

$$I_{ph} = K * A * G. \quad (1.1)$$

In (1.1) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

1. K identifica la tipologia di materiale utilizzato ed è misurato in $[A/W]$
2. A identifica l'area utile, ossia quella che risulta esposta alla radiazione solare. Viene misurata in $[m^2]$
3. G identifica la radiazione solare, ossia l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato. Viene misurata in $[W/m^2]$

La radiazione che colpisce una superficie è composta da tre componenti [1]:

- Radiazione diretta è quella che arriva direttamente dal sole
- Radiazione diffusa, invece, arriva alla superficie a causa della presenza dell'atmosfera
- Radiazione riflessa dovuta alla riflessione dei raggi solari sull'ambiente esterno in direzione dell'impianto fotovoltaico. Questa viene calcolata con la formula:

$$G_{riflessa} = K_{albedo} * G_{incidente} \quad (1.2)$$

In (1.2) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

1. K_{albedo} viene chiamato coefficiente di albedo e identifica la capacità di riflessione della radiazione luminosa. È una costante adimensionale che varia sulla base dei materiali presenti sulle superfici. I valori sono tabellati come rappresentato dalla figura 1.13.

Tipo di superficie	albedo
Strade sterrate	0,04
Superfici acquose	0,07
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Asfalto invecchiato	0,10
Tetti o terrazzi in bitume	0,13
Suolo (creta, marne)	0,14
Erba secca	0,20
Pietrisco	0,20
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Bosco in autunno/campi	0,26
Erba verde	0,26
Superfici scure di edifici	0,27
Foglie morte	0,30
Superfici chiare di edifici	0,60
Neve	0,75

Figura 1.13. Coefficienti d'albedo per diverse tipologie di superfici [11].

2. $G_{\text{incidente}}$ identifica la radiazione solare che incide sulla superficie presa in analisi e viene misurata in $[W/m^2]$.

Il secondo parametro è rappresentato nella figura 1.12, dal diodo [1]. Questo tiene conto della presenza della giunzione P-N, ossia della corrente di deriva attraverso la formula:

$$I_d = I_{\text{deriva}} * \left(e^{\frac{q * U_j}{m * k * T}} - 1 \right) \quad (1.3)$$

In (1.3) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- I_{deriva} identifica la corrente di deriva della giunzione p-n e si misura in A
- q identifica la carica dell'elettrone pari a $1,6 * 10^{-9}$ C
- U_j coincide con la tensione a vuoto, ossia quando il carico non assorbe corrente e si misura in V
- m è il fattore di idealità del diodo che tiene conto delle eventuali ricombinazioni di cariche (per il silicio cristallino è 2)
- k è la costante di Boltzmann pari a $1,38 * 10^{-23}$ J/K
- T è la temperatura espressa in K

Nella figura 1.12 sono presenti anche R_{sh} e R_s . Il primo identifica il grado d'isolamento del bordo esterno e di possibili circolazioni di corrente tra la parte superiore e quella inferiore del pannello sullo strato laterale esterno e si misura in Ω [1]. Più il pannello è realizzato con cura a livello dell'isolamento esterno e più sarà grande questo parametro. Il secondo tiene conto del fatto che la superficie utile ai fini dell'effetto fotovoltaico è minore rispetto a quella teorica a causa della presenza dei busbar. Su questi si genera una caduta di tensione che riduce la potenza utile e per questo si cerca di limitare il più possibile R_s .

Anche questo parametro si misura in Ω [1]. La corrente in uscita dal pannello fotovoltaico sarà:

$$I_L = I_{ph} - I_d - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (1.4)$$

mentre la tensione sarà:

$$U_L = U_j - R_s * I_L \quad (1.5)$$

La relazione tra le due grandezze è rappresentabile attraverso un grafico tensione-corrente.

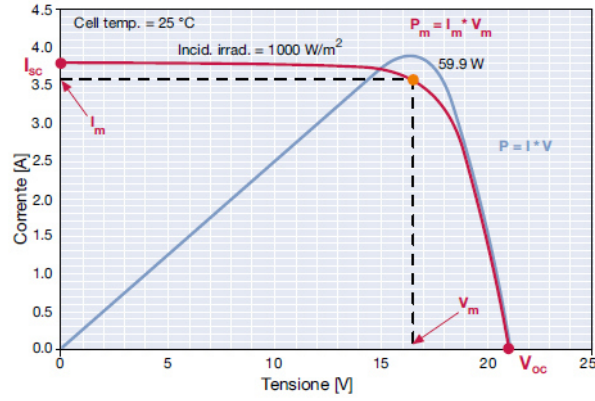


Figura 1.14. Caratteristica tensione-corrente di un pannello fotovoltaico. In rosso la caratteristica V-I mentre, in blu, la caratteristica potenza-tensione [76].

Nella figura 1.14 è possibile osservare i seguenti punti caratteristici [1]:

- I_{SC} identifica la corrente di corto circuito e si misura in A
- U_{OC} identifica la tensione di circuito aperto del pannello e si misura in V
- I_m coincide con la corrente che eroga il pannello nel punto di massima potenza. Generalmente il valore è un 90-95% della I_{SC} . Tale grandezza si misura in A
- U_m coincide con la tensione ai capi del carico alimentato dal pannello nel punto di massima potenza. Generalmente il valore è un 76-82% della U_{OC} . Tale grandezza si misura in V
- P_m è la potenza generata dal pannello nel punto di massima potenza e si misura in W

Per confrontare le diverse prestazioni dei pannelli è possibile utilizzare un coefficiente adimensionale che si chiama Fill Factor o fattore di riempimento. Questo si calcola con la formula [1]:

$$FF = \frac{U_M}{U_{OC}} * \frac{I_m}{I_{sc}} \quad (1.6)$$

I valori tipici del Fill Factor (1.6) sono di 0,7-0,8 per il silicio cristallino e di 0,5-0,6 per quello in film sottile o multistrato [1].

La curva tensione-corrente (figura 1.14) dipende da due parametri: irradianza (G) e temperatura (T). La prima porta ad una traslazione del tratto tra I_{SC} ed I_m in verticale, mentre la temperatura agisce maggiormente sul tratto tra U_{OC} e U_m , vedi figura 1.15.

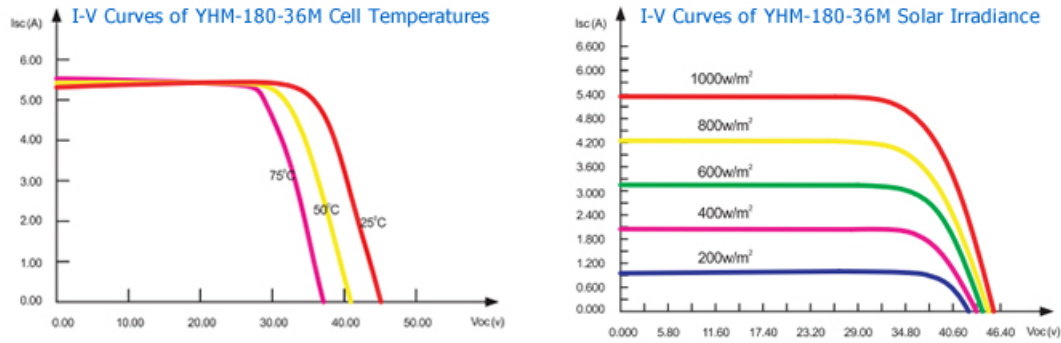


Figura 1.15. Caratteristica tensione-corrente di un pannello fotovoltaico al variare di temperatura (a sinistra) e irradianza (a destra) [28].

1.2.4 Producibilità

Per effettuare un'analisi della producibilità di un pannello fotovoltaico, è necessario definire due condizioni normative introdotte dalla IEC-EN 60904 [1]:

- STC ossia le condizioni Standard che corrispondono a:
 - $G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$
 - AM ossia Massa d'aria pari a 1,5
 - Temperatura del modulo T_C pari a 25°C
- NOCT ossia la temperatura della cella nelle condizioni operative che corrispondono a:
 - $G_{NOCT}=800 \text{ W/m}^2$
 - AM ossia Massa d'aria pari a 1,5
 - Temperatura ambiente del modulo ($T_{amb,NOCT}$) pari a 25°C

Per la NOCT, tipicamente di 42-50°C [1], viene calcolata la temperatura del modulo nel seguente modo:

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT + T_{amb,NOCT}}{G_{NOCT}} * G_x \quad (1.7)$$

dove G_x , nell'equazione 1.7, identifica l'irradianza del modulo preso in analisi nella sua condizione di funzionamento reale. Tale parametro dipende dalle condizioni atmosferiche e dall'angolo di inclinazione (detto anche angolo di Tilt) scelto per l'esposizione del pannello. Infatti, la variazione di quest'ultimo, comporta avere moduli più soggetti a radiazione diffusa o riflessa rispetto a diretta o viceversa. Nella figura 1.16 si osserva come l'esposizione del pannello fotovoltaico permette di utilizzare una percentuale differente di irradianza rispetto a quella reale registrata nella zona presa in analisi. Un'esposizione (angolo di Azimut) a Sud (Angolo di Azimut = 0°) permette di sfruttare il 100% rispetto ad una esposizione a Nord (Angolo di Azimut = 180°) dove si raggiunge il 35-70%. Est o Ovest (Azimut rispettivamente 90° e -90°) corrispondono a sfruttamento tra il 60 ed il 90% in base all'angolo di tilt.

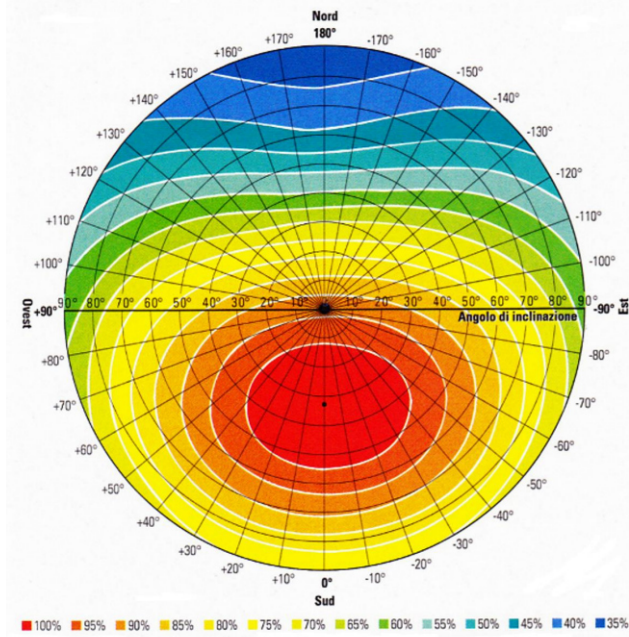


Figura 1.16. Andamento qualitativo dell'irradianza in percentuale rispetto al tipo di esposizione ed inclinazione del pannello [37].

Secondo la norma IEC standard 61724 [1], è possibile definire un parametro chiamato Performance Ratio (PR) calcolato nel seguente modo:

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{teorico}} \quad (1.8)$$

In (1.8) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- E_{AC} identifica la producibilità annuale, ossia l'energia realmente prodotta da un pannello fotovoltaico in corrente alternata misurata in kWh
- $E_{teorico}$ identifica l'energia producibile nel caso in cui si trascurassero le perdite del pannello fotovoltaico e si misura in kWh

Il valore dell' $E_{teorico}$ può essere ricavato attraverso la relazione:

$$E_{teorico} = P_N * Y_R \quad (1.9)$$

In (1.9) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- P_N è la potenza nominale dell'impianto considerando un funzionamento in condizioni STC e si misura in kW
- Y_R chiamato Reference Yield o Resa di Riferimento si misura in h/giorno. E' possibile calcolarlo attraverso la formula:

$$Y_R = \frac{H_g}{G_{STC}} \quad (1.10)$$

dove H_g identifica l'irraggiamento globale incidente sul piano dei moduli in kWh/m² [1].

Nella realtà i valori delle grandezze nell'equazione 1.8 non sono di facile determinazione. Per questo motivo molto spesso si preferisce utilizzare la seguente formula:

$$PR = \eta_{mis} * \eta_d * \eta_r * \eta_{wir} * \eta_{temp} * \eta_{shad} * \eta_{PCU} * \eta_{spec} \quad (1.11)$$

In (1.11) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- η_{mis} tiene conto del "Mismatch" intrinseco presente tra i vari moduli costituenti un pannello fotovoltaico
- η_r tiene conto della presenza di Finger e Busbar che rendono la superficie utile inferiore alla teorica. Inoltre, vengono considerate le riflessioni delle radiazioni solari sul pannello
- η_d tiene conto dello sporco e delle impurità che si sono depositate sulla superficie del pannello e che interferiscono con la ricezione della radiazione solare
- η_{wir} tiene conto della presenza di cablaggi, fusibili o interruttori che, nel loro funzionamento normale, generano perdite
- η_{temp} tiene conto delle diversità di temperatura rispetto 25°C della cella
- η_{shad} tiene conto della non uniforme illuminazione che investe il modulo. Questo fenomeno viene denominato "Shading Effect"

- η_{PCU} tiene conto della presenza dell'MPPT (inseguitore di massima potenza) e degli stadi di conversione dovuti all'inverter
- η_{spec} tiene conto della presenza di uno spettro solare diverso da quello di riferimento ($AM=1.5$)

Nell'equazione 1.11 sono stati messi in luce due problemi importanti relativi ai pannelli solari: Il "Mismatch" e lo "Shading Effect" [1]. Il primo identifica delle caratteristiche differenti tra le diverse celle che compongono un pannello. Nei collegamenti in serie tra le celle si genera un vincolo alla corrente passante. Questa può essere evitata mediante l'installazione di un diodo in anti-parallelo alle celle elementari chiamato diodo di By-pass che evita che esse abbiano, ai loro capi, delle tensioni negative. Nel collegamento parallelo le stringhe con le celle guaste o in "Mismatch" si comportano da carichi elettrici e assorbono corrente. Per ovviare a questa problematica vengono installati dei diodi di blocco come rappresentato in figura 1.17 [1].

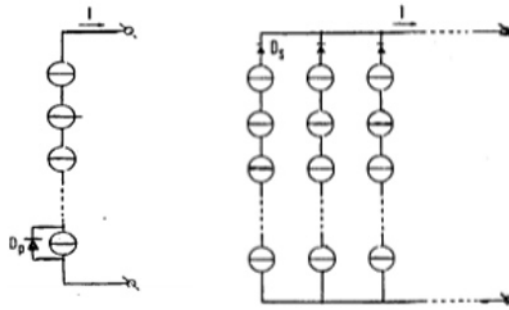


Figura 1.17. Mismatch nel collegamento tra le diverse celle. A sinistra quello in serie mentre, a destra, in parallelo [1].

Lo "Shading Effect" identifica, invece, un'estremizzazione del concetto di "Mismatch". In questo caso, le diverse caratteristiche tra i pannelli, comportano un effetto di vincolo di corrente o di tensione negativa di entità nettamente superiore.

L'obiettivo della stima della producibilità è ricavare l'energia E_{AC} fornita in uscita dal pannello fotovoltaico per confrontarla con la curva di carico.

1.3 Impianto eolico

Oltre agli impianti fotovoltaici, ai fini della generazione rinnovabile di energia elettrica, sono di grande importanza gli impianti eolici.

1.3.1 Analisi struttura

Un impianto eolico può essere di due diverse tipologie: ad asse orizzontale oppure ad asse verticale. La principale differenza risulta essere, oltre a quella costruttiva, in termini di efficienze della conversione energetica. Infatti, le tecnologie ad asse verticale, sono meno efficienti rispetto a quelle orizzontali.

Quest'ultima presenta una struttura come quella nella figura 1.18. I diversi componenti hanno lo scopo di rendere l'impianto stabile strutturalmente e capace di sfruttare nel miglior modo possibile il vento.

Tra i diversi componenti di un impianto eolico troviamo le pale. Quest'organo è fondamentale ai fini della conversione elettrica in quanto è quella parte dell'impianto eolico che entra in contatto con il vento. Il numero delle pale incide sulla velocità di rotazione del motore, sul peso della struttura e sugli sforzi flessionali dell'albero rotante. Attraverso degli studi riguardanti l'efficienza delle diverse tecnologie, si è dimostrato che il numero di pale tali da sfruttare meglio la fonte d'energia è pari a 3 [1]. Queste devono essere poste a 120° meccanici tra di loro. La lunghezza tipica è di 10-15 m ed il materiale utilizzato è la fibra di vetro. Negli ultimi anni il carbonio ha avuto una rapida diffusione per la realizzazione delle pale, ma i costi estremamente elevati rispetto alle caratteristiche elettrodinamiche e meccaniche, ne hanno limitato l'utilizzo [1].

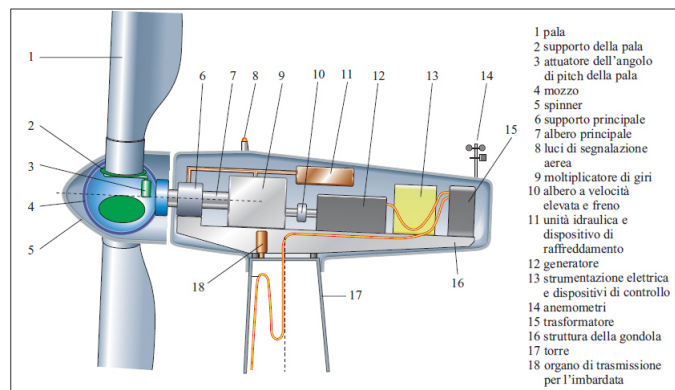


Figura 1.18. Struttura di un aerogeneratore eolico ad asse orizzontale [56].

Le pale sono regolabili in termini d'inclinazione e collegate da un'estremità al mozzo. Questo è fatto in materiali come la grafite ed è saldamente calettato all'albero meccanico

del generatore. Nel mozzo sono presenti gli attuatori meccanici che permettono di regolare l'inclinazione delle pale. La carcassa esterna di copertura del mozzo è realizzata attraverso un involucro chiamato "spinner". Esso svolge, attraverso la sua forma a punta, il compito di favorire l'aerodinamicità della navicella o della gondola [1].

Quest'ultima ha lo scopo di proteggere, contro gli agenti atmosferici, gli organi di trasmissione, il generatore, il moltiplicatore di giri (di solito di rapporto 1:1000) e i vari impianti di trasmissione meccanica e regolazione elettrica. La navicella è sostenuta all'altezza di circa 150 m da una torre cava fissata alle fondamenta poste nel terreno. Ogni aerogeneratore eolico può avere ulteriore componentistica utile al miglioramento della conversione di energia. Per esempio i sistemi di bardata che ruotano la navicella e le pale verso la direzione di maggior ventosità, dei sistemi di misurazione anemometrica o di regolazione della velocità [1].

1.3.2 Tecnologie esistenti

Esistono diverse tipologie di impianti eolici. I criteri di classificazione possono essere molteplici. I più comuni sono:

- Tipologia di asse
- Localizzazione geografica del parco eolico
- Generatore installato

La tipologia ad asse orizzontale (HAWT = Horizontal Axis Wind Turbines), vedi figura 1.19, è la tecnologia più diffusa tra gli impianti eolici. Caratterizzati da un asse di rotazione parallelo al suolo, questi dispositivi sono progettati per massimizzare l'energia estratta dal vento in quanto raggiungono, con la rotazione delle pale, un'altezza elevata dove il vento risulta essere di entità superiore e meno soggetto ad interferenze dell'ambiente [1]. In termini economici, questa tecnologia ha una diffusione industriale molto ampia e ciò ne permette un ammortamento dei costi produttivi. Vista l'altezza e la quantità di materiale necessario, la spesa di installazione rimane comunque elevata. Sebbene sia una fonte di energia rinnovabile presenta degli impatti non trascurabili di tipo acustico (rumorosità dell'impianto), di tipo visivo (rovinando i paesaggi naturalistici) e di tipo ambientale (ad esempio la migrazione d'uccelli) [1].



Figura 1.19. Aerogeneratore eolico ad asse orizzontale [3].

La tipologia ad asse verticale (VAWT = Vertical Axis Wind Turbines), vedi figura 1.20, è caratterizzata da un asse di rotazione perpendicolare al suolo. Questi dispositivi sono progettati per massimizzare l'energia estratta dal vento negli ambienti urbani e senza la necessità di orientarsi verso la direzione più ventosa, ma catturando il vento da tutte le direzioni [1]. Il più grande vantaggio è sicuramente la facilità di installazione rispetto agli HAWT, in quanto sono estremamente più piccole. D'altro canto, però, l'efficienza risulta minore a causa delle velocità del vento inferiori e soprattutto molto perturbate dalla zona urbana in cui sono installate [1].



Figura 1.20. Aerogeneratore eolico ad asse verticale [4]

Per quanto riguarda la classificazione degli impianti eolici ai fini della posizione geografica d'installazione, possiamo avere:

- Parco eolico on-shore, se localizzato su zone terrene ad almeno 3 km dalla costa
- Parco eolico near-shore, se installati nell'entroterra o in mare a distanza inferiore rispetto ai 3 km dalla costa
- Parco eolico off-shore, se localizzato a largo della costa (superati i 3 km) in mare aperto o in siti ad elevata profondità marina

La tecnologia on-shore, vedi figura 1.21, rappresenta, tra le tre citate, il parco eolico più economico e con meno emissioni. I tempi di installazione sono brevi e l'energia prodotta può essere utilizzata direttamente dall'utilizzatore nelle vicinanze del parco attuando una generazione distribuita. In termini di impatto visivo, acustico e ambientale è maggiormente inquinante rispetto ad altre tecnologie. In termini di caratteristiche del territorio, sono spesso presenti alberi, montagne o colline che modificano l'entità delle correnti del vento riducendone l'efficienza [9].



Figura 1.21. Parco eolico di tipologia on-shore [9].

La tecnologia off-shore, vedi figura 1.22 è la modalità più efficiente per generare elettricità dal vento. La motivazione risiede nell'entità delle correnti marine che sono più cospicue rispetto a quelle dell'entroterra. Inoltre la morfologia del terreno è totalmente piatta e ciò comporta l'assenza di riduzioni delle ventosità [9]. Secondo il WWF esiste una correlazione tra tutela dell'ecosistema marino e l'eolico off-shore. Questo è dovuto al fatto che la zona in cui sono installati questi impianti, viene delimitata e resa inaccessibile. In questo modo, la fauna ittica, può trovare spazio "sicuro" dall'overfishing [78]. I costi di installazione sono sicuramente più elevati e le manutenzioni sono più difficoltose. In generale però questi impianti sono molto più convenienti degli on-shore [9].



Figura 1.22. Parco eolico di tipologia off-shore [49].

La tecnologia near-shore, vedi figura 1.23, è di solito inglobata nella trattazione dell'on-shore o dell'off-shore sulla base del terreno d'installazione. In termini di vantaggi e svantaggi, rappresenta una via di mezzo tra le due tecnologie, poiché presenta una superficie morfologicamente più uniforme, correnti mediamente forti e costi simili a quelli dell'on-shore [9]



Figura 1.23. Parco eolico di tipologia near-shore a destra con un off-shore a sinistra [48].

Un altro metodo per classificare le tipologie d'impianto eolico è quello della tipologia di generatore:

- Velocità fissa
- Velocità variabile PMSG
- Velocità variabile DFIG

Per quanto riguarda lo schema d'impianto a velocità fissa, vedi figura 1.24, è formato da pale, gearbox (GB), generatore ad induzione (IG) e trasformatore. Nel gearbox è presente il moltiplicatore di giri che permette di trasformare la velocità in uscita dalle pale in una compatibile con la frequenza di rete. Il generatore utilizzato è quello di natura asincrona a gabbia di scoiattolo, che consente di avere un rendimento elevato con scorrimenti del 1-2%. È possibile realizzare sistemi aventi due differenti velocità attraverso un doppio numero di poli o con due differenti generatori asincroni connessi. Tale soluzione è più costosa ma permette lo sfruttamento di un range di velocità superiore e rappresenta un circa 40% del mercato eolico italiano [1].

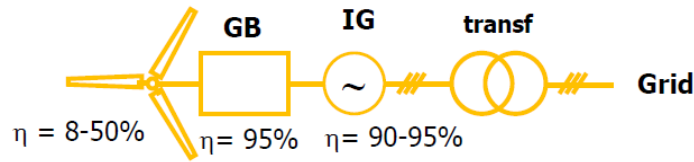


Figura 1.24. Schema di un impianto eolico a velocità fissa [1].

Per quanto riguarda lo schema d'impianto a velocità variabile, vedi figura 1.25, sono formati da pale, generatori di tipo sincrono a magneti permanenti (PMSG), un doppio stadio di conversione ed un trasformatore trifase [1]. Questa tecnologia a velocità variabile è utilizzata con potenze più elevate (fino a qualche MW) e con un intervallo di velocità più ampio (15 - 45 rpm) [1]. Uno dei vantaggi più importanti risulta il rendimento elevato per velocità di circa 4 – 8 m/s. Il doppio stadio di conversione ha come scopo quello di sostituire il moltiplicatore di giri in quanto tale funzione viene svolta dai convertitori stessi [1]. La tecnologia a velocità variabile con generatore PMSG rappresenta il 15% del mercato italiano [1].

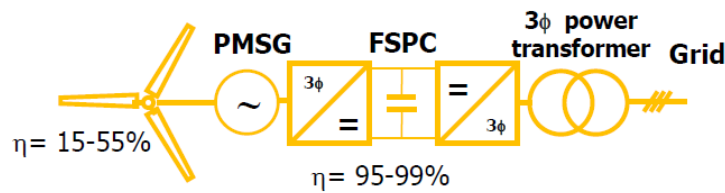


Figura 1.25. Schema di un impianto eolico a velocità variabile PMSG [1].

Esiste, tuttavia, un'ulteriore tecnologia che rappresenta il 45% di tutti gli impianti eolici [1]. Questa è il generatore DFIG dove la potenza del convertitore elettronico bidirezionale è circa un 30% rispetto al caso a velocità variabile PMSG che si traduce in minori perdite ed un risparmio sul costo complessivo dell'impianto. Diventa però necessario l'uso di un moltiplicatore di giri [1].

1.3.3 Principio di funzionamento

Per quanto riguarda il funzionamento degli impianti eolici è importante analizzare le forze agenti sulle pale nel centro di pressione, vedi figura 1.26. Le grandezze analizzate sono [1]:

- ω velocità angolare di rotazione

- U velocità del vento imperturbata
- V velocità del vento periferica
- W_X velocità del vento relativa che lambisce la superficie della pala
- α angolo di attacco definito tra la corda alare e la direzione della velocità W
- β angolo di passo definito tra la corda alare e la direzione della velocità V
- φ angolo tra le velocità W e V dato dalla somma di α e β
- F_L Portanza o Lift: forza generata in direzione parallela a W_X
- F_D Resistenza o Drag: forza generata in direzione ortogonale a W_X
- F_C Forza di coppia, ossia quella che genera coppia
- F_S Forza di spinta, ossia quella che si scarica sulla torre

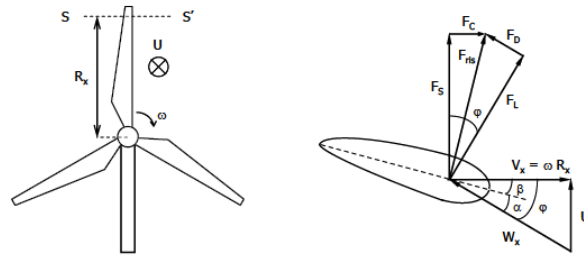


Figura 1.26. Aerodinamica di una pala eolica vista in sezione trasversale. In tratteggiato a destra la corda alare [1].

Nella realtà le forze di nostro interesse sono F_C e F_S . La prima è calcolabile come:

$$F_C = F_L * \sin\varphi - F_D * \cos\varphi \quad (1.12)$$

La seconda invece come:

$$F_S = F_L * \cos\varphi + F_D * \sin\varphi \quad (1.13)$$

Da queste formulazioni è possibile osservare come l'aumento della forza di Drag abbia un effetto riduttivo sulla forza di coppia ma un incremento per quanto riguarda quella di spinta. D'altro canto la portanza ha un'azione di incremento in entrambe le formulazioni [1]. In termini intuitivi è possibile pensare che per estrarre più energia dal vento con la massima efficienza bisogna cercare sempre di avere la massima coppia possibile. Questa idea, però, non è concorde al pensiero fisico che afferma che al di sopra di una certa velocità nominale (12-16 m/s) bisogna attuare una regolazione a livello di potenza costante per evitare la rottura delle pale [1].

Per analizzare questo fenomeno bisogna introdurre due coefficienti. Il primo è il C_L calcolato come:

$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2} * \rho * A * W^2} \quad (1.14)$$

mentre C_D viene calcolato come:

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2} * \rho * A * W^2} \quad (1.15)$$

dove:

- ρ identifica la densità dell'aria ($1,225 \text{ kg/m}^3$) alla temperatura di 15°C
- A identifica l'area spazzata dalle pale misurata in m^2

Questi due coefficienti possono essere analizzati nella loro dipendenza dall'angolo di attacco α , come nella figura 1.27.

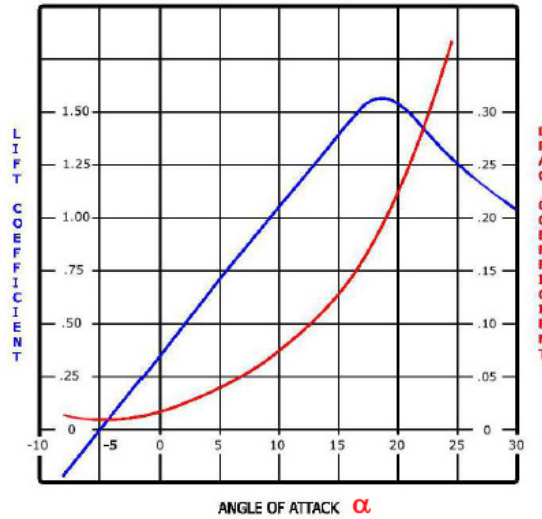


Figura 1.27. Andamento del coefficiente C_L (in blu) e del coefficiente C_D (in rosso) rispetto all'angolo di attacco α [1].

Nella figura 1.27, la zona in cui lavora solitamente l'impianto eolico è per α tra 5° e 15° [1]. Per evitare di avere un valore troppo elevato di F_C si rendono possibili due tipologie di regolazioni che portano ad uscire da questa zona di lavoro. Queste sono:

- Stallo
- Bandiera

Con stallo s'intende la regolazione dove il valore di α diventa superiore rispetto ai 15° in modo da aumentare F_D , vedi 1.28, ma riducendo F_C . È una variazione molto rapida

che porta ad incrementare notevolmente la spinta sulla pala. Diventa, dunque, necessario analizzare un altro metodo di regolazione più lenta che però porti ad avere una forza di spinta modesta. Questo si chiama messa in bandiera e coincide con il diminuire l'angolo α tra lo 0° e i 5° . In tale modo si riduce sia F_L che F_D , vedi figura 1.28 [1].

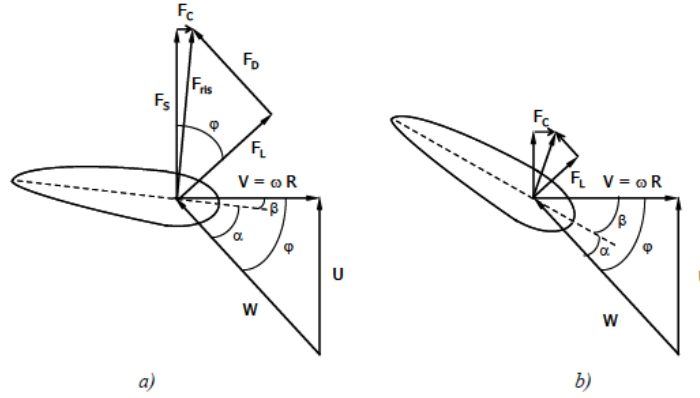


Figura 1.28. Regolazione delle pale verso lo stallo (a) e verso la messa in bandiera (b) [1].

1.3.4 Producibilità

Il calcolo dell'energia producibile da un impianto eolico prevede la conoscenza di [1]:

1. Distribuzione delle frequenze di velocità del vento come in figura 1.29

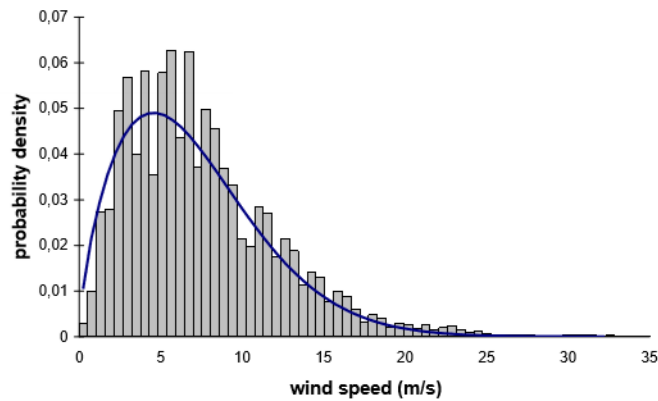


Figura 1.29. Distribuzione delle densità di probabilità della velocità del vento [1].

2. Curva di potenza elettrica in funzione della velocità del vento fornita dal costruttore e caratterizzante della turbina (vedi figura 1.30)

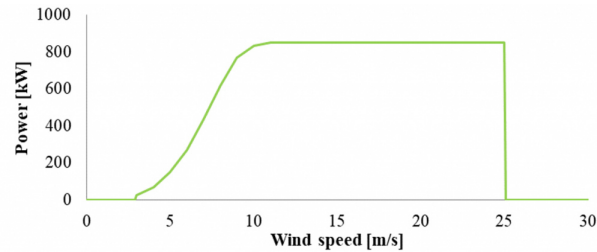


Figura 1.30. Curva di potenza di una turbina eolica [15].

3. Capacity factor turbina (c) compreso tra un 20 e 40 % che identifica quanto viene prodotto come massima energia rispetto alla potenza installata per 8760 h

L'energia producibile dal sito o dall'impianto preso in analisi viene trovata nel seguente modo. Si consideri un valore x di velocità del vento e nei grafici 1.29 e 1.30 si estraggono frequenza e potenza corrispondente. Si moltiplicano questi due valori. Lo stesso procedimento viene svolto per tutte le velocità del sito. Tutti questi prodotti devono essere sommati tra di loro e moltiplicati per 8760 h per trovare l'energia massima producibile.

1.4 Sistemi di accumulo

1.4.1 Classificazione

Con l'appellativo sistema di accumulo si intende "l'insieme di processi che consentono di immagazzinare l'energia in diverse forme su supporti diversi al fine di utilizzarla in un tempo successivo nella stessa forma o in forma diversa rispetto alla fase di accumulo" [16]. In questa definizione è possibile osservare come siano esplicitate le fasi caratteristiche di tale impianto:

1. Carica dove si effettua l'immagazzinamento dell'energia
2. Mantenimento
3. Scarica dove si rilascia dell'energia accumulata

Queste tipologie di impianto possono essere classificate sulla base di:

- Riutilizzo
- Settorialità
- Natura della fonte di accumulo

Se li analizziamo secondo il riutilizzo, possiamo definire sistema di accumulo primario quello che permette una sola carica e scarica senza possibilità di essere riutilizzato mentre, secondario, se è ricaricabile molteplici volte [16].

Un sistema dove la carica e la scarica vengono svolte nello stesso settore produttivo, viene definito come settoriale. Se, invece, permette di collegare settori differenti prende il nome di trasversale [16].

Se analizziamo gli impianti sulla base della natura fisica dell'accumulo possiamo distinguere i sistemi in:

- Meccanico
- Termico
- Elettrico
- Elettrochimico
- Chimico

In ognuna di queste è possibile analizzare diverse tipologie di tecnologie esistenti.

1.4.2 Tecnologie esistenti

Di sistemi di accumulo ne esistono molte tecnologie differenti. Le più comuni e utilizzate sono:

1. Accumulo idroelettrico (PHS)
2. Accumulo ad aria compressa (CAES)
3. Accumulo elettrochimico con batterie
4. Accumulo termico con batterie al sale fuso
5. Accumulo chimico ad idrogeno

Con sistema di accumulo idroelettrico (PHS) si intende un impianto idroelettrico con doppio bacino e con un sistema di pompaggio, vedi figura 1.31.

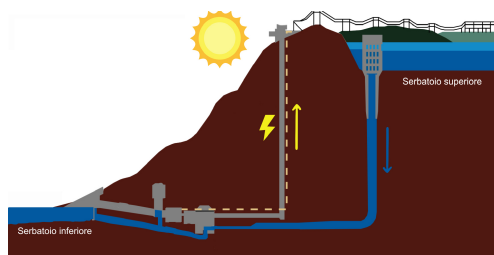


Figura 1.31. Sistema di accumulo idroelettrico [59].

A fronte di un basso costo di energia per effettuare il pompaggio di acqua dal bacino inferiore a quello superiore (10% di perdita in efficienza), rappresenta un sistema di accumulo molto utilizzato negli anni e con possibilità di stoccaggio di grandi quantità d'acqua per lunghi periodi. Presenta una vita media di 30 anni. Uno degli aspetti negativi è di tipo strutturale in quanto non è possibile costruire questo tipo d'accumulo in tutti i luoghi a causa di caratteristiche come dislivello, doppio bacino, mancanza di rischio geologico e molte altre [16]. L'attuale applicazione di questi impianti è, ad oggi, localizzata in particolare lungo le località delle Alpi o degli Appennini.

Con sistema di accumulo ad aria compressa (CAES) s'intende un impianto dove si utilizza l'energia elettrica per pompare aria in uno spazio confinato, vedi figura 1.32. Questa

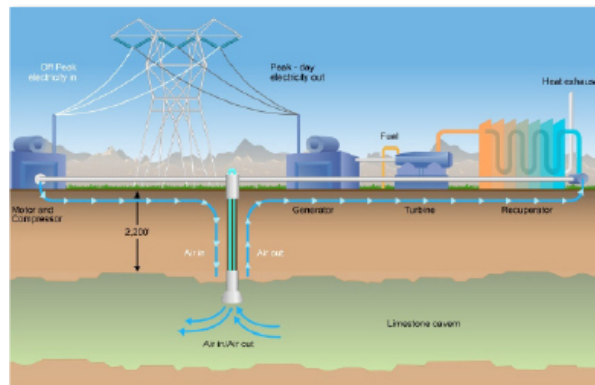


Figura 1.32. Sistema di accumulo ad aria compressa [16].

tecnologia permette di comprimere aria in caverne di sale, vecchie miniere o falde acquifere. Permette una grande capacità di stoccaggio con un basso costo realizzativo ed una vita media di 20-30 anni. Bisogna, come per i sistemi di accumulo idroelettrici, avere a disposizione delle formazioni geologiche utilizzabili. Inoltre a livello di efficienza è di solo il 45-55% a causa dei turbo compressori [16].

Con sistema di accumulo elettrochimico con batterie si intende un impianto basato su delle reazioni elettrochimiche, vedi figura 1.33. Questo processo di ossido riduzione consiste nel fatto che uno dei due elettrodi si ossida producendo elettroni mentre l'altro si riduce consumandoli. Nel caso in cui si analizzi il processo di scarica della batteria si genera così una corrente verso l'esterno mentre nel caso della carica della batteria la corrente esterna viene sostenuta da un generatore [16]. L'efficienza di codesto accumulo è tra il 60% ed il 90% dipendente dalla composizione chimica degli elettrodi e dell'elettrolita. I più comuni sono:

- Ioni di Litio (alta efficienza, alta vita utile ma importante impatto ambientale dato da un'inflammabilità elevata)
- Nickel-Cadmio (alta efficienza, media vita utile ma importante impatto ambientale dato dalla tossicità cadmio)

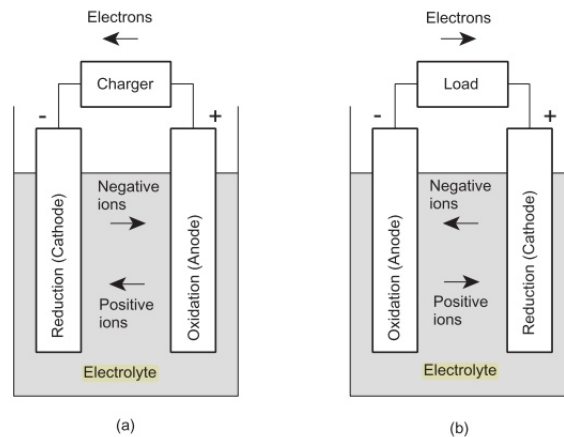


Figura 1.33. Sistema di accumulo di tipo elettrochimico [21].

- Lead-Acid (alta efficienza, media vita utile ma importante impatto ambientale dato dall'estrema corrosività)

Il più grande limite è rappresentato dalla taglia di energia stoccabile e da una vita utile limitata. Inoltre in ottica di impatto ambientale sono tecnologie estremamente inquinanti e costose [16].



Figura 1.34. Sistema di accumulo di tipo termico: batteria al sale fuso [60].

Con sistema di accumulo termico con batterie al sale fuso s'intende un impianto basato su delle reazioni di dissociazione del sale (NaCl), vedi figura 1.34. Questa tecnologia presenta, ad oggi, una scarsa diffusione sebbene sia riciclabile, non tossica e con poca necessità manutentiva. La vita utile è di circa 20 anni ma presenta delle caratteristiche che non la rendono adatta a contesti in cui si richieda un funzionamento molto irregolare o ricariche veloci. Il costo è nettamente superiore rispetto al litio a causa della poca vastità produttiva e concorrenziale [60].

Un'altra tecnologia che sta vedendo un rapido incremento è quella del sistema di accumulo ad idrogeno, vedi figura 1.35. Questo può essere immagazzinato per lunghi periodi, trasportato, distribuito ed utilizzato direttamente nei processi industriali o convertito in: calore, energia elettrica o carburanti. Dal punto di vista produttivo



Figura 1.35. Sistema di accumulo ad idrogeno [58].

l'idrogeno può essere ricavato da:

- Combustibili fossili. Esso viene chiamato idrogeno grigio in quanto è impattante dal punto di vista ambientale perché produce CO_2
- CO_2 . Esso viene chiamato idrogeno blu. Aiuta il processo di transizione ecologica e riduce le emissioni di gas serra
- Elettrolisi dell'acqua. Esso viene chiamato idrogeno verde. Utile alla transizione energetica e di facile produzione

Gli svantaggi principali dell'idrogeno sono dovuti alla pericolosità dello stesso derivante dall'elevata infiammabilità a quasi tutte le concentrazioni e alla piccolezza della molecola che ne rende più facili le dispersioni in caso di mancata ermeticità dei sistemi di contenimento [16]. A questo si aggiunge un costo elevato e non competitivo rispetto ad altre forme di accumulo.

1.4.3 Dimensionamento

La realizzazione di un sistema di accumulo ha come obiettivo quello di ottimizzare l'autoconsumo di energia elettrico portando il cliente finale ad una riduzione dei costi in bolletta. Per fare ciò bisogna andare a confrontare la curva di produzione, ad esempio con un impianto fotovoltaico, con una curva di carico, vedi figura 1.36. Il dimensionamento del sistema di accumulo deve essere svolto affinché ci sia un buon compromesso tra risparmio in bolletta e costo del sistema d'accumulo. Per fare ciò, dobbiamo considerare due diverse condizioni:

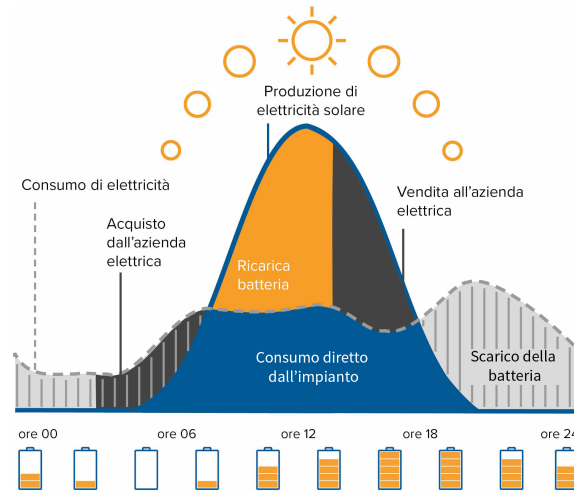


Figura 1.36. Confronto tra curva di carico e di produzione per ottimizzare l'autosufficienza energetica [44].

- Curva di consumo inferiore a quella di produzione
- Curva di consumo superiore a quella di produzione

Nel primo caso l'impianto di produzione può alimentare direttamente il carico. Essendo però che la produzione supera il consumo, esiste un surplus di energia che può:

- Essere venduto alla rete
- Ricaricare la batteria

Ovviamente la priorità dell'utente è quella di ricaricare il proprio sistema d'accumulo per sfruttarlo in seguito. Se questo sarà già totalmente carico allora venderà la propria energia in più alla rete. Nel caso in cui, invece, la curva di consumo supera quella di produzione, l'energia può essere prelevata da:

- Sistema di accumulo
- Rete elettrica

Ovviamente la priorità dell'utente è quella di utilizzare l'energia immagazzinata nel proprio sistema d'accumulo. In caso in cui questo sia scarico, allora è possibile prelevare l'energia necessaria dalla rete elettrica.

Il dimensionamento del sistema d'accumulo viene fatto sulla base di due parametri:

- Grado di autosufficienza che vuole l'utente
- Costo del sistema d'accumulo

In generale, a parte in situazioni off-grid, il dimensionamento viene fatto in modo da essere conveniente per l'utente nel lungo termine con un'autosufficienza inferiore al 100% ed un costo modesto.

Capitolo 2

Laboratorio

2.1 Rilievo della caratteristica V-I

2.1.1 Schemi elettrici

Gli schemi elettrici utilizzati nella seguente misurazione sono quelli rappresentati dalle figure 2.1 e 2.2.

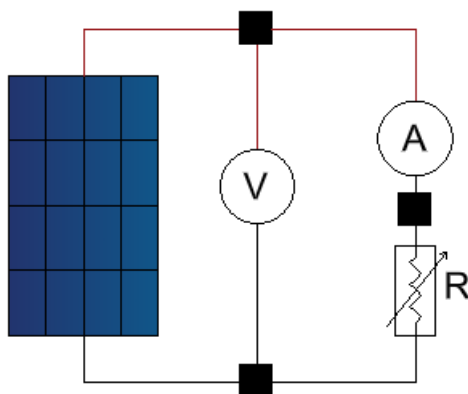


Figura 2.1. Circuito di misura della caratteristica V-I di un pannello fotovoltaico

Nella figura 2.1 sono presenti:

- V: Voltmetro per la misura della tensione del pannello
- A: Amperometro che misura la corrente erogata dal pannello fotovoltaico sul carico elettrico
- R: Resistenza variabile che rappresenta il carico elettrico alimentato dal pannello fotovoltaico

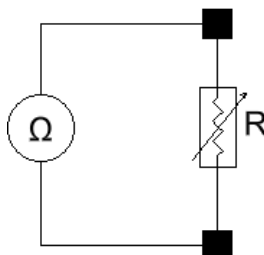


Figura 2.2. Circuito di misura della resistenza variabile

Nella figura 2.2 è inoltre presente un Ohmetro ossia un misuratore di resistenza (Ω) rimpiazzabile da un voltmetro ed un amperometro in configurazione volt-amperometrica.

2.1.2 Strumenti utilizzati

Per lo svolgimento della prova sono necessari 6 dispositivi:

- 1 Pannello fotovoltaico
- 1 Amperometro
- 1 Voltmetro
- 1 Ohmetro
- 1 Resistore variabile da 2,5 k Ω
- 1 Metro

Il pannello fotovoltaico possiede le seguenti caratteristiche riportate in figura 2.3.

Marca		PEIMAR
Modello		OS195M
Potenza	Wp	195
Uoc(STC)	V	44.86
Isc (STC)	A	5.62
GSTC	W/m ²	1000
Tamb,NOCT	°C	20
GNOCT	W/m ²	800
$\beta\%$	%/°C	-0.43
$\gamma\%$	%/°C	-0.35
$\alpha\%$	%/°C	0.04
NOCT	°C	45
Larghezza	m	0.81

Figura 2.3. Pannello fotovoltaico PEIMAR OS195M: caratteristiche tecniche

Il pannello fotovoltaico scelto è quello riportato nella figura 2.4.



Figura 2.4. Pannello fotovoltaico PEIMAR OS195M

Per svolgere le funzioni di voltmetro, amperometro e ohmetro è possibile utilizzare lo strumento in figura 2.5 replicato 3 volte e sfruttando la multifunzionalità dello strumento elettronico mediante l'ausilio di un selettore. Dalla scheda tecnica del costruttore ci vengono fornite le seguenti informazioni riguardanti il livello di accuratezza del dispositivo:

- Voltmetrica DC $\pm(1\%)$
- Amperometrica DC $\pm(1,5\%)$
- Ohmetro $\pm(0,8\%)$

Essendo un dispositivo digitale ci viene fornita l'indicazione del numero di digit o conteggi dello strumento che ne definiscono un errore aggiuntivo da considerare. Per il nostro dispositivo il valore di riferimento è di 6000 count che corrispondono allo 0,15% di errore in più [31].



Figura 2.5. Multimetro True-RMS KAIWEETS HT118A

Per il resistore variabile si è scelta un dispositivo a cursore di valore nominale di 500 Ω , vedi figura 2.6. Essendo però necessario raggiungere i 2,5 k Ω sono state collegate 3 resistenze variabili uguali in serie.



Figura 2.6. Resistenza variabile con cursore METREL da 500 Ω

2.1.3 Svolgimento della prova

La prova deve svolgersi in una giornata soleggiata senza nuvole in cielo ed in tempi rapidi (massimo 30 minuti) per evitare che cambino le condizioni ambientali e di esposizione. Lo svolgimento prevede di:

- Definire un'inclinazione ed una posizione del pannello fissa per tutta la durata della prova. Nella nostra esperienza si è scelta un'inclinazione di 42° rispetto all'orizzontale (verificata con l'ausilio di un metro) e di 160° Sud-Est come orientazione
- Misurare con l'ohmetro la resistenza di 2500 Ω attraverso la realizzazione del circuito rappresentato nella figura 2.2. Fare attenzione al luogo del posizionamento delle resistenze in quanto una prolungata esposizione al sole potrebbe incidere sulla reale resistenza misurata incrementandola.
- Realizzare il circuito rappresentato nella figura 2.1 per misurare tensione e corrente attraverso i due multimetri
- Ripetere i due punti precedenti riducendo il valore di resistenza di 10-15 Ω per volta fino al raggiungimento degli 0 Ω

2.1.4 Risultati del rilievo

I diversi valori misurati attraverso i 3 multimetri dovranno essere riassunti in una tabella come quella rappresentata nella figura 2.7.

Resistenza	Ω	1580	1570	1560	1550	1540	1530
Tensione	V	41.32	41.27	41.25	41.30	41.27	41.27
Corrente	A	0.02578	0.02591	0.02609	0.02630	0.02643	0.02661

Figura 2.7. Tabella riassuntiva del rilievo della caratteristica V-I

Prestare particolare attenzione a far sì che ogni grandezza elettrica abbia la stessa unità di misura in modo da rendere le varie misurazioni confrontabili. Per ogni valore di resistenza

è associata una tensione ed una corrente che coincidono con le coordinate di un punto della curva sperimentale della caratteristica V-I riportata nella figura 2.8.

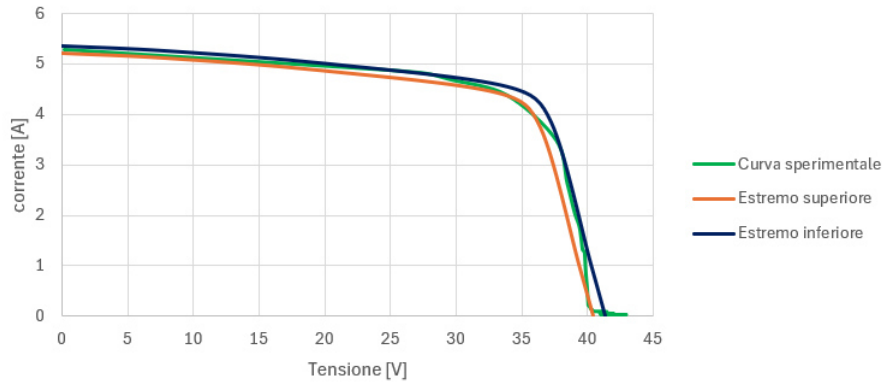


Figura 2.8. Curva sperimentale della caratteristica V-I

Nella figura 2.8 è possibile osservare la presenza di tre diversi andamenti:

- Curva sperimentale che identifica l'andamento ricavato con i punti misurati
- Estremo superiore. Questa curva rappresenta l'andamento teorico a cui sono state aggiunte le accuratze del voltmetro e dell'amperometro.
- Estremo inferiore. Questa curva rappresenta l'andamento teorico a cui sono state sottratte le accuratze del voltmetro e dell'amperometro.

Per alti valori di tensione, vicino alla U_{OC} , l'incertezza sulle misure di corrente è di entità elevata circa 1.

Dalla figura 2.8 si osserva come la curva ricavata attraverso l'attività laboratoriale non sia esattamente coincidente con quella teorica. Tuttavia, però, essa è compresa tra l'estremo superiore e quello inferiore. Sicuramente l'utilizzo di strumentazione a maggiore risoluzione ed accuratezza avrebbe portato ad ottenere una riduzione dell'area di tolleranza e ad una curva sperimentale più vicina a quella teorica. La prova è stata svolta per molti punti e valori di resistenza. Dal punto di vista pratico si rende possibile svolgere l'attività laboratoriale limitando la variabilità tra i 500 e gli 0 Ω . In questo caso si osserva comunque tutto l'andamento tensione-corrente con una quantità di misure inferiori. Per ridurre i tempi tecnici per la realizzazione delle misurazioni è possibile utilizzare una scheda di acquisizione dati che permette un campionamento di una grande quantità di punti in tempi molto rapidi (alcuni millisecondi). Variare così velocemente una resistenza risulta molto complesso. È tuttavia possibile utilizzare un condensatore in modo da sfruttarne la variazione della carica nel tempo come fosse un utilizzatore variabile.

2.2 Analisi dell'irradianza al variare dell'angolo di incidenza

Gli schemi elettrici utilizzati nella seguente misurazione sono quelli rappresentati dalla figura 2.9.

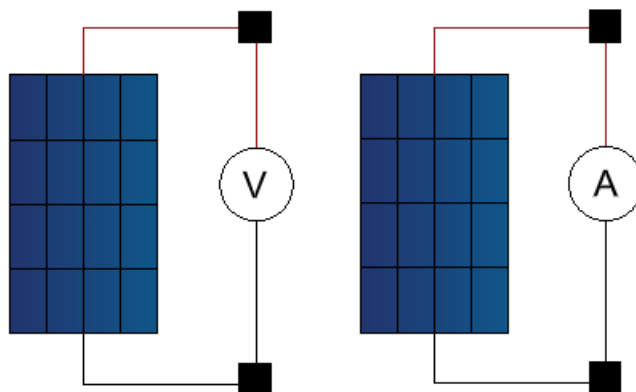


Figura 2.9. Circuito di misura della U_{OC} (a sinistra) e della I_{SC} (a destra)

Nella figura 2.9 sono presenti:

- V: voltmetro per la misura della tensione a vuoto (U_{OC}) del pannello
- A: Amperometro che misura la corrente erogata in condizioni di cortocircuito (I_{SC}) dal pannello fotovoltaico

2.2.1 Strumenti utilizzati

Per lo svolgimento della prova sono necessari 6 dispositivi:

- 1 Amperometro
- 1 Voltmetro
- 1 Pannello fotovoltaico
- 1 bussola
- 1 metro
- 1 termometro per la temperatura ambiente

Per l'amperometro ed il voltmetro è possibile utilizzare lo strumento in figura 2.5 scegliendo la modalità voluta attraverso il selettore. Il pannello fotovoltaico scelto è quello riportato nella figura 2.4 con le caratteristiche tecniche della figura 2.3.

Nel caso in cui non fosse possibile avere dei multimetri è fondamentale scegliere degli strumenti con le seguenti caratteristiche:

- Resistenza amperometrica di valore molto vicino allo zero. Questo per non distorcere la I_{SC} . Nel nostro caso valeva $1\text{ m}\Omega$
- Resistenza voltmetrica di valore di qualche centinaio o migliaia di $\text{k}\Omega$ per avere una misurazione affidabile della U_{OC} . Nel nostro caso valeva $1\text{ M}\Omega$

2.2.2 Svolgimento della prova

La prova deve svolgersi in una giornata soleggiata senza nuvole in cielo ed in tempi rapidi (massimo 30 minuti) per evitare che cambino le condizioni ambientali e di esposizione. Lo svolgimento prevede due fasi separate:

- La prima consiste nella variazione dell'angolo d'incidenza tra la base del pannello e l'orizzontale mantenendo fissa l'orientazione
- La seconda consiste nella variazione dell'orientazione ma con lo stesso angolo d'inclinazione

Per quanto riguarda la prima prova bisogna:

- Partire con la misurazione della larghezza del pannello fotovoltaico. Nel nostro caso 81 cm
- Definire un'inclinazione di partenza pari a zero gradi. Questa operazione è svolta facendo coincidere la base del pannello con il suolo. Prestare attenzione alla superficie su cui si svolge la prova affinché sia liscia e senza disomogeneità che ne potrebbero distorcere la reale inclinazione
- Posizionare il pannello secondo un'orientazione fissa preferibilmente in direzione Sud o Sud-Est. Nel nostro caso si è scelto 160° Sud-Est (verificato con la bussola)
- Realizzare il circuito rappresentato nella figura 2.9 destra per leggere il valore della I_{SC}
- Realizzare il circuito rappresentato nella figura 2.9 sinistra per leggere il valore della U_{OC}
- Ripetere le due misurazioni precedenti variando l'inclinazione del pannello. Questa operazione può essere svolta attraverso la misura dell'altezza (a della figura 2.10) rispetto alla lunghezza c che coincide con la base del pannello di 81 cm . Attraverso la formula:

$$\beta = \arcsin \frac{a}{c} \quad (2.1)$$

Nell'equazione 2.1 fare attenzione ad inserire i valori con la stessa unità di misura. L'incremento tra una misurazione e l'altra può variare tra i 5 ed i 15 gradi.

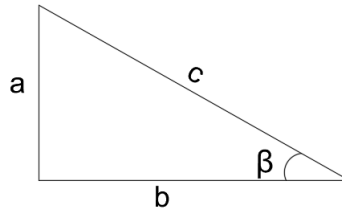


Figura 2.10. Triangolo rettangolo per calcolo dell'angolo d'inclinazione

Per quanto riguarda la misurazione dell'orientazione del pannello bisogna:

- Partire misurando la larghezza del pannello fotovoltaico. Nel nostro caso 81 cm
- Definire un'inclinazione di partenza fissa per tutta la prova. Nella nostra prova laboratoriale si è mantenuta un'angolazione di $31,24^\circ$ a cui corrisponde un'altezza (a nella figura 2.10) pari a 42 cm. Si consiglia l'utilizzo di un sostegno solido per mantenere l'altezza fissa durante tutta la prova in modo da non alterare le misure
- Posizionare il pannello secondo un'orientazione iniziale qualsiasi monitorata attraverso l'utilizzo di una bussola (0° coincide con il Nord)
- Realizzare il circuito rappresentato nella figura 2.9 destra per leggere il valore della I_{SC}
- Realizzare il circuito rappresentato nella figura 2.9 sinistra per leggere il valore della U_{OC}
- Modificare l'orientazione di dieci gradi ruotando in senso antiorario servendosi della bussola
- Verificare nuovamente che l'inclinazione rispetto all'orizzontale non sia variata. In caso contrario riportarla al valore iniziale prefissato
- Ripetere le misurazioni di I_{SC} ed U_{OC} con i circuiti della figura 2.9
- Proseguire l'attività ripetendo gli ultimi tre punti fino a ritornare all'orientazione iniziale

2.2.3 Risultati del rilievo

L'obiettivo della prova è quello di verificare come cambia l'irradianza al variare degli angoli. Questo si rende possibile attraverso il calcolo della temperatura della cella con la seguente formula [1]:

$$T_C = T_{amb} + \frac{U_{OC}(T_C) - U_{OC}(STC)}{U_{OC}(STC) * (\beta_{OC}/100)} \quad (2.2)$$

Nell'equazione 2.2 le grandezze hanno i seguenti significati:

- β_{OC} identifica il coefficiente termico di tensione definito come $\%/^{\circ}\text{C}$
- $U_{OC}(\text{STC})$ identifica la tensione a vuoto ai capi del pannello fotovoltaico in condizione STC
- $U_{OC}(T_C)$ identifica la tensione a vuoto ai capi del pannello fotovoltaico misurata dal voltmetro
- T_{amb} identifica la temperatura ambiente misurata con il termometro

L'irradianza può essere calcolata con la formula [1]:

$$G_{\text{attuale}} = \frac{I_{SC}(T_C) * G_{\text{STC}}}{I_{SC}(\text{STC}) * (1 + (\alpha_{SC}/100) * (T_C - T_{amb}))} \quad (2.3)$$

Nell'equazione 2.3 le grandezze hanno i seguenti significati:

- α_{SC} identifica il coefficiente termico di corrente definito come $\%/^{\circ}\text{C}$
- $I_{SC}(\text{STC})$ identifica la corrente di cortocircuito in condizione STC
- $I_{SC}(T_C)$ identifica la corrente di cortocircuito misurata dall'amperometro
- T_{amb} identifica la temperatura ambiente misurata con il termometro
- G_{STC} l'irradianza in condizioni STC pari a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$
- T_C temperatura della cella ricavata con l'equazione 2.2

Per la prova relativa all'angolo di inclinazione i risultati sono riportati nelle figure 2.11 e 2.12.

Tamb	Altezza dal suolo	Angolo inclinazione	Isc	Uoc	Tcella	G_attuale
°C	m	gradi	A	V	°C	W/m ²
20.00	0.00	0.00	0.52	40.29	43.69	91.66
20.00	0.07	4.60	0.68	41.00	40.01	119.68
20.00	0.10	7.23	0.85	41.53	37.26	150.21
20.00	0.13	9.24	1.13	42.11	34.26	199.93
20.00	0.17	12.33	1.55	42.52	32.13	274.29
20.00	0.19	13.64	2.11	43.15	28.86	373.23
20.00	0.23	16.64	2.42	43.26	28.29	428.65
20.00	0.29	20.98	2.78	43.28	28.19	492.87
20.00	0.33	23.73	3.05	43.36	27.78	541.55
20.00	0.35	25.60	3.28	43.19	28.66	581.97
20.00	0.40	29.59	3.67	43.16	28.81	651.09
20.00	0.44	32.99	3.98	43.06	29.33	705.91
20.00	0.50	37.67	4.17	43.00	29.64	739.14
20.00	0.55	42.38	4.43	42.91	30.11	784.37
20.00	0.59	46.24	4.54	41.52	37.31	802.27
20.00	0.61	48.89	4.63	42.83	30.52	820.74
20.00	0.68	56.44	4.38	41.56	37.11	773.36
20.00	0.73	64.32	4.41	41.55	37.16	779.52
20.00	0.78	74.36	4.39	41.67	36.54	775.12
20.00	0.81	90.00	4.19	41.65	36.64	740.80

Figura 2.11. Tabella risultante della prova della variazione dell'angolo d'inclinazione

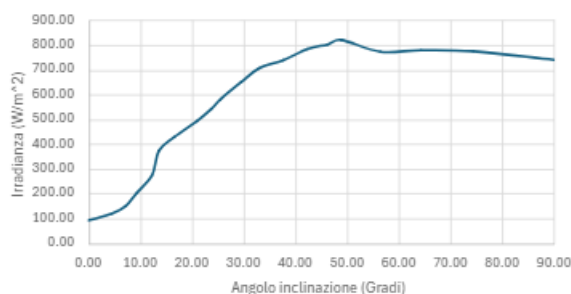


Figura 2.12. Grafico relativo alla variazione dell'irradianza in funzione dell'angolo d'inclinazione

In questo caso è possibile osservare come, l'inclinazione che porta ad avere la massima irradianza, sia all'incirca sui 50° in quanto rappresenta un giusto compromesso tra luce diretta, diffusa e riflessa. Per angoli vicino allo zero, l'ultimo contributo viene a mancare mentre per angoli vicini ai 90° la luce diretta e diffusa sono di entità inferiori.

La prova relativa all'angolo di orientazione, invece, ottiene i risultati rappresentati nelle figure 2.13 e 2.14.

Tamb	Angolo orientazione	Isc	Uoc	Tocella	G _{attuale}
°C	gradi	A	V	°C	W/m ²
20.00	5.00	0.52	40.29	43.69	91.66
20.00	15.00	0.68	41.00	40.01	119.68
20.00	25.00	0.85	41.53	37.26	150.21
20.00	35.00	1.13	42.11	34.26	199.93
20.00	45.00	1.55	42.52	32.13	274.29
20.00	55.00	2.11	43.15	28.86	373.23
20.00	65.00	2.42	43.26	28.29	428.65
20.00	75.00	2.78	43.28	28.19	492.87
20.00	85.00	3.05	43.36	27.78	541.55
20.00	95.00	3.28	43.19	28.66	581.97
20.00	101.00	3.67	43.16	28.81	651.09
20.00	105.00	3.98	43.06	29.33	705.91
20.00	115.00	4.17	43.00	29.64	739.14
20.00	125.00	4.43	42.91	30.11	784.37
20.00	136.00	4.54	41.52	37.31	802.27
20.00	145.00	4.63	42.83	30.52	820.74
20.00	153.00	4.38	41.56	37.11	773.36
20.00	163.00	4.41	41.55	37.16	779.52
20.00	175.00	4.39	41.67	36.54	775.12
20.00	186.00	4.19	41.65	36.64	740.80
20.00	196.00	4.02	41.72	36.28	710.85
20.00	205.00	3.75	41.60	36.90	662.25
20.00	215.00	2.93	41.28	38.56	517.51
20.00	225.00	2.61	41.17	39.13	461.24
20.00	234.00	2.22	41.09	39.54	391.78
20.00	245.00	1.51	40.65	41.83	266.18
20.00	255.00	1.13	40.28	43.74	198.82
20.00	265.00	0.85	39.79	46.28	149.50
20.00	275.00	0.52	38.92	50.79	90.70
20.00	285.00	0.39	38.47	53.13	67.79
20.00	295.00	0.37	38.79	51.47	65.55
20.00	304.00	0.37	38.97	50.53	65.04
20.00	315.00	0.36	39.14	49.65	62.95
20.00	325.00	0.36	39.16	49.55	64.01
20.00	338.00	0.36	39.41	48.25	63.17
20.00	346.00	0.38	42.69	31.25	66.43
20.00	360.00	0.39	41.50	37.42	68.03

Figura 2.13. Tabella per la prova della variazione dell'angolo d'orientazione

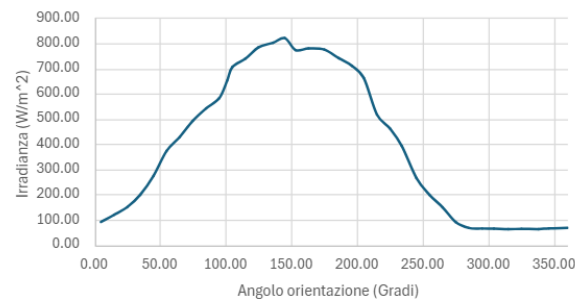


Figura 2.14. Grafico relativo alla variazione dell'irradianza in funzione dell'angolo d'orientazione

La figura 2.14 rappresenta come l'angolo d'orientazione incida fortemente sull'irradianza. L'esposizione dei pannelli verso Sud (180°) o per angoli vicini al Sud, porta ad avere le condizioni massimali. Il Nord, invece, rappresenta solamente il contributo di luce riflessa e di una parte di quella diffusa avendo il minimo di irradianza.

Questa prova ha permesso di capire la motivazione per la quale si sostiene che l'esposizione a Sud o Sud-Est dei pannelli con inclinazione tra i 30° e i 50° sia la condizione di installazione dei pannelli per ottenere la maggiore producibilità possibile.

2.3 Dimensionamento sistemi d'accumulo

Il dimensionamento del sistema d'accumulo prevede la necessità di definire la tipologia di autosufficienza voluta. Con questo s'intende che l'impiego delle batterie possono:

- Rendere un impianto totalmente autosufficiente (Off-grid). In questo caso il dimensionamento del sistema d'accumulo viene svolto attraverso un'analisi dettagliata del carico annuale per monitorare istante per istante la carica della batteria
- Parziale autosufficienza. In questo caso il sistema d'accumulo svolge un ruolo di massimizzazione dello sfruttamento dell'energia che viene prodotta dalla propria generazione (Ad esempio da pannelli fotovoltaici)

Nel nostro caso studio ipotizziamo la conoscenza di due curve:

- La curva media di produzione di un impianto fotovoltaico di 6kW di picco installato sul tetto giornaliera (media sull'intero anno), vedi figura 2.15

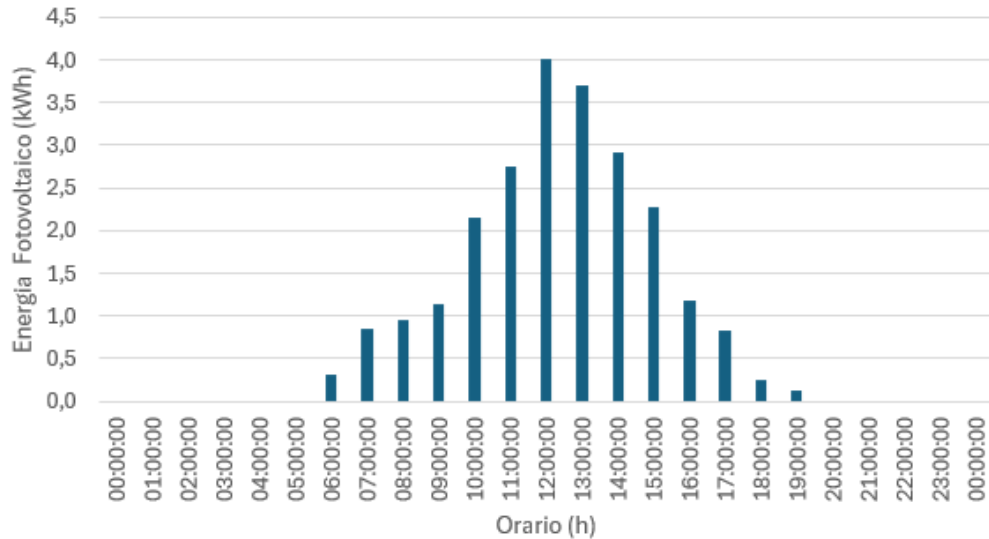


Figura 2.15. Curva di produzione media annuale dell'impianto fotovoltaico

- La curva media giornaliera di carico di un'abitazione (media sull'intero anno), vedi figura 2.16

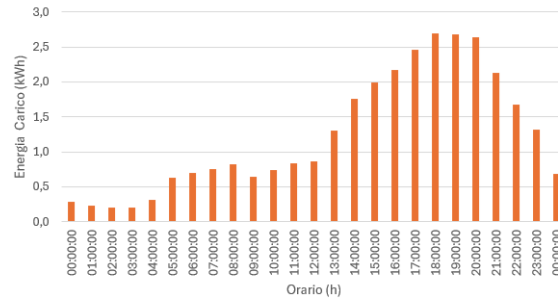


Figura 2.16. Curva di carico media annuale di un'abitazione

La nostra scelta progettuale è quella di un sistema d'accumulo che garantisca una parziale autosufficienza. Viene, inoltre, considerato un fattore di perdita derivante dagli stadi di conversione che fa sì che la batteria risenta di un 10% di perdite energetiche ad ogni ricarica. Si considera, inoltre, un massimale di energia accumulabile pari a 8 kWh.

La scelta del sistema d'accumulo prevede il confronto tra le due curve di figura 2.15 e figura 2.16 come viene riportato nella figura 2.17.

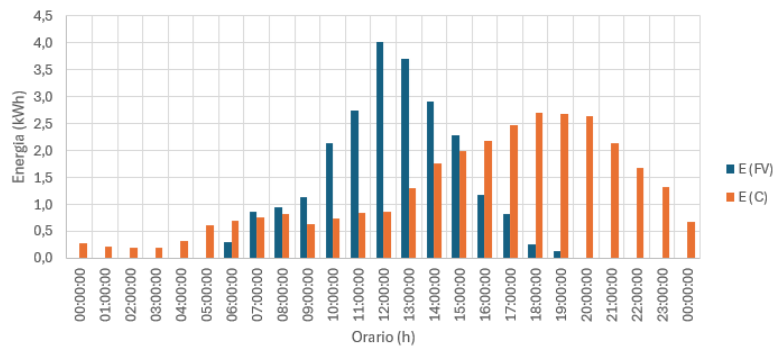


Figura 2.17. Confronto tra la curva di carico e quella di produzione fotovoltaica

Nella figura 2.17 con $E(FV)$ si intende la curva dell'energia fotovoltaica rappresentata con il colore blu mentre con $E(C)$ si identifica la curva dell'energia richiesta dal carico di colore arancione. In questo grafico è possibile osservare la presenza di due zone:

1. Zona in cui $E(FV) < E(C)$. In questo caso il carico richiede un'energia superiore a quella che viene prodotta dal pannello fotovoltaico. L'energia del carico viene fornita:
 - Per una quota $E(FV)$ dal pannello fotovoltaico e l'altra quota rimanente $E(C) - E(FV)$ dalla rete o dalla batteria
 - Solamente dalla rete se la batteria è scarica ed il pannello fotovoltaico non produce
 - Solamente dalla batteria se è abbastanza carica ed il pannello non produce
2. Zona in cui $E(FV) > E(C)$. Questa prevede la separazione in due parti:
 - La prima fino al valore di $E(C)$. Essa identifica che l'energia di carico viene fornita totalmente dall'impianto fotovoltaico
 - L'energia tra $E(C)$ ed $E(FV)$. Questa è un surplus che verrebbe teoricamente iniettato in rete da parte dell'utente. Nel caso di presenza di un sistema d'accumulo, l'energia $E(FV) - E(C)$ di questa zona, ricarica la batteria. Nel caso in cui questa sia totalmente carica allora verrà iniettata in rete l'energia rimanente

Nel nostro caso le diverse zone sono state calcolate e riassunte nella tabella in figura 2.18.

Nella figura 2.18 è possibile osservare le seguenti voci per ogni ora:

- $E(FV)$ identifica l'energia prodotta dal pannello fotovoltaico misurata in Wh
- $E(C)$ identifica l'energia consumata dal carico misurata in Wh
- $E(FV \rightarrow C)$ identifica l'energia prodotta dal pannello fotovoltaico che viene inviata al carico misurata in Wh
- $E(FV \rightarrow B)$ identifica l'energia prodotta dal pannello fotovoltaico che viene inviata alla batteria misurata in Wh
- $E(B \rightarrow C)$ identifica l'energia prodotta dalla batteria ed inviata al carico misurata in Wh
- $E(G \rightarrow C)$ identifica l'energia proveniente dalla rete che viene inviata al carico misurata in Wh
- Carica B che identifica la carica della batteria. La scelta del sistema d'accumulo verrà fatta su questo parametro. In questo caso il massimale possibile è di 8 kWh

ORE	E (FV)	E (C)	E (FV->C)	E (FV->B)	E (B->C)	E (G->C)	Carica B
00:00:00	0,0	278,1	0,0	0,0	0,0	278,1	0,0
01:00:00	0,0	224,5	0,0	0,0	0,0	224,5	0,0
02:00:00	0,0	204,2	0,0	0,0	0,0	204,2	0,0
03:00:00	0,0	203,6	0,0	0,0	0,0	203,6	0,0
04:00:00	0,0	311,5	0,0	0,0	0,0	311,5	0,0
05:00:00	0,0	622,9	0,0	0,0	0,0	622,9	0,0
06:00:00	308,0	702,3	308,0	0,0	0,0	394,4	0,0
07:00:00	857,5	756,8	756,8	100,7	0,0	0,0	90,6
08:00:00	946,8	824,2	824,2	122,6	0,0	0,0	200,9
09:00:00	1144,7	643,8	643,8	500,9	0,0	0,0	651,7
10:00:00	2145,4	739,5	739,5	1405,9	0,0	0,0	1917,0
11:00:00	2750,5	836,9	836,9	1913,6	0,0	0,0	3639,2
12:00:00	4020,5	856,3	856,3	3164,2	0,0	0,0	6487,0
13:00:00	3695,0	1299,8	1299,8	2395,3	0,0	0,0	8000,0
14:00:00	2916,7	1763,2	1763,2	1153,4	0,0	0,0	8000,0
15:00:00	2276,4	1996,4	1996,4	280,0	0,0	0,0	8000,0
16:00:00	1179,0	2174,6	1179,0	0,0	995,6	0,0	7004,4
17:00:00	823,6	2463,2	823,6	0,0	1639,7	0,0	5364,7
18:00:00	250,7	2696,4	250,7	0,0	2445,7	0,0	2919,0
19:00:00	123,3	2674,6	123,3	0,0	2551,3	0,0	367,7
20:00:00	0,0	2632,7	0,0	0,0	367,7	2265,0	0,0
21:00:00	0,0	2130,5	0,0	0,0	0,0	2130,5	0,0
22:00:00	0,0	1670,7	0,0	0,0	0,0	1670,7	0,0
23:00:00	0,0	1313,6	0,0	0,0	0,0	1313,6	0,0
00:00:00	0,0	678,1	0,0	0,0	0,0	678,1	0,0

Figura 2.18. Tabella relativa ai flussi di energia del nostro caso studio

Solamente attraverso l'analisi della tabella riportata nella figura 2.18 non è possibile definire quanto il sistema d'accumulo abbia incrementato l'autosufficienza dell'impianto. Per questa ragione è possibile introdurre un coefficiente denominato "Self-Sufficiency" calcolato con la formula [16]:

$$\eta_{\text{self}} = \frac{E_{(\text{FV} \rightarrow \text{C})} + E_{(\text{B} \rightarrow \text{C})}}{E_{(\text{C})}} \quad (2.4)$$

L'impiego del solo fotovoltaico porta ad avere un'autosufficienza del 40,4% dalla rete. L'impiego di un sistema d'accumulo come quello utilizzato in figura 2.18, porterebbe al 66,45% di autosufficienza dalla rete. Inoltre, è possibile osservare come la fascia oraria in cui si richiede energia dalla rete sia quella notturna che è tariffata come fascia F3 avente un costo per kWh più basso. La presenza di fotovoltaico e accumulo può portare ad avere un'autosufficienza anche a dei valori vicini al 90%. In questo caso, però, l'utente deve modificare la sua curva di carico preferendo il consumo durante le ore diurne. Alcuni accorgimenti potrebbero essere quelli di far partire lavatrice o lavastoviglie durante il giorno.

Parte III

**Materia: "Gestione dei sistemi
di produzione"**

Capitolo 3

Teoria

3.1 Concetto di controllo da remoto e dell'IoT

3.1.1 Definizioni

L'Industria 4.0, figura 3.1, viene coniata per la prima volta alla Fiera di Hannover nel 2011 in Germania [18]. Questa rivoluzione presuppone l'interconnessione tra tecnologie digitali intelligenti e processi industriali. Tale rivoluzione utilizza delle tecnologie come IA, IoT, Robotica ed automazione. L'obiettivo è incrementare la produttività con maggiore efficienza, in tempi più ridotti e con qualità superiori[18].



Figura 3.1. Industria 4.0 [7].

Con l'industria 4.0 si è iniziato a parlare di controllo da remoto negli impianti di produzione. Con questo termine si associano tutte le operazioni che permettano il monitoraggio delle condizioni di funzionamento del sistema analizzato. Viene molto spesso associato a IoT ossia "Internet of Things"(Internet delle cose). Esso utilizza degli oggetti definiti intelligenti con lo scopo di rendere "smart" un qualsiasi dispositivo della vita quotidiana [33]. Con questo si intende "quello sviluppo tecnologico in base al quale, attraverso la rete Internet, ogni oggetto acquista una sua identità nel mondo digitale" [33].

3.1.2 Campi applicativi

L'aspetto più interessante dell'IoT e del controllo da remoto è che non esistono, ad oggi, dei limiti o dei confini applicativi [33]. Le attuali aree o settori di applicazione di tecnologie o dispositivi intelligenti sono:

- Smart Car
- Smart City
- Smart Home
- Smart Agriculture
- Smart Health
- Smart Industry
- Smart Grid



Figura 3.2. Smart Car [22].

Con Smart Car si intendono quelle tecnologie che rendono l'auto connessa [34], vedi figura 3.2. Tra questi campi applicativi rientrano:

- Guida autonoma con possibilità di auto senza conducente
- Sicurezza con rilevazione di pericoli o rischi attivando dei sistemi di allarme o di comunicazione diretta con i soccorritori
- Servizi di assistenza per rendere più comfort il veicolo attraverso la regolazione remota delle funzionalità preferite
- Smart insurance ossia personalizzazione automatica della polizza assicurativa sulla base dello stile di guida del conducente e del suo comportamento alla guida



Figura 3.3. Smart City [63].

Il concetto di Smart City, invece, prevede un campo di applicazione molto più ampio [63], vedi figura 3.3. In questa definizione rientrano:

- Monitoraggio degli spazi verdi, della loro pulizia e di utilizzo degli stessi. Questo può essere applicato a migliorare quei servizi più richiesti andando a sostituire o modernizzare quelli meno richiesti
- Semafori intelligenti che limitano il traffico o lo spartiscono in modo da diminuirlo
- Sensori che rilevano lo stato delle opere pubbliche per attuare manutenzioni preventive

Il concetto di Smart Home e Smart Grid che prevedono invece una gestione da remoto o automatizzata degli impianti di un'abitazione o della rete elettrica [33]. In questo rientrano i concetti di domotica, controllo da remoto ed ottimizzazione dei consumi analizzati con dettaglio successivamente.

Con Smart Agricoltura si intendono quei sistemi intelligenti applicati all'agricoltura o all'allevamento [62], vedi figura 3.4.



Figura 3.4. Smart Agricoltura [62].

Tra questi sistemi possiamo trovare:

- Tracciamento della posizione del bestiame in tempo reale
- Monitoraggio sanitario del bestiame sulla base delle sue abitudini e dei suoi comportamenti
- Ottimizzazione delle risorse idriche e/o elettriche per i sistemi di agricoltura
- Valutazione dello stato delle piante e delle condizioni ambientali in cui esse crescono

Esiste un ulteriore campo applicativo dell'IoT che è lo Smart Health [67], vedi figura 3.5. Con questo termine si intendono sistemi intelligenti applicati al campo medico e della salute, per esempio:

- Monitoraggio dei parametri vitali da remoto dei pazienti trasportati in ambulanza o nell'ambiente domestico
- L'impiego dell'intelligenza artificiale per diagnosticare precocemente malattie o tumori
- Miglioramento dell'efficienza dell'organizzazione ospedaliera
- Riduzione delle ospedalizzazioni non necessarie sulla base della personalizzazione delle diagnosi basata sulla storia del paziente



Figura 3.5. Smart Health [67].

Anche in ambito industriale è stato applicato lo IoT. Questo prende il nome di Smart Industry (vedi figura 3.6) e prevede [33]:

- Interconnessione tra i diversi macchinari di un processo produttivo
- Raccolta dei dati di produzione in tempo reale
- Sensori o automazione per la gestione logistica del magazzino e della sicurezza dell'industria
- Diagnostica delle problematiche o dei miglioramenti di un processo produttivo o di un prodotto finale

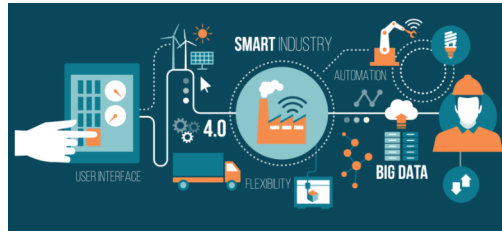


Figura 3.6. Smart Industry [68].

3.2 Smart Grid

Uno tra i settori di applicazione delle tecnologie IoT o intelligenti, è lo Smart Grid.

3.2.1 Definizioni e quadro normativo

Questo termine ha presentato due diverse definizioni in Europa:

- "Una rete elettrica aggiornata a cui sono state aggiunte comunicazioni digitali bidirezionali tra fornitore e consumatore, sistemi di misurazione e monitoraggio intelligenti" secondo la Commissione Europea [66]. Lo scopo è quello di garantire un sistema di alimentazione economicamente efficiente, sostenibile, con basse perdite, alta qualità e sicurezza di fornitura [66].
- "Una classe di tecnologia che le persone stanno utilizzando per portare i sistemi di consegna dell'elettricità delle utility nel XXI secolo, utilizzando il controllo remoto basato su computer e l'automazione. Questi sistemi sono resi possibili dalla tecnologia di comunicazione bidirezionale e dall'elaborazione dei computer" secondo il dipartimento dell'energia degli USA [65].

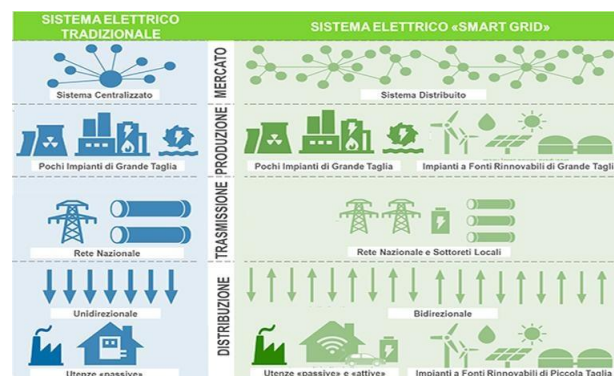


Figura 3.7. Smart Grid [64]

Nella figura 3.7 è possibile osservare la differenza tra un impianto tradizionale e uno smart grid, in particolare troviamo [71]:

- Risorse Energetiche Distribuite (DER). Questo consiste nel collegare tecnologie di generazione di energia su piccola scala (tipicamente nell'intervallo da 3 kW a 10 MW) alla rete di distribuzione pubblica
- Infrastrutture di Misurazione Avanzate (AMI) ossia integrare contatori intelligenti, sistemi di gestione dei dati e reti di comunicazione per fornire comunicazione bidirezionale tra clienti e utility
- Risposta alla Domanda (DR) ossia un programma che permetta l'incentivazione dei clienti attraverso costi, informazioni ecologiche o altri per avviare un cambiamento nel loro modello di consumo o di immissione

Visto che la definizione di smart grid è molto recente, si rende necessario costruire un modello di riferimento per l'implementazione di questa struttura. Questo viene fatto attraverso la definizione di [71]:

- Caratteristiche
- Utilizzi
- Interfacce
- Requisiti
- Standard

La parte più difficile da definire è sicuramente quella degli standard ossia le regolamentazioni fondamentali per una smart grid. Esse devono portare alla creazione di un modello unico ed unificato che permetta di confrontare diverse implementazioni dal punto di vista delle caratteristiche ed interfacce [71]. In tale ottica alcuni comitati hanno collaborato per definire e analizzare parti differenti che costituiscono una Smart Grid [71]:

- Standard IEEE P2030 per definire gli standard di interoperabilità (sistemi per scambiare dati in modo sicuro e automatico) (USA)
- Comitato di Coordinamento degli Standard (SCC)
- The State Grid Corporation of China (SGCC) Smart Grid Framework (Cina)
- Japanese Industrial Standards Committee (JISC) (Giappone)
- IEC TCs (Technical Committees) nell'area delle tecnologie delle Smart Grid (Mondiale)
- CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, "Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through standardization, system design and testing" (Europa)

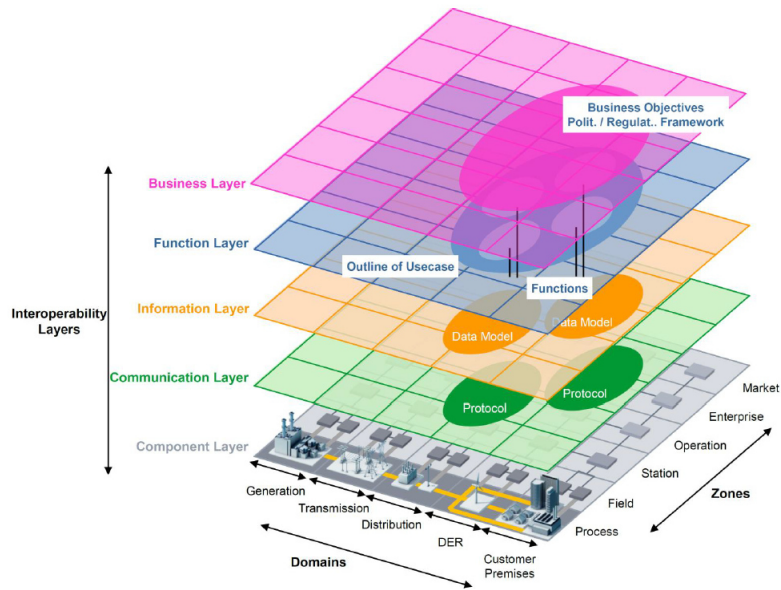


Figura 3.8. Architettura di una Smart Grid [71]

Il modello, vedi figura 3.8, creato preso come riferimento è formato da [68]:

- 5 livelli di interoperabilità
 1. Componente: è il livello che definisce i componenti fisici della smart grid
 2. Informazione: descrive le informazioni che vengono utilizzate e scambiate tra funzioni, servizi e componenti
 3. Comunicazione: definisce i protocolli e meccanismi per lo scambio interoperabile di informazioni tra componenti
 4. Funzioni: Il livello funzionale descrive funzioni e servizi, comprese le loro relazioni, da un punto di vista architettonico
 5. Azienda: rappresenta la visione aziendale sullo scambio di informazioni relative alle reti intelligenti
- 2 dimensioni:
 1. Smart grid zone che rappresenta i livelli gerarchici di gestione del sistema di alimentazione
 2. Domini che rappresenta i vari componenti che partecipano alla conversione elettrica

Per quanto riguarda la Smart grid, vedi figura 3.9, zone essa si divide in livelli [71]:

- Processo dove avvengono le trasformazioni fisiche (trasformatori, cavi, ...)
- Campo dove sono localizzati gli apparecchi di protezione e controllo dell'alimentazione (relè di protezione, ...)
- Stazione che rappresenta la concentrazione e la distribuzione dei dati
- Operazione che rappresenta la parte di gestione del sistema di alimentazione (distribuzione, cabina elettrica, sistema di generazione, ...)
- Impresa che comprende i processi commerciali e organizzativi (gestione personale, relazione con i clienti, ...)
- Mercato rappresenta le operazioni di mercato come il commercio dell'energia

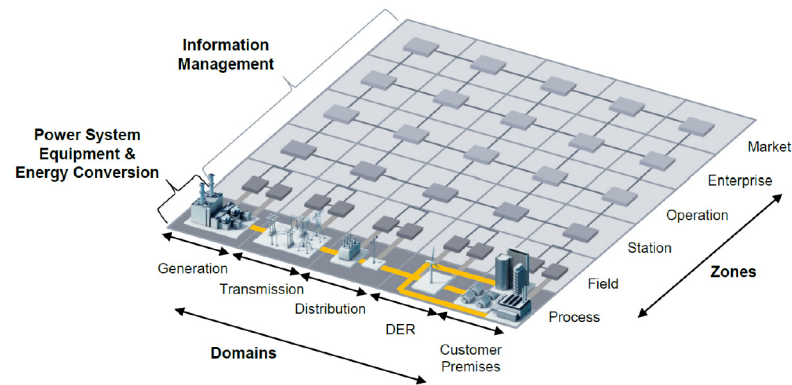


Figura 3.9. Architettura di una Smart Grid: le due dimensioni[71]

Anche i domini, vedi figura 3.9, si possono dividere in livelli [71]:

- Generazione che rappresenta la produzione centralizzata di energia
- Trasmissione che rappresenta l'infrastruttura e l'organizzazione che trasporta l'elettricità su lunghe distanze
- Distribuzione che rappresenta l'infrastruttura e l'organizzazione che distribuisce l'energia elettrica ai clienti
- DER che rappresenta le Risorse Elettriche Distribuite (DER) direttamente connesse alla rete di distribuzione pubblica, applicando tecnologie di generazione di energia su piccola scala (tipicamente nell'intervallo da 3 kW a 10 MW)
- Sede del cliente dove si utilizza o produce energia elettrica

3.2.2 Generazione distribuita

Nelle Smart grid si è parlato di DER ossia di impianti di generazione di taglia piccola. In questa classificazione rientrano [23]:

- Generatore distribuito: fotovoltaico distribuito, celle a combustibile, ...
- Generatore dietro al contatore: fotovoltaico sopra al tetto,...
- Sistemi di accumulo di energia
- Microreti operano normalmente in assenza di rete e possono essere connesse in caso di emergenza
- Impianti cogenerativi: raffrescamento, riscaldamento con elettricità,...
- Alimentazioni di riserva

Sebbene il pensiero comune associ la generazione distribuita al rinnovabile e, di conseguenza, ad un aspetto positivo, dal punto di vista della rete di trasmissione e di quella distributiva rappresenta un importante problema. Il primo ad accorgersi di tale problematica fu ENTSO-E (Network europeo dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica) nel 2011 [23]. Questo problema era causato dal fatto che i sistemi fotovoltaici dovevano disalimentarsi se la rete osservava una variazione della frequenza (in Italia 50 Hz) superiore a 0,3 Hz [23]. Con l'incremento del numero di pannelli fotovoltaici installati, il distacco di tali impianti causava sulla rete una perturbazione eccessiva che portava ad un processo a catena di disalimentazione di parti di rete o a blackout. Per evitare questa problematica la normativa ha dovuto adattarsi ai nuovi sistemi DER. In Italia questa normativa è stata recepita da Terna attraverso l'allegato A70. Questo documento viene chiamato "Regolamentazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita" ed identifica il campo di funzionamento degli impianti di produzione connessi alla rete [23]. Insieme all'allegato A70 sono state modificate le linee guida inserite nella normativa CEI 0-21 (per BT) e CEI 0-16 (per MT-AT).

In questo caso sono state definite due tipologie di utenti [23]:

- Attivo: "utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete"
- Passivo: "tutti gli utenti non Attivi"

Oltre a queste due definizioni si è iniziato a parlare di Prosumer ossia di utenti che sono sia produttori di energia elettrica che utilizzatori [23]. In questa definizione rientrano coloro che, per esempio, possiedono un'abitazione con pannelli fotovoltaici che in alcuni momenti immettono in rete.

Sia gli utenti attivi che i prosumer devono sottostare alle regolamentazioni dell'allegato A70. Essa pone l'attenzione su due problematiche [23]:

- Controllo della tensione

- Controllo della frequenza associato alla stabilità della rete

Per quanto riguarda il controllo della tensione è necessario analizzare un sistema di distribuzione generico nel caso di assenza di generazione distribuita o nel caso in cui questa sia presente, vedi figura 3.10.

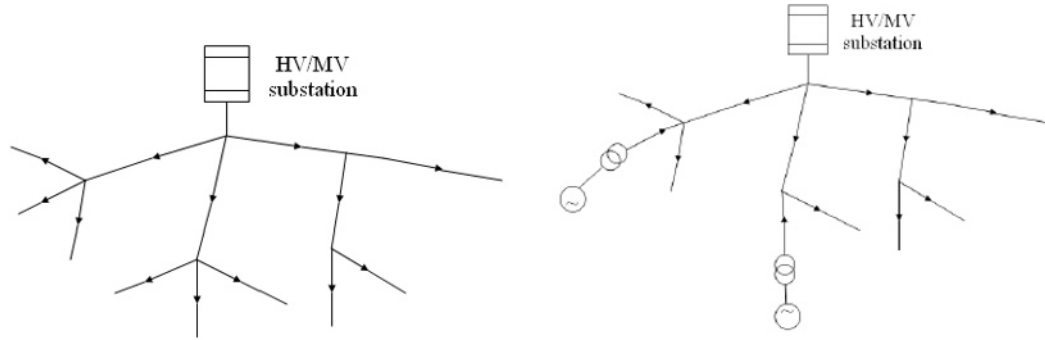


Figura 3.10. Rete di distribuzione senza generazione distribuita (a sinistra) e con generazione distribuita (a destra) [23]

Nella figura 3.10 emerge come, nel caso di assenza della generazione distribuita, la corrente si distribuisca partendo da una sottostazione fino ad arrivare ai carichi procedendo in un'unica direzione. L'installazione di un grande contributo di generazione distribuita (DG) porta ad una inversione del flusso di corrente [23]. Questa problematica influenza il profilo di tensione della rete generando delle sovratensioni lungo la linea, vedi figura 3.11.

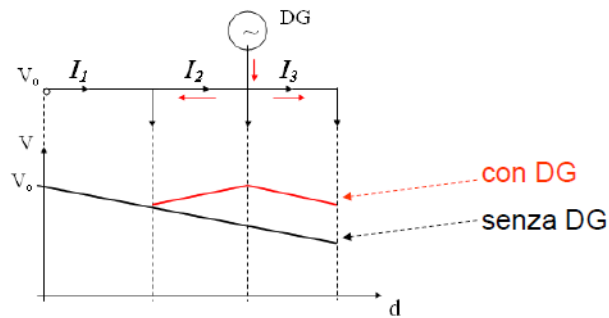


Figura 3.11. Profili di tensione con generazione distribuita (DG) in rosso e senza generazione distribuita (DG) in nero [23]

In questo senso la generazione distribuita viene affiancata da logiche di controllo locale nelle cabine primarie del livello di tensione in modo da non generare sovratensioni nella

rete. Si osserva, però, che una piccola quantità di generazione distribuita può avere degli effetti estremamente positivi nella riduzione delle cadute di tensione della linea. Questo è vero solo se la localizzazione della generazione distribuita è lontano dalla stazione di trasformazione AT/MT, vedi figura 3.12²⁶ [23]. Nel caso vicino l’impatto sul profilo di tensione diventa pressoché trascurabile.

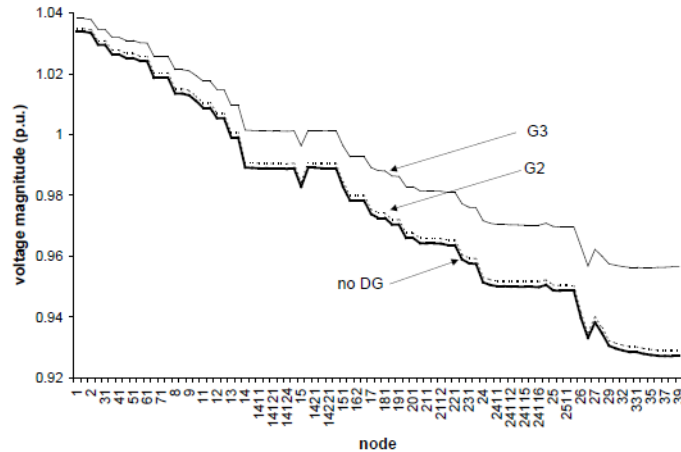


Figura 3.12. Profili di tensione: senza DG, G_2 coincide con DG lontano dalla stazione AT/MT e G_3 coincide con DG vicino alla stazione AT/MT[23]

La generazione distribuita causa dei problemi di distacco dovuti a piccole variazioni di frequenza (0,3 Hz). Per evitare questo fenomeno, l’Allegato A70 ha definito che i generatori devono ridurre la loro produzione per piccole variazioni di frequenza tra i 50,3 e i 51,5 Hz e staccarsi nel caso in cui la frequenza superi i 51,5 Hz o sia inferiore a 47,5 Hz, vedi figura 3.13 [23].

L’implementazione di una generazione distribuita all’interno della rete ha portato all’avvento di una nuova figura: il prosumer. Questo è un utente finale che può comportarsi da attivo o passivo. Una trentina di anni fa queste figure era inesistenti. Solamente con il Conto Energia, introdotto in Italia con la Direttiva comunitaria 2001/77/CE e poi recepita con l’approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003, si è iniziato un processo di incentivazione rispetto all’installazione di impianti fotovoltaici da parte di utenti finali passivi [14]. Ad oggi è ancora presente questo processo di agevolazioni fiscali.

3.2.3 Analisi intelligente dei consumi

Se da un lato la generazione è passata da centralizzata a distribuita, dall’altra gli utenti hanno modificato il loro comportamento. In quest’ottica il cliente ha iniziato a modificare

²⁶Sull’asse delle ascisse sono riportati i nodi ossia le diverse cabine elettriche collegate in cascata tra loro partendo dalla numero 1 alla numero 39

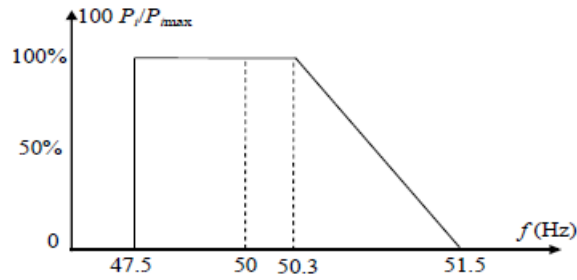


Figura 3.13. Curva di regolazione della potenza in funzione della frequenza per i generatori DG [23]

il suo carico giornaliero sulla base della generazione. Questo processo di modifica del carico avviene seguendo i seguenti passi:

- Installazione di dispositivi per monitoraggio intelligente dei consumi
- Analisi dei dati raccolti
- Programmazione di interventi di sostituzione di dispositivi
- Installazione di dispositivi per l'automazione o il controllo da remoto

Il primo intervento prevede l'installazione di dispositivi per il monitoraggio intelligente dei consumi. Per fare ciò è possibile installare dei misuratori Wi-fi dei consumi. Uno dei dispositivi che risponde a queste caratteristiche è il telegestore installato dal distributore elettrico (Enel, Iren, ...) che permette la valutazione in tempo reale dei flussi di energia bidirezionale [72], vedi figura 3.14.



Figura 3.14. Telegestore Enel [72]

Questo dispositivo viene installato da parte dell'ente distributore e permette il monitoraggio dell'energia immessa in rete e di quella prelevata. Questo permette un monitoraggio in tempo reale dei consumi e di attuare delle strategie per migliorare l'efficienza della propria rete al fine di pagare corrispettivi minori in caso di interruzione della fornitura elettrica [72]. L'utente ha la possibilità di monitorare questi dati mediante un'applicazione

resa disponibile dal distributore. Questo intervento di installazione non viene svolto dal cliente ma egli può scegliere, qualora volesse, di installare degli strumenti di monitoraggio dei flussi di energia nel proprio impianto. In questo modo può analizzare i propri consumi o la propria generazione.

Ipotizziamo che la curva di carico misurata dal telegestore si quella riportata dalla figura 3.15.

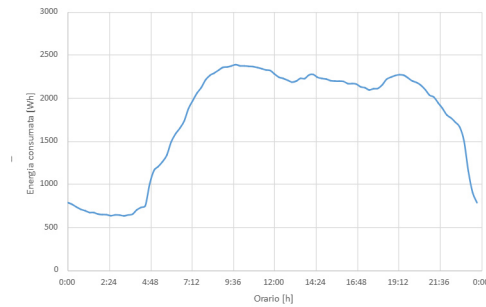


Figura 3.15. Curva di consumo di un gruppo di carichi

In questo caso è possibile analizzare che il minimo dei consumi avviene verso le 3 di notte raggiungendo circa 630 Wh. In questo caso bisogna analizzare i dispositivi che sono responsabili di questo consumo. Per esempio:

- Elettrodomestici sempre collegati come freezer o frigorifero
- Luci ad alto consumo
- Dispositivi messi in stand-by
- Impianti di riscaldamento

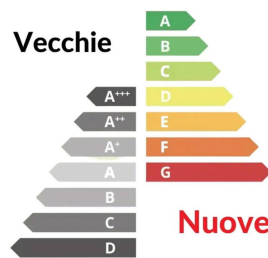


Figura 3.16. Classi energetiche. A destra quelle precedenti al 2021 mentre a sinistra quelle successive al 2021

Una delle fasi successive all'analisi dei dati dei consumi è sicuramente quella di attuare delle misure di sostituzione e miglioramento delle tecnologie esistenti. Tra queste abbiamo [39]:

- Sostituire gli elettrodomestici datati con altri di classe energetica di tipologia A. Attenzione al fatto che sono cambiate le diciture ed i codici nel 2021 come rappresentato in figura 3.16
- Modificare il posizionamento di freezer o frigoriferi per favorire il ricambio di aria e rendere il loro funzionamento più efficiente
- Sostituire le lampadine presenti nell'abitazione con dispositivi a basso consumo come le tecnologie LED. Queste permettono una riduzione dei consumi di circa 80% rispetto a lampadine alogene a fronte di una eguale illuminazione
- Usare la lavatrice a temperature più basse in quanto consuma meno elettricità senza rovinare i capi
- Sostituzione della caldaia con pompe di calore o con caldaie a condensazione maggiormente efficienti
- Isolare meglio l'abitazione mediante la sostituzione degli infissi o la coibentazione di pareti e tetto
- Inserimento di sensori o sistemi di natura domotica

Tutte queste migliorie richiedono dei costi da parte del cliente che spesso sono di entità elevate. Per tale ragione il governo ha approvato l'Ecobonus, una misura introdotta dalla Legge di Bilancio del 2007 (legge 296/2006) e attualmente disciplinata dall'art. 14 del D.L. 63/2013 [39]. Consiste in una detrazione compresa tra il 50% e l'85% delle spese sostenute, da ripartire in dieci rate annuali [39]. L'analisi intelligente dei consumi prevede però un coordinamento tra la domanda di energia e la produzione di questa. Infatti, se in un'abitazione sono stati installati dei pannelli fotovoltaici questi produrranno in particolar modo durante le giornate soleggiate. Attraverso dei sistemi domotici è possibile programmare i propri consumi per farli coincidere con i periodi in cui è presente il fotovoltaico.

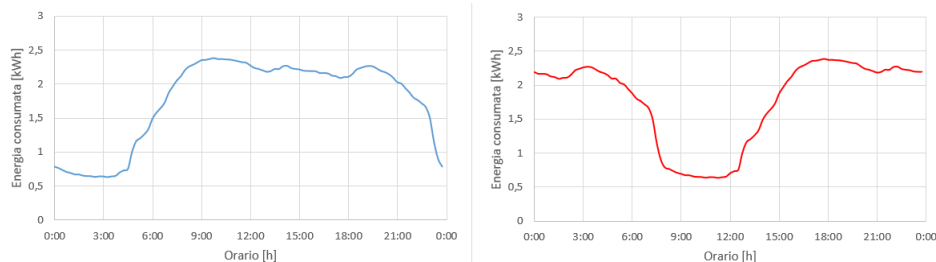


Figura 3.17. Curva di consumo di un gruppo di carichi. In rosso senza fotovoltaico e in blu con fotovoltaico

Per esempio, nella figura 3.17, è possibile osservare due diverse curve di carico. In rosso è rappresentata l'opzione di preferire i consumi nelle ore serali per sfruttare la presenza di una fascia meno cara di energia. Questa curva è adatta a delle abitazioni che

non presentano impianti di produzione propria ma che devono prelevare tutta l'energia consumata dalla rete. In blu, invece, è riportata la scelta di maggior convenienza per l'utente con sistemi di tipologia fotovoltaica. In questo caso, sebbene il carico complessivo tra le due curve sia lo stesso, si preferisce avere un picco di domanda durante le ore centrali della giornata per sfruttare l'energia generata dal proprio impianto rinnovabile. Il surplus di energia può essere mandato al sistema d'accumulo, se presente, o immesso in rete. Quest'ultima opzione è poco remunerativa per il cliente rispetto all'accumulo.

3.2.4 Comunità energetiche rinnovabili



Figura 3.18. Comunità energetica rinnovabile (CER) [13]

La direttiva 2018/2001 introduce e definisce, all'articolo 2, definizione 16, la Comunità di Energia Rinnovabile [20] (CER), vedi figura 3.18, come "soggetto giuridico:

1. che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
2. cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
3. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari"

Il governo italiano ha approvato nel 2019 il decreto "Milleproroghe" (D.L. 162/2019) [74] recepito da ARERA [5] (Autorità di regolazione per energia reti e ambiente) nel 2020, attraverso la pubblicazione di un documento di consultazione in merito alla regolazione dell'autoconsumo collettivo e delle CER. I punti più importanti della regolamentazione sono [5]:

- "Tutti i partecipanti di una struttura di autoconsumo collettivo o di una comunità di energia rinnovabile possono essere assimilati a clienti finali o produttori che operano in una delle configurazioni private consentite dalla normativa vigente"

- "I soggetti facenti parte della configurazione di energy community individuano un proprio referente, responsabile di interfacciarsi con il GSE (Gestore dei servizi energetici)"
- "Il GSE calcola, sulla base delle misure dei flussi energetici nei punti di fornitura di immissione e prelievo, l'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo all'interno della configurazione e corrisponde al referente, con un unico conguaglio, sia le componenti tariffarie che non risultano applicabili all'energia condivisa (già versate dai clienti finali della configurazione ai propri venditori), sia l'incentivo". In questo caso, infatti, il GSE deve richiedere l'installazione di dispositivi intelligenti per la valutazione dei consumi o della produzione. Viene inoltre definito un sistema di incentivazione che prevede un ritorno economico ai diversi utenti facenti parte della comunità energetica secondo la seguente tabella:

Potenza impianto	Tariffa incentivante
potenza < 200 kW	80€/MWh + (0÷40€/MWh)
200 kW < potenza < 600 kW	70€/MWh + (0÷40€/MWh)
potenza > 600 kW	60€/MWh + (0÷40€/MWh)

Tabella 3.1. Tariffe per l'incentivazione da parte del GSE

La tariffa di incentivazione consta di due parti [12]:

1. una fissa che dipende dalla potenza dell'impianto. Solitamente è aggiunto un termine di maggiorazione +4 €/MWh, per le regioni del centro Italia (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo) e di +10 €/MWh per le regioni del nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto). Questo termine è stato introdotto per compensare la disponibilità di fonte di energia primaria.
 2. tariffa variabile tra 0 e 40€/MWh in funzione del prezzo dell'energia (al diminuire del prezzo di mercato dell'energia la parte variabile aumenta fino ad arrivare al massimo a 40€/MWh)
- "Gli impianti ammessi dal Milleproroghe 2019 sono a fonte rinnovabile, singolarmente di potenza inferiore a 200 kW di picco e fino ad un massimo 1MW complessivo". Questo parametro definisce intrinsecamente la dimensione della comunità energetica rinnovabile. Questo perché essa dipende dalla potenza di produzione ma anche dai clienti consumatori. Ad esempio, se si considera un edificio ad uso commerciale è molto probabile che questo rappresenti la quota maggiore degli utenti passivi. Di conseguenza la CER sarà di dimensione limitata. Nel caso, invece, di sole abitazioni, l'estensione sarà notevolmente superiore

Nella deliberazione 132/2025/R/EEL del 27 marzo 2025 Arera [19] ha aggiornato i meccanismi di incentivazione relativi al costo d'installazione fino ad un massimo di:

- 1.500 €/kW, per impianti fino a 20 kW
- 1.200 €/kW, per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW
- 1.100 €/kW per potenza superiore a 200 kW e fino a 600 kW
- 1.050 €/kW, per impianti di potenza superiore a 600 kW e fino a 1.000 kW

Attraverso la documentazione di Arera è possibile capire come la comunità energetica svolga un ruolo molto simile a quello del prosumer ossia dell'utente utilizzatore ma anche produttore di energia. In tal senso è possibile osservare come le principali differenze siano di natura psicologica e degli individui coinvolti. Nel caso della CER, infatti, si introduce un senso di appartenenza, di comunità e di coesione sociale. Nel caso del prosumer invece si pone l'attenzione sull'individualismo e sulle scelte di natura personale [12]. E' importante ricordare che una comunità energetica può essere costituita in due modi:

- utenti prosumer con utenti passivi
- utenti attivi con utenti passivi

Nel primo caso all'interno della CER sono presenti degli utenti che generano e utilizzano l'energia elettrica. Nel secondo caso, invece, esiste una separazione tra i soggetti che compiono i due compiti.

Di norma la scelta di un prosumer ricade nel ricercare la propria autosufficienza energetica. Tuttavia, risulta spesso conveniente per questo utente far parte di una CER in modo da avere, oltre ad una totale autosufficienza propria, anche la possibilità di ricevere incentivazioni statali sulla quota di energia fornita alla CER [12].

Un esempio di comunità energetica è quella pinerolese, vedi figura 3.19.

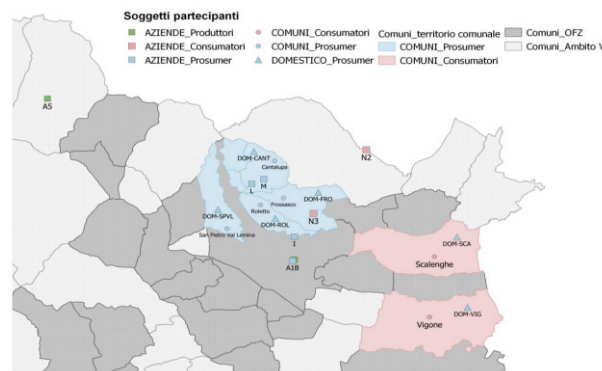


Figura 3.19. Comunità energetica rinnovabile (CER) pinerolese [43]

Questa comunità energetica è nata nell'aprile 2019 a seguito della stesura di un contratto tra 29 comuni appartenenti alla città metropolitana di Torino. Il progetto di aggregazione

“ipotizza la partecipazione di privati cittadini in ciascuno dei suddetti Comuni in una misura stimata al 2% del totale delle famiglie residenti nel territorio comunale. Tali utenze domestiche sono considerate tutte nella categoria ‘consumatori’ ad eccezione di almeno un’utenza prosumer per comune” [43]. Ad oggi la comunità energetica ha continuato il suo ampliamento raggiungendo 41 comuni del torinese. Dal punto di vista della produzione abbiamo:

- Cittadini o comuni prosumer con fotovoltaico
- 450 kW di idroelettrico dell’inverso Pinasca
- 2 cogeneratori a Biogas nel Polo Ecologico di API

3.2.5 Microgrid

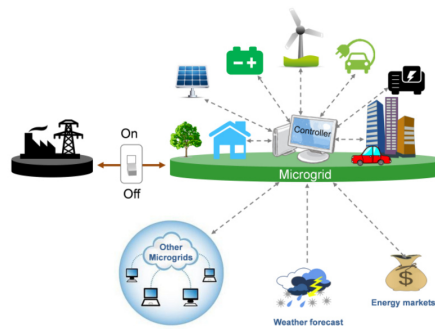


Figura 3.20. Microreti o Microgrid [40]

Le micro-reti, vedi figura 3.20, sono piccoli sistemi di distribuzione contenenti generatori e carichi, il cui funzionamento può avvenire in maniera separata dalla rete (autonomo) o in connessione con essa (non-autonomo) [23]. Queste operano normalmente in assenza di rete e possono essere connesse (nel caso non autonomo) in caso di emergenza (per migliorare la continuità della fornitura dopo un guasto in rete o nella microrete) o in base a convenienze economiche dovute ai prezzi dell'elettricità per la fornitura di energia o per il servizio di riserva [23].

All'interno della microrete è presente un centro di controllo per ottimizzare l'uso delle risorse distribuite. I principali vantaggi della microrete sono [23]:

- Fornire energia, efficiente a basso costo e pulita
- La possibile gestione combinata del mix energetico (elettricità, calore e/o freddo, gas, acqua,). Questo perché la gestione dell'intera microrete permette di minimizzare i costi di installazione dei vari impianti sfruttando in modo maggiormente intelligente le risorse e portando ad un abbattimento dei costi in bolletta
- Elevato risparmio per l'utente

- Elevata disponibilità di risorse. Questo significa un aumento dei generatori presenti nella rete ed un aumento dell'affidabilità in caso di microrete non autonoma
- Possibilità di essere un punto di rialimentazione dei carichi in caso di guasti sulla rete

I principali svantaggi sono da riferirsi principalmente alla microgrid di tipologia autonoma. Essa, infatti, ha problemi di [23]:

- Controllo della tensione rispetto al range di funzionamento
- Robustezza della rete ossia che la mancanza di un generatore perturba di molto i parametri della rete
- Controllo della frequenza

Capitolo 4

Laboratorio

4.1 Progettazione di un impianto fotovoltaico

Per progettare un impianto fotovoltaico si rende necessario definire:

- Luogo di installazione dei pannelli. Questo dato permette di capire i dati di irradianza, di inclinazione, dell'orientazione dei pannelli e della superficie utile per l'installazione
- Tipologia di pannello da installare

La progettazione analizzata ha come luogo il tetto della scuola ITIS Rivoira di Verzuolo il cui tetto è quello visto nella figura 4.1.



Figura 4.1. Tetto dell'IIS C. Denina sede ITIS Rivoira (Foto scattata il 24/09/2023 da Google Earth) [27]

La scelta progettuale è stata quella di sfruttare il più possibile il tetto della palestra che è di circa 350 m^2 di superficie utile. Si è scelto di installare dei pannelli fotovoltaici The Longi 450W LR4-72HPH 450 aventi le caratteristiche riportate in figura 4.2. Sapendo che il pannello presenta un'area esposta di circa 2 m^2 si sceglie di installare circa 150 pannelli divisi su 6 file in modo da lasciare spazio utile per eventuali manutenzioni.

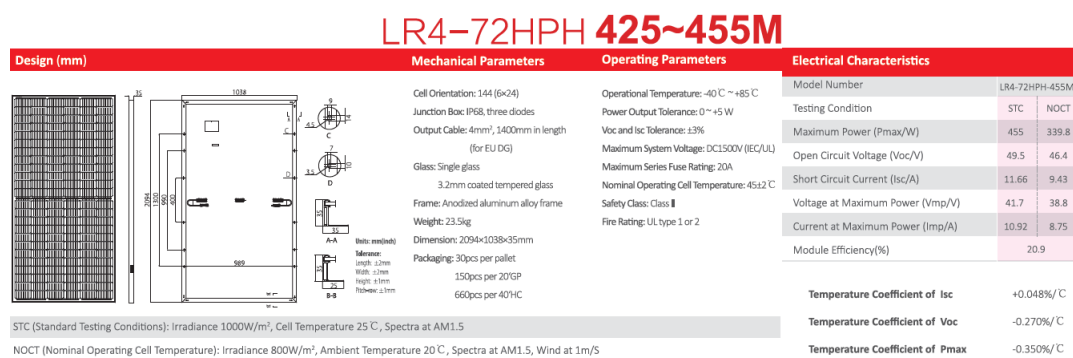


Figura 4.2. Scheda tecnica pannello fotovoltaico The Longi 450W LR4-72HPH 450 [47]

Viste queste scelte progettuali, è possibile stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico. Per fare ciò è necessario partire dai dati di irradianza presi dal sito PVGIS [53].

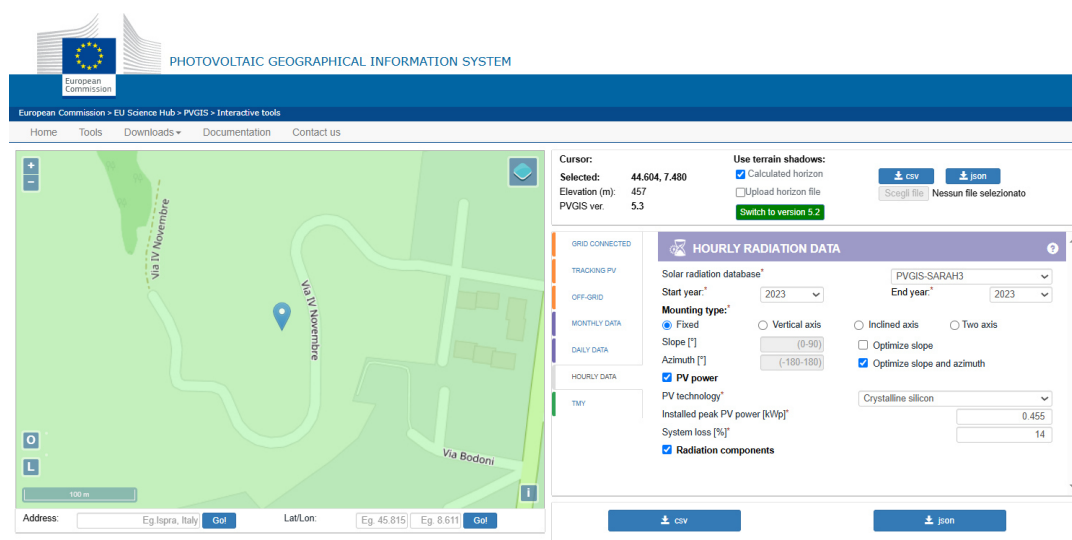


Figura 4.3. Sito PVGIS [53]

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), vedi figura 4.3, è un sito reso disponibile dalla Commissione Europea che fornisce informazioni sull'irradianza degli impianti fotovoltaici utilizzando dei dati satellitari. Questo viene fatto attraverso delle simulazioni fatte sulla base dei parametri impostati dall'utente che sono:

- Luogo di installazione
- Tipologia di impianto (fisso, mobile, ...)

- Anno di riferimento
- Angolo di inclinazione e di orientazione
- Eventuali modifiche della tipologia di pannello (perdite, potenza, ...)
- Dati di irradianza (con componenti esplicitate o totali)

La nostra scelta è stata quella di:

- Luogo di installazione: IIS C. Denina sede ITIS Rivoira
- Tipologia di impianto: Fisso
- Anno di riferimento: 2023
- Angoli di inclinazione e di orientazione: ottimizzati dal software
- Tipologia di pannello: Silicio cristallino, 450 Wp e perdite stimate 14%
- Tutti i dati di irradianza

Il risultato è quello riportato dalla figura 4.4.

Latitude (decimal degrees):	44.604							
Longitude (decimal degrees):	7.480							
Elevation (m):	457							
Radiation database:	PVGIS-SARAH3							
Slope: 41 deg. (optimum)								
Azimuth: -3 deg. (optimum)								
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	0.5							
System losses (%):	14.0							
time	P	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int
20230101:0010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.65	0.62	0.0
20230101:0110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.84	0.69	0.0
20230101:0210	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.93	0.76	0.0
20230101:0310	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.09	0.69	0.0
20230101:0410	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	0.69	0.0
20230101:0510	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.22	0.62	0.0
20230101:0610	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.14	0.69	0.0
20230101:0710	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.62	0.69	0.0
20230101:0810	168.55	369.73	65.25	2.9	8.06	5.64	0.76	0.0
20230101:0910	65.07	60.45	114.15	3.37	14.92	5.78	0.14	0.0
20230101:1010	111.66	120.22	169.18	5.19	19.78	7.49	0.62	0.0
20230101:1110	68.67	33.17	151.6	4.47	22.18	8.33	0.9	0.0
20230101:1210	89.91	68.49	168.28	5.07	21.86	8.84	1.1	0.0
20230101:1310	48.08	17.39	117.28	3.42	18.84	8.53	1.24	0.0

Figura 4.4. Tabella excel estratta dal sito PVGIS

Ci vengono forniti i seguenti dati:

- P: potenza del sistema fotovoltaico (W)
- Gb(i): Irradianza diretta (W/m^2)
- Gd(i): Irradianza diffusa (W/m^2)
- Gr(i): Irradianza riflessa (W/m^2)

- Hsun: Altezza del sole (gradi)
- T2m: Temperatura dell'aria a 2 m di altezza dal suolo (°C)
- WS10m: velocità del vento a 10 metri
- Int: se è 1 il dato è stato ricostruito, se 0 il dato è stato misurato

Il sito di PVGIS ci ha dato la possibilità di scegliere un'inclinazione ed una orientazione. Nel nostro caso abbiamo optato per lasciare al sistema la scelta della condizione migliore. Questo perché è presente un tetto piano in cui è possibile modificare l'inclinazione a piacimento senza problematiche di ombreggiatura o mismatch. Gli angoli ottimali scelti da PVGIS sono stati:

- Angolo d'inclinazione rispetto all'orizzontale 41°
- Angolo di orientazione definito come -3° rispetto al Sud

Con questi dati è possibile calcolare la temperatura della cella attraverso l'equazione 1.7 mentre, la potenza del pannello alla temperatura della cella e irradianza oraria, con la seguente formula:

$$P_{h,prodotta} = N * P_{max,STC} * \frac{G_{tot}}{G_{STC}} * (1 - \gamma * \Delta T) \quad (4.1)$$

In (4.1) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- $P_{max,STC}$ identifica la potenza massima estraibile dal pannello fotovoltaico in condizione STC
- G_{tot} identifica l'irradianza totale del pannello ricavata attraverso la relazione:

$$G_{tot} = G_b(i) + G_d(i) + G_r(i) \quad (4.2)$$

- G_{STC} è l'irradianza in condizione STC
- γ identifica il coefficiente termico di potenza definito come %/°C
- ΔT definito come differenza tra la temperatura della cella e quella ambiente

In questa analisi, ci vengono forniti da PVGIS i dati ogni ora. In termini semplificativi è possibile considerare che tra due rilevazioni successive la potenza calcolata sia costante. Questo dal punto di vista pratico non corrisponde alla realtà ma è importante considerare che la fase di progettazione ha l'utilità di dimensionare l'impianto e stimarne la produzione. Se volessimo effettuare analisi più dettagliate risulterebbe possibile solamente nel caso in cui fosse possibile monitorare il funzionamento dei pannelli già installati per un lasso di tempo medio-lungo. Fatta questa ipotesi semplificativa è possibile definire che l'energia oraria prodotta ($E_{h,prodotta}$) è calcolabile come:

$$E_{h,prodotta} = P_{h,prodotta} * t * PR \quad (4.3)$$

In (4.3) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- $P_{h,prodotta}$ identifica la potenza prodotta calcolata con l'equazione 4.1
- t coincide con il tempo di analisi dell'energia. Nel nostro caso è un parametro orario quindi $t = 1$ h
- PR è un parametro di performance del pannello che viene considerato di valore 0,87

I dati forniti da PVGIS ci permettono di conoscere l'energia prodotta dai pannelli su base oraria per ogni giorno dell'anno 2023. È possibile riassumere l'energia annua prodotta dividendo i contributi per mese e per orario trovando il risultato della figura 4.5.

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
GENNAIO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,7	0,9	1,0	1,0	0,9	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FEBBRAIO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	0,9	1,1	1,2	1,2	1,1	0,9	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MARZO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,9	1,2	1,5	1,6	1,6	1,4	1,1	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
APRILE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	1,0	1,3	1,5	1,6	1,5	1,4	1,0	0,7	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MAGGIO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,3	1,2	1,0	0,9	0,6	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GIUGNO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,3	1,3	1,1	0,9	0,7	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUGLIO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,4	1,5	1,6	1,5	1,4	1,1	0,8	0,5	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AGOSTO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	1,0	1,4	1,5	1,7	1,6	1,4	1,1	0,8	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SETTEMBRE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,8	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2	1,0	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OTTOBRE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,0	1,2	1,1	1,1	0,9	0,7	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NOVEMBRE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	1,1	1,2	1,3	1,3	1,1	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DICEMBRE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,9	1,1	1,2	1,1	1,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Figura 4.5. Energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico per ora e mese (in MWh)

Attraverso la figura 4.6 è possibile osservare come l'impianto abbia una produzione maggiore durante le ore diurne con dei massimi dei mesi più soleggiati. La progettazione, una volta scelta la tipologia del pannello impone un confronto tra la produzione e la domanda di energia dell'edificio. Un corretto dimensionamento premette di trovarsi nella condizione in cui per la maggior parte del tempo ci sia un soddisfare la domanda di energia con l'utilizzo dell'impianto fotovoltaico. In caso si voglia raggiungere la totale autosufficienza si rende necessario un dimensionamento di un accumulo con batterie oppure l'utilizzo di un'altra fonte rinnovabile come quella eolica.

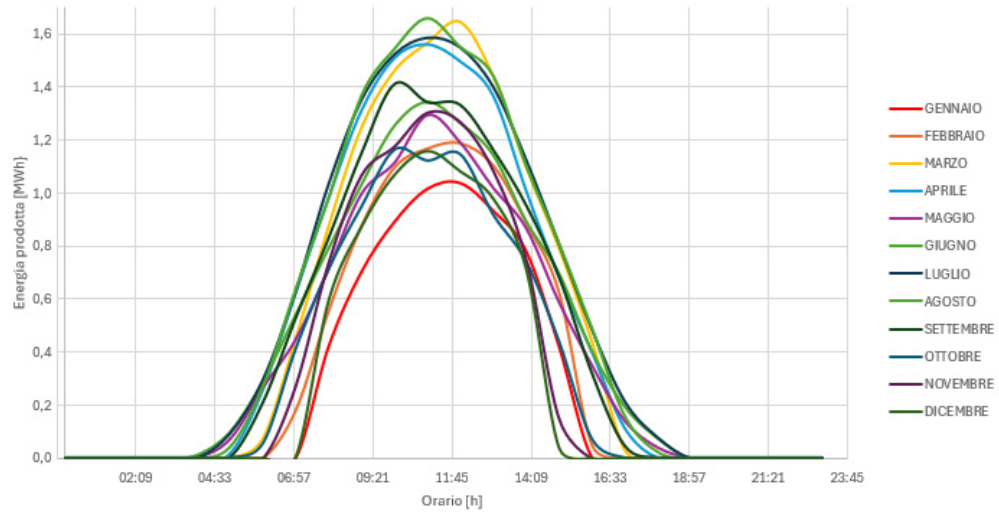


Figura 4.6. Grafico dell'energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico per ora e mese (in MWh)

4.2 Progettazione di un impianto eolico

Come già svolto per il fotovoltaico, anche per l'eolico si rende necessaria la scelta del luogo di installazione e della tipologia di impianto da installare. Per quanto riguarda la locazione è possibile analizzare il tetto dell'IIS C. Denina sede Itis Rivoira come in figura 4.1. Per la progettazione eolica si presuppone la conoscenza della velocità e delle direzioni del vento e della tipologia di impianto che si vuole installare. Per quanto riguarda l'entità del vento è possibile riutilizzare il software PVGIS, come fatto per il fotovoltaico (figura 4.3). Nei risultati estratti dal software, vedi figura 4.4, si osserva l'esistenza di una colonna denominata WS10m. Questo parametro fornisce la velocità del vento media in un'ora all'altezza di 10 metri dal suolo che dovrà essere riportata all'effettiva altezza con la formula:

$$u_{\text{effettiva}} = u_{\text{rif}} * \frac{\ln \frac{h}{Z_o}}{\ln \frac{h_{\text{rif}}}{Z_o}} \quad (4.4)$$

In (4.4) le varie grandezze hanno i seguenti significati:

- $u_{\text{effettiva}}$ identifica la velocità del vento al centro del mozzo della turbina eolica posta all'altezza h misurata in m/s
- u_{rif} identifica la velocità del vento scaricata dal software PVGIS misurata in m/s
- h identifica l'altezza a cui si trova il mozzo rispetto al terreno in metri. Nel nostro caso è stato considerato un valore pari a 18 m tenendo conto dell'altezza dell'edificio di circa 12 m e dell'altezza della turbina di circa 6 m

- h_{rif} identifica l'altezza a cui sono associate le velocità del vento scaricata dal software PVGIS misurata in metri. Il suo valore è pari a 10 m
- Z_o è un parametro definito come altezza di rugosità che ci permette di effettuare le correzioni di velocità ed è espresso in metri. Secondo il CNR-DT 207 R1/2018 ossia "Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni" il parametro Z_o è valutato nel seguente modo:

Categoria d'esposizione del sito	Z_o (m)
I	0,01
II	0,05
III	0,10
IV	0,30
V	0,70

Tabella 4.1. Categorie d'esposizione del sito [10]

Le categorie d'esposizione vengono scelte sulla base della seguente tabella:

Classe di rugosità	A	B	C	D
Mare	-	-	-	I
Entro 10 km dalla costa	III	II	II	I
Entro 40 km dalla costa	IV	III	III	II
Entro 500 m di altitudine	V	IV	III	II
Oltre i 500 m di altitudine	V	IV	IV	III

Tabella 4.2. Categorie d'esposizione del sito rispetto alla classe di rugosità [10]

La classe di rugosità, invece, è definita come:

Classe di rugosità	Descrizione
A	Area urbana, in cui almeno il 15% della superficie del terreno sia coperto da edifici la cui altezza media supera i 15 m
B	Area urbana (non di classe A), suburbana, industriale o boschiva
C	Area con ostacoli diffusi (quali alberi, case, muri, recinzioni,) oppure aree con rugosità non riconducibile alle Classi A, B, D
D	a) Mare e relativa fascia costiera (entro 2 km dalla riva) b) Lago (con larghezza pari ad almeno 1 km) e relativa fascia costiera (entro 1 km dalla riva) c) Area priva di ostacoli o con al più rari ostacoli isolati (aperta campagna, aeroporti, aree agricole, pascoli, zone paludose o sabbiose, superfici innevate o ghiacciate, ...)

Tabella 4.3. Classi di rugosità [10]

Nel nostro caso siamo in una zona di circa 420 m di altitudine con ostacoli diffusi. Per questa ragione siamo in classe di rugosità B, categoria di esposizione IV e con Zo pari a 0,3 m.

Attraverso questa analisi è stato possibile ricavare la distribuzione delle velocità del vento per il 2023 come analizzato nella figura 4.7.

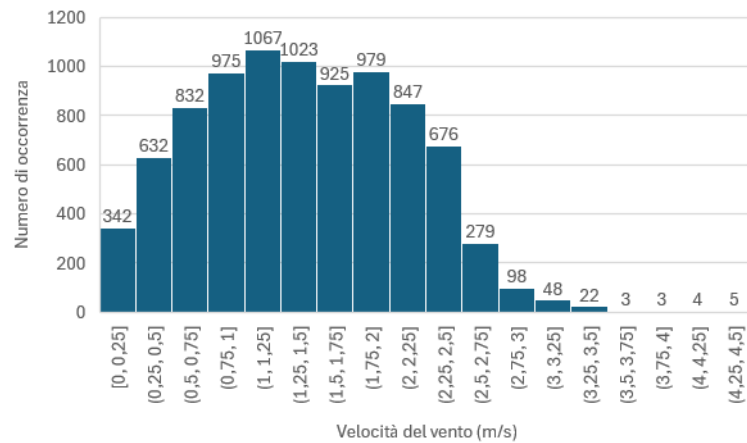


Figura 4.7. Distribuzione delle velocità del vento

La figura 4.7 ci fornisce i range di valori più probabili di velocità del vento del sito preso in analisi. Per avere una massimizzazione della producibilità si rende necessaria la scelta di una turbina che riesca a produrre nel range 0,5-3,0 m/s. È stata scelta quella riportata in figura 4.8.



Figura 4.8. Turbina eolica ad asse verticale 500 W [75]

I diversi costruttori di turbine eoliche forniscono dei dati relativi al proprio prodotto che permettono, conosciuto il profilo di velocità del luogo d'installazione, di stimare la producibilità del nostro impianto. Le informazioni principali della turbina in figura 4.8 sono:

- Velocità di cut-in ossia la minima velocità in cui la turbina produce: 1 m/s
- Velocità di cut-off ossia la massima velocità in cui la turbina produce: 10 m/s
- Altezza del mozzo: 6 m. Questo dato viene utilizzato per definire h nell'equazione 4.4
- Peso: 64 kg. Questo dato è utile per capire se il luogo d'installazione ha le caratteristiche necessarie per sopportare tale peso
- Curva di potenza. Nel nostro caso il produttore forniva solamente i dati da cui è possibile ricavare la caratteristica in figura 4.10.

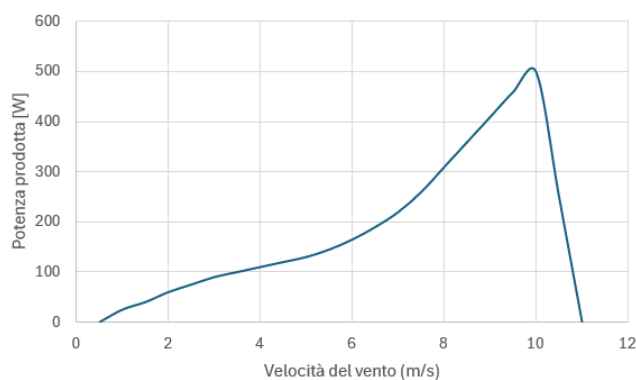


Figura 4.9. Curva di potenza della turbina eolica [75]

Vista la conoscenza dei dati relativi alla velocità del vento del luogo di installazione e delle caratteristiche tecniche dell'impianto da realizzare, è possibile associare il valore di potenza estratta corrispondente ad ogni diversa velocità del vento come effettuato nella figura 4.11 di esempio.

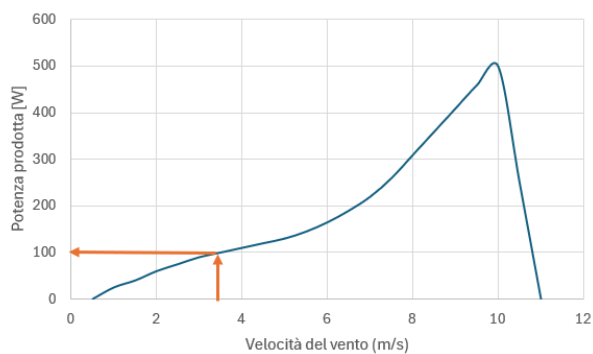


Figura 4.10. Potenza corrispondente alla velocità del vento il 10/01/2023 alle ore 2 [75]

La stessa operazione è stata svolta per tutti i diversi valori di velocità. Se ammettiamo come ipotesi che la potenza risulti costante nell'ora d'analisi è possibile affermare che le potenze analizzate precedentemente equivalgano a delle energie. Nel nostro caso è stata considerata solamente una turbina eolica con il risultato di producibilità annua rappresentato in figura 4.11.

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
GENNAIO	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,3	0,9	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	0,8	0,5	0,7	0,9	1,2	1,2	1,4	1,4	1,5
FEBBRAIO	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,4	1,2	0,7	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,0	0,7	0,6	1,0	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4
MARZO	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	0,6	0,8	1,0	1,3	1,5	1,6	1,6	1,6	1,5	1,2	1,0	0,8	0,9	1,2	1,3	1,2
APRILE	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4	0,9	0,7	0,9	1,2	1,4	1,7	1,8	2,1	2,1	2,0	1,8	1,4	1,0	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3
MAGGIO	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,3	0,8	0,5	0,6	0,8	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0	0,8	0,8	0,9	1,0	1,3	1,5	1,5
GIUGNO	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,1	0,5	0,3	0,4	1,0	1,3	1,6	1,5	1,3	1,3	1,0	0,8	0,8	0,6	0,5	0,7	0,9	1,1	1,2
LUGLIO	0,9	0,8	0,9	1,0	1,0	0,8	0,4	0,6	1,0	1,4	1,7	1,9	2,0	2,1	1,8	1,7	1,6	1,3	1,1	1,0	0,8	0,8	0,9	0,9
AGOSTO	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	0,8	0,3	0,7	1,0	1,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2
SETTEMBRE	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1	0,6	0,3	0,4	0,9	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1	0,9	0,7	0,6	0,7	1,1	1,1	1,2	1,2
OTTOBRE	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	0,9	0,4	0,7	0,9	1,3	1,4	1,5	1,4	1,2	0,9	0,8	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1
NOVEMBRE	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,1	0,4	0,5	0,8	1,1	1,1	1,1	0,9	0,8	0,7	0,8	1,0	1,1	1,2	1,4	1,4	1,4
DICEMBRE	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,0	0,5	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4

Figura 4.11. Grafico dell'energia totale prodotta dall'impianto eolico per ora e mese (in kWh)

Nelle nostre considerazioni sono stati trascurati diversi fenomeni che sicuramente impattano nella progettazione e che devono essere analizzati nel momento in cui si effettua uno studio di fattibilità dell'impianto. questi sono:

- Effetto scia. Questo si presenta ogni qual volta il vento che raggiunge una turbina eolica è già passata dall'area spazzata da un'altra. Il vento subisce delle variazioni di velocità ed un rallentamento che potrebbe non essere trascurabile
- Rendimento della conversione energetica non unitario. In questo caso la potenza massima producibile è circa il 56% della teorica. Inoltre, essendo una tecnologia ad asse verticale il rendimento è ulteriormente minore

Da questa analisi qualitativa emerge comunque come le soluzioni di minieolico possano ricoprire un importante ruolo solamente nel caso in cui sia presente una zona estremamente ventosa che permetta l'installazione di turbine con elevata potenza estraibile. Ammettiamo di mantenere la stessa turbina ma ipotizzando una distribuzione di ventosità simile a quella rappresentata nella figura 4.7 ma incrementata di 4 m/s. Il risultato di producibilità è quello riportato in figura 4.12 Dal confronto tra figura 4.11 e figura 4.12 è possibile

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
GENNAIO	6,01	6,01	5,87	5,84	5,79	5,84	5,86	5,77	5,62	4,89	4,54	4,61	4,79	4,95	4,98	4,79	4,55	4,78	5,06	5,34	5,61	5,73	5,81	5,85
FEBBRAIO	5,38	5,45	5,41	5,34	5,31	5,34	5,33	5,65	5,09	4,51	4,50	4,66	4,81	4,83	4,80	4,70	4,44	4,32	4,65	4,97	5,20	5,44	5,37	5,38
MARZO	5,56	5,53	5,64	5,62	5,59	5,56	5,60	5,22	4,79	4,92	5,28	5,81	6,04	6,20	6,18	6,15	5,83	5,26	5,13	5,01	5,09	5,25	5,45	5,60
APRILE	5,53	5,57	5,57	5,57	5,55	5,40	4,98	4,57	4,70	5,12	5,66	5,94	6,32	6,80	7,03	6,74	6,39	5,43	4,88	4,80	4,85	5,15	5,23	5,43
MAGGIO	5,73	5,84	5,79	5,82	5,81	5,61	4,89	4,61	4,71	4,86	5,21	5,47	5,55	5,76	5,35	5,11	5,07	4,89	4,72	5,06	5,30	5,44	5,68	5,78
GIUGNO	5,26	5,37	5,63	5,64	5,56	5,04	4,31	4,21	4,37	4,78	5,36	5,57	5,63	5,35	5,32	5,14	4,75	4,68	4,42	4,42	4,60	4,84	5,09	5,08
LUGLIO	4,99	4,99	5,00	5,06	5,14	4,97	4,43	4,58	5,07	5,55	6,06	6,46	6,72	6,94	6,43	6,25	5,89	5,63	5,18	5,15	4,81	4,80	4,93	5,01
AGOSTO	5,53	5,53	5,52	5,65	5,58	5,52	4,81	4,44	4,73	5,16	5,48	5,88	5,93	5,96	5,87	5,78	5,58	5,40	5,10	5,17	5,15	5,30	5,51	5,49
SETTEMBRE	5,32	5,36	5,35	5,34	5,34	5,45	5,11	4,52	4,10	4,44	4,77	4,97	5,11	5,18	5,24	5,10	4,89	4,55	4,37	4,70	5,02	5,24	5,40	5,37
OTTOBRE	5,52	5,50	5,54	5,50	5,59	5,59	5,50	5,01	4,51	4,67	5,06	5,44	5,60	5,71	5,71	5,40	5,05	4,77	4,77	4,92	4,98	5,03	5,28	5,38
NOVEMBRE	5,62	5,73	5,87	5,91	5,86	5,87	6,00	5,72	5,09	4,35	4,49	4,75	5,06	5,26	5,20	4,87	4,75	4,66	4,87	4,97	5,23	5,56	5,58	5,59
DICEMBRE	5,92	5,91	6,01	6,07	6,05	6,12	6,13	5,98	5,66	5,06	4,56	4,39	4,57	4,66	4,63	4,60	4,86	5,15	5,48	5,54	5,73	5,81	5,86	5,90

Figura 4.12. Grafico dell'energia totale prodotta dall'impianto eolico per ora e mese (in kWh) con velocità modificata

osservare come, un sito a ventosità elevata, renda conveniente l'installazione di una turbina eolica. Inoltre, è osservabile come la produzione sia pressoché costante di giorno e di notte. Se adottassimo questa tecnologia coordinata con un impianto fotovoltaico ed un sistema d'accumulo, riusciremmo a ottenere un'autosufficienza energetica totale.

Parte IV

**Materia: "Utilizzo
dell'intelligenza artificiale per
la gestione dei sistemi elettrici"**

Capitolo 5

Teoria

5.1 Smart Home



Figura 5.1. La Smart Home [8].

Uno dei campi applicativi dell'industria 4.0 e del concetto di IoT è la Smart Home, vedi figura 5.1. Con questo termine si identifica l'implementazione di tecnologie o dispositivi che permettano una gestione automatica e da remoto degli impianti facenti parte di un'abitazione [33].

Con l'avvento della rivoluzione denominata industria 4.0, non solo la progettazione e i dispositivi hanno subito dei cambiamenti strutturali ma anche la normativa. Per quanto riguarda l'Italia, la CEI 64-8/3 al capitolo 37 definisce 3 diversi livelli (vedi figura 5.2) per classificare gli impianti elettrici ad uso residenziale [8]. Questo viene fatto fornendo i criteri di scelta delle dotazioni per la protezione e la fruibilità degli impianti elettrici in ambienti residenziali in funzione delle esigenze del committente [8].



Figura 5.2. I 3 livelli d'impianto definiti dalla CEI 64-8/3 al capitolo 37 [8].

I 3 livelli sono [8]:

1. Livello base o minimo. Questo prevede l'implementazione di un impianto elettrico ad uso essenziale con livelli basilari di sicurezza ed efficienza
2. Livello standard. In questo iniziano ad essere considerate anche ulteriori dotazioni impiantistiche di natura più avanzata. Tra queste è possibile trovare:
 - Sistema di controllo dei carichi per ottimizzazione dei consumi
 - Videocitofoni e sistemi antintrusione
 - Almeno 5 circuiti differenti
3. Livello domotico. Questi impianti risultano essere efficienti e con un comfort massimale. Per essere tali devono avere almeno 4 di queste caratteristiche:
 - Sistema antintrusione
 - Controllo carichi
 - Gestione comando luci o temperatura
 - Gestione scenari
 - Controllo remoto
 - Sistemi di rilevazione incendio o gas

5.2 Differenze tra IA e Sistemi di automazione

Quando si parla di Smart home molto spesso di utilizzano volgarmente i termini IA e regolazione automatica.

5.2.1 Intelligenza artificiale

Il campo dell'intelligenza artificiale, o IA, tenta non solo di comprendere, ma anche di costruire entità intelligenti [54], vedi figura 5.3.

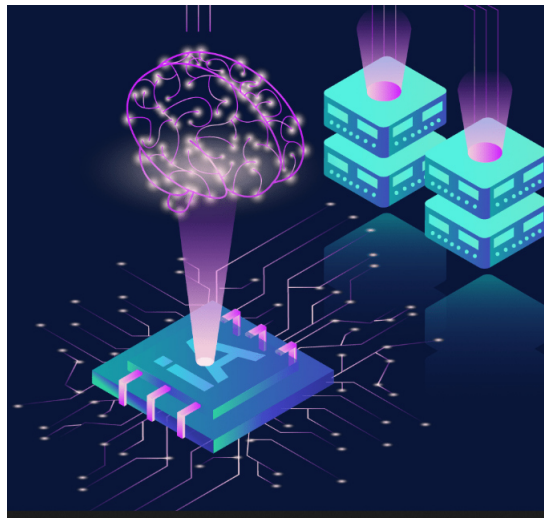


Figura 5.3. Intelligenza artificiale [54]

Il lavoro necessario per raggiungere questo obiettivo è iniziato subito dopo la Seconda guerra mondiale ed il nome stesso è stato coniato nel 1956 [54]. L'intelligenza artificiale attualmente comprende un'enorme varietà di sottocampi [54]. Non esiste un'univoca definizione ma 4 parti che la costituiscono che sono [54]:

1. Pensare umanamente ossia entrare in un processo cognitivo simile a quello umano
2. Agire umanamente ossia essere capace di elaborare con un linguaggio naturale, avere un sistema di memoria e uno di apprendimento
3. Pensare razionalmente ossia pensare in modo logico senza un lato emotivo
4. Agire razionalmente ossia in modo da raggiungere il miglior risultato

Per capire il legame tra l'IA e la smart home dobbiamo analizzare il concetto di "machine learning" su cui si basa. Esso consiste nell'apprendimento da parte della macchina e può essere [54]:

- Apprendimento per rinforzo. Questo prevede che la macchina (Agente) compia delle azioni e riceva delle ricompense dall'utente (Ambiente) se l'azione è stata svolta correttamente e penalità nel caso in cui sia stata svolta in modo errato, vedi figura 5.4. Questo permette di definire la bontà delle sue azioni e far sì che la macchina non compia più delle operazioni che non sono corrette. La ricompensa può anche essere proporzionata all'azione voluta.

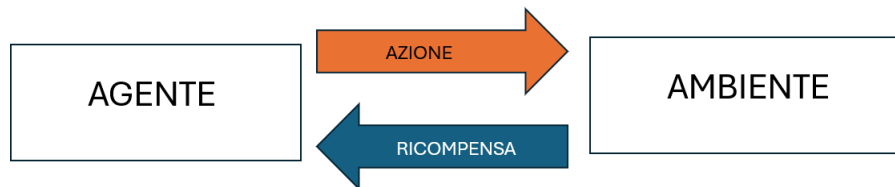


Figura 5.4. Intelligenza artificiale: apprendimento per rinforzo

Per esempio, consideriamo un caso studio domestico. Mario ha un'abitazione dotata di un sistema di intelligenza artificiale che ha la possibilità di controllare i diversi impianti. L'IA potrebbe scegliere sulla base del meteo di regolare la temperatura della casa in modo che Mario trovi confortevole il proprio ambiente domestico. Passati 10 minuti dal rientro a casa l'IA chiede un riscontro all'utente per capire, su una scala da 1 a 10, se l'azione compiuta è stata apprezzata o meno. Tutti i giorni perfezionerà la sua capacità di scelta sulla base di queste ricompense per cercare di raggiungere sempre il voto 10.

- Apprendimento supervisionato o anche detto per imitazione. Questo prevede che la macchina (Agente) compia un'azione imitando l'utente (Esperto). Prendiamo nuovamente il caso studio dell'abitazione di Mario. Tutte le volte che arriva a casa ha l'abitudine di farsi una doccia calda con l'acqua fornita da un boiler che necessita di 10 minuti per raggiungere la temperatura voluta. L'agente dopo diversi giorni di osservazione comprende l'abitudine dell'utente e decide di accenderlo appena Mario entra in casa in modo che non abbia la necessità di aspettare 10 minuti. Alla fine della doccia chiede a Mario se la decisione presa è apprezzata o no e impara sulla base della ricompensa ottenuta nel feedback.
- Apprendimento non supervisionato o curricolare. Questo prevede che la macchina (Agente) impari per passi successivi. L'utente fornisce delle impostazioni base che vengono aggiornate per fasi di apprendimento successive e via via più complesse. Analizziamo sempre la casa di Mario. Nel giorno che ha installato IA, questa gli ha richiesto le funzioni basilari che voleva. In seguito, ha iniziato imparare le abitudini di Mario sulla base delle impostazioni fornite creando un database di azioni o scelte effettuate. Questo permette all'IA di effettuare delle scelte non casuali ma fondate sulla conoscenza e la logica di Mario. Tale apprendimento fa sì che siano sempre più efficaci le scelte effettuate con notevoli vantaggi dal punto di vista del comfort.

L'applicazione e l'utilizzo dell'intelligenza artificiale comporta innumerevoli vantaggi che portano alla semplificazione delle azioni quotidiane da parte degli utenti. Dall'altra parte, però, rappresenta una tecnologia nuova che deve scontrarsi con degli svantaggi tra cui:

- Privacy
- Impatto ambientale
- Evoluzione incontrollata

Il discorso privacy riguarda principalmente la profilazione dell'utente compiuta dalla macchina. Questi dati possono essere utilizzati dall'IA stessa o da terzi a seguito di un hackeraggio dei dati. Nel 2022 la maggior parte delle aziende operanti in Europa nel mercato smart home ha dovuto dimostrare di essersi conformata al Regolamento europeo GDPR (General Data Protection Regulation) [32]. Per quanto riguarda la sicurezza informatica, invece, il 15 settembre 2022 la Commissione Europea ha rilasciato il “Cyber Resilience Act” (CRA), un regolamento che introduce nuove direttive per produttori e venditori di prodotti digitali, al fine di garantire la sicurezza informatica del consumatore [32].

Secondo uno studio condotto da Kasper Groes Albin Ludwigsen i sistemi di IA sono estremamente impattanti all'incirca come 50-100 volte quello di un cittadino danese medio [38]. Ovviamente questo studio è basato su tecnologie usate fino al 2021 con una scala di diffusione molto limitata [38]. Ad oggi questo impatto è sicuramente incrementato esponenzialmente ma stimarlo precisamente è molto difficile.

Per quanto riguarda l'evoluzione incontrollata è un rischio che viene spesso posto come quesito ai proprietari delle intelligenze artificiali da parte della popolazione. Con questo si intende che la macchina diventi estremamente più intelligente rispetto all'uomo e possa trasformarsi in una minaccia per l'umanità.

5.2.2 Regolazione Automatica

Quando si parla di regolazione automatica si intendono due diverse tipologie di definizioni sulla base dell'ambito considerato. Queste sono:

- Automazione industriale
- Domotica

L'automazione industriale può essere definita come la disciplina che studia le metodologie e le tecnologie che permettono il controllo dei flussi di energia, di materiali e di informazioni necessari alla realizzazione di processi produttivi [61], vedi figura 5.5.

Nella figura 5.5 è possibile osservare 3 parti fondamentali:

- Processo fisico ossia quell'insieme dei dispositivi fisici che permettono di compiere un'operazione industriale (ad esempio: lo spostamento di un dispositivo, la foratura di un altro, ...)

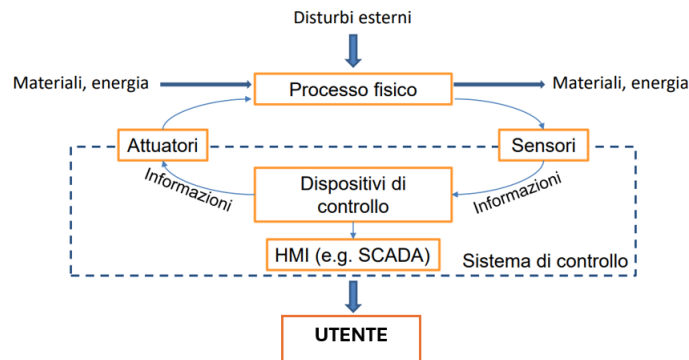


Figura 5.5. Schema rappresentativo della struttura di una regolazione automatica [61]

- il sistema di controllo. Questo è formato da 4 parti fondamentali:
 1. Sensori che permettono di prelevare informazioni riguardanti il processo fisico in corso (ad esempio: il punto in cui ci troviamo nello spostamento di un oggetto)
 2. Attuatori che invece si interfacciano con il processo fisico per fornire le informazioni operative (ad esempio: se bisogna continuare a forare)
 3. Dispositivo di controllo che permette di ricevere le informazioni del sensore e generare le informazioni da inviare agli attuatori secondo le richieste dell'utente
 4. Dispositivo di interfaccia utente-macchina. I più comuni sono SCADA ed HMI che permettono di fornire all'utente una modalità per interagire con il processo fisico
- Utente che è colui che deve fornire le informazioni riguardanti il tipo di processo fisico da compiere

Il termine domotica richiama gli stessi concetti analizzati per la regolazione automatica ma in ambito domestico attraverso diversi protocolli di comunicazione analizzati in seguito.

5.3 Introduzione ai software SCADA E HMI

5.3.1 Definizioni

SCADA è un sistema di hardware e software diversi che si integrano insieme per consentire la supervisione e il controllo dei processi di un impianto o di una struttura (griglia) [71]. Il sistema SCADA deve svolgere due funzioni di base [71]:

- Supervisory control (controllo di supervisione) è costituito da una struttura gerarchica ed ha il compito di fornire all'operatore una panoramica di alto livello ed un'analisi complessiva di molti controllori individuali o operazioni di controllo di basso livello
- Data acquisition (acquisizione dati) è il processo di campionamento dei segnali e della loro conversione da forme d'onda analogiche in valori digitali (se necessario) per le proprietà fisiche misurate sul campo

Solamente mediante l'analisi della definizione è possibile comprendere i compiti dell'interfaccia SCADA. Questi sono [71]:

- Controllo: invio di messaggi di comando ai dispositivi per azionare la strumentazione ed i dispositivi
- Raccolta dati: compilazione di informazioni in tempo reale da: sensori, attuatori, ecc.
- Comunicazione dati: fornisce informazioni al centro di controllo tramite una rete di comunicazione (Ethernet su IP)
- Presentazione dati: presenta la vista dell'intero sistema tramite interfaccia uomo-macchina o allarmi (avvisi) all'operatore
- Misurazione remota: misura e trasmette segnali analogici (ad esempio: V, P, Q)
- Segnalazione remota: monitora lo stato dell'apparecchiatura, ad esempio per un interruttore l'apertura del circuito
- Controllo remoto: modifica tra due stati di un'apparecchiatura, ad esempio accensione/spegnimento di un sezionatore
- Impostazione remota: modifica i valori operativi per apparecchiature con più di due stati, ad esempio impostazione della tensione di un generatore

Un esempio di struttura di un'interfaccia SCADA può essere quella mostrata in figura 5.6.

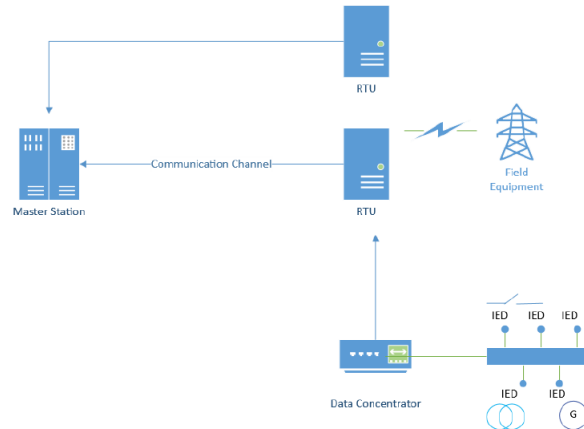


Figura 5.6. Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) [71]

In figura 5.6 sono rappresentati i dispositivi elementari per la realizzazione di SCADA.

- Intelligent electronic device (IED) sono dei sistemi di potenza (esempio trasformatori, interruttori di manovra e/o relè) controllati da microprocessori integrati, vedi figura 5.7



Figura 5.7. Intelligent electronic device (IED) [71]

- Remote terminal units (RTU) fornisce dati (misurazioni e stati) per il sistema SCADA, eseguendo funzioni di controllo oltre all'elaborazione dei dati e alla comunicazione, vedi figura 5.8
- Energy Management System (EMS) ricava azioni di distribuzione/comandi di controllo, stima la sicurezza del sistema ed esegue la distribuzione economica sulla base dei dati acquisiti in tempo reale dal sistema SCADA



Figura 5.8. Remote terminal units (RTU)[71]

- State Estimation (SE) stima le grandezze e gli angoli della tensione in base ai modelli di rete
- Control centre (CC) normato dalla IEC 61850 dove vengono gestiti ed elaborati i dati provenienti dai diversi componenti

L'utilizzo di sistemi come SCADA presenta dei vantaggi tra cui [71]:

- Incremento dell'efficienza
- Minimizzazione dell'errore con ottimizzazione delle performance
- Miglioramento dell'affidabilità
- Miglioramento della qualità dei processi
- Riduzione dei costi operativi e di mantenimento

e degli svantaggi come [71]:

- Bassa densità dei dati campionati ossia che vengono misurate delle grandezze con bassa frequenza
- Informazioni non sincrone ossia esiste un tempo di latenza non trascurabile tra quando i dati sono stati presi e quando sono visualizzati. Questo implica che SCADA non possa agire istantaneamente in caso di guasto

Esistono, tuttavia, dei sistemi migliori rispetto a SCADA ma con un costo decisamente più elevato. Ad esempio, il sistema WAMS (Wide Area Monitoring System) che permette una maggiore rapidità di trasmissione e stabilità dei dati [71].

Quando si parla di SCADA spesso si confonde con l'HMI. Con questo termine si identifica l' "Human Machine Interface" ossia l'interfaccia uomo-macchina. La definizione è molto generica ed identifica un qualsiasi schermo avente la possibilità di interagire con le persone e l'impianto. In ottica industriale si utilizza una stazione di supervisione HMI che ha il compito di rappresentare un punto di comunicazione tra uomo e PLC. Quest'ultimo è un controllore logico programmabile ossia un controllore industriale dedicato alla gestione e al controllo dei processi, vedi figura 5.9 [50].



Figura 5.9. PLC: Controllore logico programmabile [57]

Il PLC esegue un programma in modo ciclico sulla base dello stato degli ingressi. Essi possono essere collegati a: sensori e/o pulsanti. Fornisce poi un comando di uscita a cui sono collegati gli attuatori che possono essere: motori, lampade o allarmi acustici [50]. Il PLC può rappresentare il blocco "dispositivo di controllo" della figura 5.5. L'utilizzo di una unità di controllo tra ingressi e uscite programmabile, rende il sistema facilmente modificabile. Infatti, Il PLC, fa parte delle logiche programmabili dove un cambiamento dell'impianto può essere fatto solamente mediante la programmazione dell'unità di controllo. Esiste, tuttavia, una logica non programmata ma cablata dove l'impianto viene fatta attraverso dei cavi che vengono collegati. Una modifica di tali impianti si rende più complessa a causa della necessita di modificare il collegamento dei dispositivi attraverso i conduttori. Per questa ragione la logica cablata è preferita nei casi in cui l'impianto è molto semplice e con pochissimi cavi altrimenti si preferisce un impianto programmato con PLC. Ipotezziamo la realizzazione di un processo industriale come quello rappresentato in figura 5.10.



Figura 5.10. Processo industriale [57]

L'estensione di questa linea di produzione è di parecchi metri e, a seconda delle richieste dei clienti, si sceglie di impostare alcuni parametri in modo differente. Per esempio, avere due lavaggi consecutivi della bottiglia di olio al posto di averne solo uno come avviene nella bottiglia di acqua. Utilizzando una logica cablata questa diversità di lavaggio richiederebbe l'implementazione di molti più dispositivi ed un numero di cavi estremamente elevato. Il passaggio ad una logica programmata permette invece di ridurre i dispositivi ed il materiale utilizzato. Il cambio del numero di lavaggi viene effettuato mediante una

modifica del programma. Con l'avvento di interfacce uomo-PLC si è ulteriormente semplificata la modalità di variazione dei parametri. Infatti, solamente mediante l'impostazione del numero di cicli di lavoro da svolgere sul pannello HMI, l'operatore può modificare l'impianto della linea di produzione sulla base del componente da realizzare. Ad esempio, potrebbe scegliere il numero dei cicli di lavaggio, la dicitura da stampare a laser oppure ad inchiostro sulla bottiglia, il tempo di asciugatura della bottiglia, ...

Inoltre, un HMI permetterebbe al lavoratore di monitorare il tempo necessario alla conclusione del ciclo di lavoro e di conseguenza prepararsi al prossimo. Oppure esistono dei processi produttivi continuativi dove il ruolo dell'utente è solamente quello di intervenire in caso di malfunzionamento e di inserire i componenti che verranno poi utilizzati dal ciclo di lavoro. Per fare ciò il lavoratore può monitorare il livello a cui si trovano i vari dispositivi per effettuare una ricarica, se necessaria. Per controllare tutte queste informazioni è possibile interfacciarsi solamente all'HMI. È logico pensare che, nel caso in cui le linee di lavoro siano molteplici, l'implementazione solamente di un PLC con l'aggiunta di HMI porta a diverse onerosità da parte dell'utente supervisore in quanto ogni sistema è scollegato dagli altri e non esiste un sistema di controllo univoco. In tal caso si rende necessaria l'implementazione SCADA in quanto capace di gestire un imponente quantità di dati insieme.

5.4 Protocolli di comunicazione

Il protocollo di comunicazione in un sistema domotico è "quell'insieme di regole e procedure con cui i pacchetti di dati vengono trasmessi e ricevuti tra due nodi di una rete" [52].

Esistono diverse tipologie di protocolli di comunicazione [52]:

- Via cavo. Ad oggi è la più usata e permette l'invio di pacchetti dati attraverso l'utilizzo di cablaggi come per esempio il cavo Ethernet
- Wireless. Questa tecnologia viene adottata dove l'implementazione di nuovi cablaggi sarebbe di difficile realizzazione, per esempio, nei sistemi già esistenti. Di questa tipologia i più comuni sono quelli Bluetooth o Wi-fi

Un'ulteriore classificazione dei protocolli di comunicazione può essere fatta sulla base della possibilità di interagire con dispositivi di altre marche. Si definiscono quindi con [52]:

- Protocollo di comunicazione aperto. Questo prevede che la gestione è affidata ad un ente diverso dal costruttore del dispositivo. Questo permette una connessione di strumenti provenienti da diversi produttori
- Protocollo di comunicazione chiuso. Questo prevede la figura di un proprietario, il quale è gestito da un solo produttore che ne garantisce la perfetta connessione dei suoi dispositivi. I componenti provenienti da altre marche non possono essere connessi

5.4.1 Struttura di un impianto domotico

I diversi protocolli di comunicazione sono uno dei componenti chiave della costruzione di un impianto di natura domotica, vedi figura 5.11.



Figura 5.11. Impianto domotico [70]

I requisiti fondamentali per definire una casa domotica sono espressi nella CEI 64-8/3 al capitolo 37 [8] ma senza porre l'attenzione sullo schema costitutivo degli impianti. Essi, infatti, hanno una struttura prefissata composta da [70]:

- Dispositivi di input. Tra questi troviamo i sensori e le interfacce che rilevano una variazione dello stato iniziale e lo comunicano ad una unità di controllo centralizzata
- Dispositivi di output. Tra questi troviamo gli attuatori di qualsiasi natura fisica. Essi eseguono le informazioni ed i comandi provenienti dall'unità di controllo centralizzata
- Rete di comunicazione. Questa è fatta dai diversi protocolli di comunicazione e può essere cablata o wireless
- Unità di controllo centralizzata. Essa gestisce le informazioni provenienti in input per fornire gli output consoni. L'elaborazione dei dati può essere gestita a scenari ossia una serie di compiti da svolgere quando l'utente richiama determinati input. Ad esempio "Sono a casa" potrebbe identificare l'accensione delle luci in alcune stanze e la discesa delle tapparelle.

Le diverse tipologie di protocolli sono state applicate dalle diverse case produttrici per creare le diverse tecnologie domotiche. Tra queste le più comuni sono:

- UPB
- Shelly
- BTicino MyHome
- Son Hoff e Zigbee
- KNX

5.4.2 UPB

Con UPB si intende l'Universal Powerline Bus, vedi figura 5.12, ossia un protocollo che ad oggi sta vedendo una scarsa diffusione. La motivazione principale è per il fatto che è un protocollo proprietario che utilizza il cablaggio elettrico della casa per trasmettere dati tra dispositivi compatibili [77].



Figura 5.12. Universal Powerline Bus (UPB) [77]

La trasmissione delle informazioni è fatta mediante un sistema PPM (Pulse Position Modulation) dove, attraverso impulsi elettrici, ottici o elettromagnetici avviene la comunicazione tra componenti diversi. Il seguente protocollo presenta i seguenti vantaggi [77]:

- Elevata affidabilità
- Basso costo
- Facile installazione in quanto non necessita di modificare la locazione di nessun cavo ma solamente cambiare i dispositivi a cui essi sono collegati
- Comunicazione bidirezionale all'interno dei cavi tra componenti
- Elevato numero dispositivi fino a 250 connessi per appartamento e fino a 250 appartamenti insieme

Tuttavia, presenta notevoli svantaggi [77]:

- Nessuna comunicazione wireless. Questa mancanza ha frenato la commercializzazione su larga scala di tecnologie di quel tipo
- Bassa compatibilità. L'utilizzo del PPM fa sì che i dispositivi debbano essere perfettamente sincronizzati tra di loro sennò esiste una perdita di informazioni. Per soddisfare questa caratteristica i dispositivi devono essere dello stesso standard o casa produttrice. Inoltre, esiste bassa compatibilità che le tecnologie moderne in quanto sono più preformanti
- Lentezza nella trasmissione dei dati in quanto fatta via cavo

5.4.3 Shelly

Shelly è un marchio bulgaro, vedi figura 5.13, che opera nel settore elettronico e nella automazione[55].



Figura 5.13. Interruttore intelligente di nuova generazione di tipologia Shelly [55]

I dispositivi Shelly prevedono l'utilizzo di un protocollo di comunicazione aperto wireless radio 802.11 e connettività Wi-Fi 2,4 GHz [55]. Il seguente protocollo presenta i seguenti vantaggi [55]:

- Possibilità di connessione ai dispositivi mediante un app scaricabile sul proprio telefono o sito internet
- Bassissimo costo
- Facile installazione
- Ampissima gamma di compatibilità che garantisce la personalizzazione dell'impianto elettrico con i dispositivi di diverse case produttrici
- Scarsa necessità di manutenzione dei dispositivi Shelly e vita utile di 10/15 anni

Tuttavia, presenta il seguente svantaggio [55]:

- La problematica sta principalmente nella presenza di un server integrato associato all'azienda produttrice in ogni dispositivo. Questo si traduce in una bassa sicurezza all'hackeraggio. Inoltre, non presenta nessun tipo di sicurezza dalla possibilità di furto di informazioni direttamente dal server bulgaro dell'azienda

5.4.4 Bticino MyHome

Bticino è un'azienda italiana di Varese che opera nel settore elettrico, elettronico e nell'automazione[6].



Figura 5.14. Bticino [6]

I dispositivi Bticino prevedono l'installazione di un protocollo di comunicazione aperto che può essere cablato con bus filare oppure di tipologia wireless Zigbee, SCS. Prevede la possibilità di utilizzo di un protocollo di comunicazione MyHome di tipo proprietario [6]. Il seguente protocollo presenta i seguenti vantaggi [6]:

- Possibilità di connessione ai dispositivi mediante un app scaricabile sul proprio telefono
- Possibilità di interagire con i sistemi di tipologia Knx o Zigbee
- Univocità nell'utilizzo del bus di tipologia bifilare
- Ampissima gamma di compatibilità che garantisce la personalizzazione dell'impianto elettrico con i dispositivi di diverse case produttrici
- Standard di sicurezza rispettati molto restringenti

Tuttavia, presenta i seguenti svantaggi [6]:

- Costo eccessivo dei dispositivi
- Costo minore se si utilizza il protocollo di comunicazione MyHome. Il problema sta nel fatto che è un protocollo proprietario che permette la sola compatibilità con dispositivi BTicino

5.4.5 Sonoff

Sonoff è un marchio cinese, vedi figura 5.15, che opera nel settore elettronico e nell'automazione[69].



Figura 5.15. Sonoff [69]

I dispositivi Sonoff prevedono l'utilizzo di un protocollo di comunicazione aperto di natura wireless [69]. Esso presenta i seguenti vantaggi [69]:

- Possibilità di connessione ai dispositivi mediante un app scaricabile sul proprio telefono
- Bassissimo costo
- Facile installazione
- Ampissima gamma di compatibilità grazie alla possibilità di utilizzo del protocollo Zigbee
- Scarsa necessità di manutenzione dei dispositivi Sonoff e vita utile di 10/15 anni

Tuttavia, presenta i seguenti svantaggi [69]:

- L'efficienza dei sistemi Sonoff non è molto elevata
- Bassa sicurezza all'hackeraggio. Non presenta nessun tipo di sicurezza dalla possibilità di furto di informazioni direttamente dal server cinese dell'azienda
- Scarsa durevolezza dei dispositivi
- Mancanza di alcuni tipi di dispositivi di tipologia Sonoff per completare l'impianto (Ad esempio prese elettriche)

5.4.6 Zigbee

Zigbee è un protocollo aperto redatto dalla Connectivity Standards Alliance, vedi figura 5.16. L'azienda crea degli standard, degli strumenti e delle piattaforme utilizzate nell'ambito dell'IoT [79].



Figura 5.16. Zigbee [79]

I dispositivi Zigbee prevedono l'utilizzo di un protocollo di comunicazione attraverso antenne digitali a bassa potenza e basso consumo ossia di tipologia ad onde radio [79]. Il seguente protocollo presenta i seguenti vantaggi [79]:

- Possibilità di connessione ai dispositivi mediante un app scaricabile sul proprio telefono
- Bassissimo costo
- Facile installazione
- Ampissima gamma di compatibilità
- Presenta dei sistemi di crittografia e sicurezza elevati integrati direttamente nei componenti
- Presenta una certificazione di qualità che ne garantisce l'affidabilità del sistema Zigbee
- Buona efficienza energetica a causa delle caratteristiche elettriche che possiedono

Tuttavia, presenta i seguenti svantaggi [79]:

- Basso livello di copertura (inferiore ai 100 m in aria aperta)
- Possibilità di integrazione della tecnologia Bluetooth e Wi-fi ma con importanti costi aggiuntivi

5.4.7 Knx

Knx o Konnex è un protocollo di tipologia aperta nata nel 1999 , vedi figura 5.17. È lo standard più utilizzato nel mondo con una diffusione in 143 paesi differenti [35].



Figura 5.17. Konnex (KNX) [35]

I dispositivi Konnex prevedono l'utilizzo di un protocollo di comunicazione attraverso dei bus verdi e bianchi a coppie intrecciate [35]. Il sistema KNX segue lo standard europeo EN 50090 [35]. Il seguente protocollo presenta i seguenti vantaggi [35]:

- Sistemi bus appositi che permettono:
 - Elevate velocità di trasmissione dei dati
 - Bassissima tensione di funzionamento
 - Molteplicità di utilizzo di un singolo dispositivo
 - Univocità e riconoscibilità del marchio
- Ampissima gamma di compatibilità che lo rende lo standard più diffuso al mondo
- Presenta dei sistemi di crittografia e sicurezza elevati integrati direttamente nei componenti
- Buona efficienza energetica a causa delle caratteristiche elettriche che possiedono

Tuttavia, presenta i seguenti svantaggi [35]:

- Costo dei dispositivi estremamente elevato che rendono questa tecnologia accessibile non accessibile a tutti
- Necessità di costruire un impianto dall'inizio nel caso in cui si voglia trasformare un impianto tradizionale in uno domotico con KNX
- Necessità di doppia alimentazione (bus e tensione di rete) per gli attuatori elettrici (lampade, motori, ...)

Capitolo 6

Laboratorio

6.1 Creazione di un impianto con un dispositivo HMI

In questa prova verrà costruito un impianto di regolazione automatica che permette la marcia avanti ed indietro di un motore attraverso dei pulsanti posti sull'interfaccia HMI.

6.1.1 Materiali utilizzati

La creazione di un impianto con HMI presuppone l'impiego dei seguenti dispositivi:

- Sistema di alimentazione 24 VDC per PLC e HMI
- Cavo ethernet
- Simatic HMI della Siemens, vedi figura 6.1

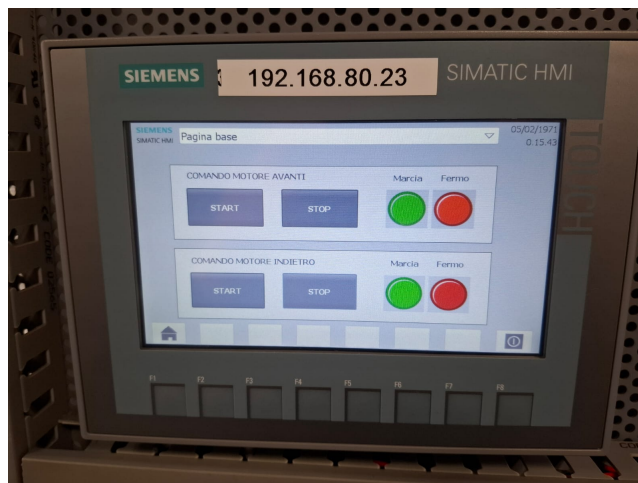


Figura 6.1. Simatic HMI

- PLC Simatic S7-1200, vedi figura 6.2



Figura 6.2. PLC Simatic S7-1200

- Motore DC 24 V, vedi figura 6.3



Figura 6.3. Motore DC 24 V

I dispositivi PLC ed HMI sono collegati tra di loro attraverso il cavo ethernet. Entrambi sono alimentati a 24V DC e il motore viene collegato agli output del PLC.

6.1.2 Realizzazione del programma

Una volta effettuato il cablaggio dei dispositivi, si rende necessaria la programmazione degli stessi. Questa viene fatta utilizzando l'applicazione TIA Portal della Siemens. Rispetto ad un programma realizzato con la sola presenza di un PLC, è necessario introdurre delle variabili che corrispondono ai dispositivi che andremo a mettere sull'HMI. Nel nostro caso avremo la necessità di creare 4 variabili, come rappresentato nella figura 6.4.

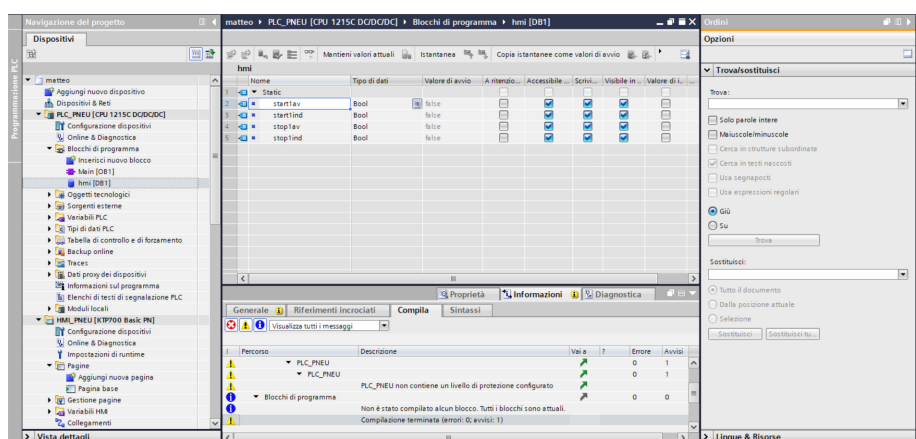


Figura 6.4. Creazione delle variabili dell'HMI

Queste 4 variabili verranno utilizzate per la creazione del programma nella logica Ladder, vedi figura 6.5. È importante ricordare che, nel caso in cui si volessero inserire gli stessi dispositivi di input sia fisici che nella schermata HMI, sarà necessario duplicare la logica su due rami paralleli.

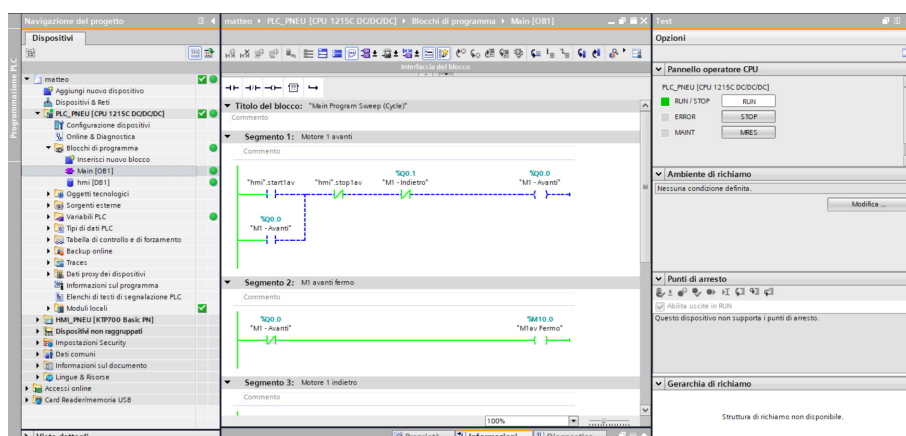


Figura 6.5. Programmazione della logica dell'impianto con linguaggio Ladder

Una volta terminato il programma logico, bisogna creare la schermata che visualizzerà l'operatore sull'HMI, vedi figura 6.6. Prestare attenzione a collegare ogni figura con le variabili create nella figura 6.4. Nella figura 6.6 è possibile osservare la presenza, sia di pulsanti che di luci. I primi sono gli input forniti dall'operatore e sono realizzati con dei rettangoli grigi. L'uscita, invece, è rappresentata dalle segnalazioni luminose rappresentate con dei cerchi di colore verde per la marcia e rosso per lo stato di fermo. Una volta terminata la fase di progettazione dell'impianto e della schermata è necessario caricare i

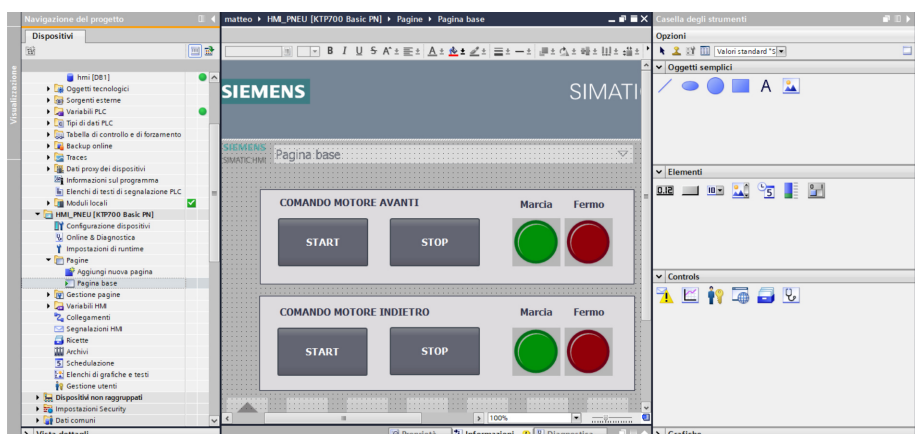


Figura 6.6. Programmazione della schermata del pannello HMI

programmi sui dispositivi fisici attraverso i codici IP. In questo processo è necessaria il collegamento ethernet tra PLC ed HMI come rappresentato dalla figura 6.7.

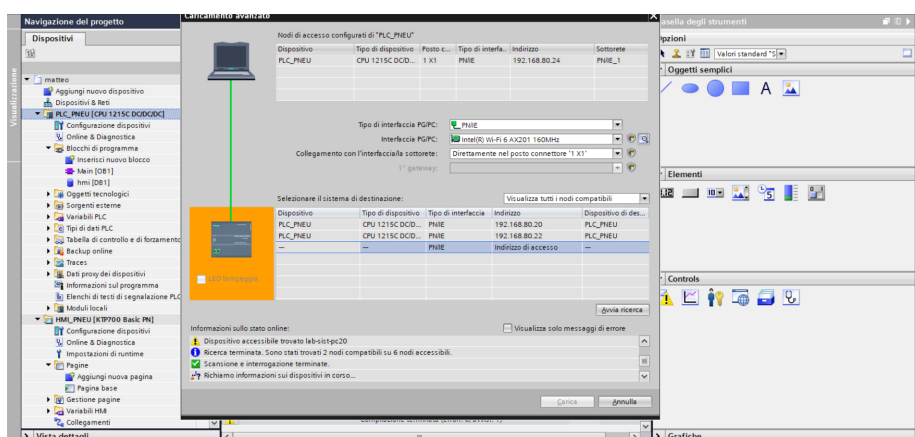


Figura 6.7. Caricamento del programma sul PLC e sull'HMI

Terminata questa operazione è possibile verificare lo stato del collegamento tra i dispositivi come rappresentato nella figura 6.8.

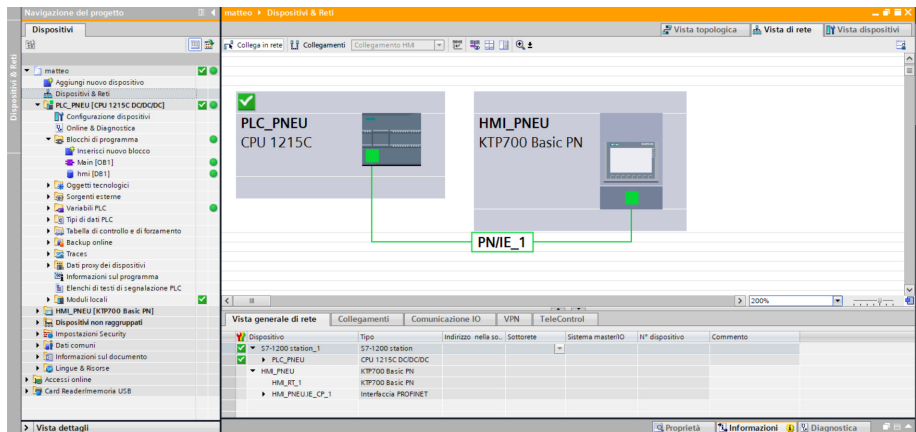


Figura 6.8. Verifica collegamento tra PLC ed HMI

6.2 Implementazione del protocollo Shelly

La seguente attività laboratoriale prevede l'utilizzo di un dispositivo Shelly 1 V3 Relè WIFI intelligente, vedi figura 6.9.



Figura 6.9. Dispositivo Shelly 1 V3 relè WIFI intelligente

6.2.1 Schemi elettrici

Lo schema elettrico di principio che verrà realizzato è quello rappresentato nella figura 6.10.

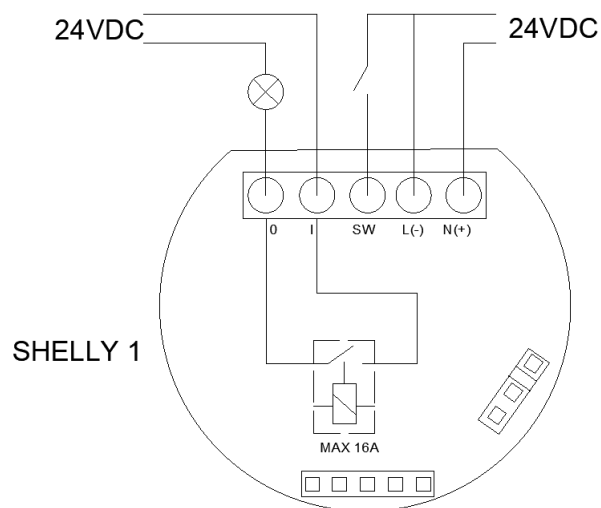


Figura 6.10. Schema elettrico di principio per l'accensione luce con Shelly 1 V3

Dal punto di vista dello schema di montaggio lo schema elettrico sarà quello rappresentato nella figura 6.11.

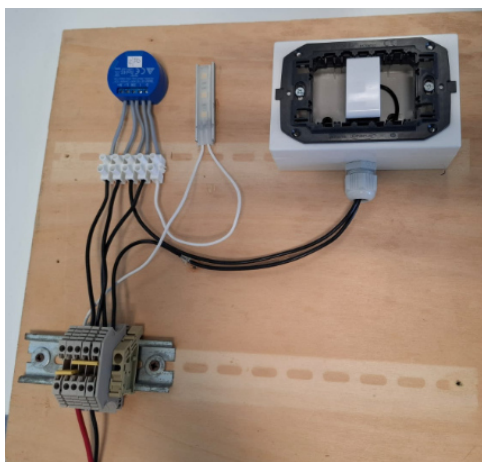


Figura 6.11. Schema elettrico di montaggio per l'accensione luce con Shelly 1 V3

6.2.2 Materiali utilizzati

Per la creazione di questo circuito sono stati adoperati i seguenti dispositivi:

- 1 Shelly 1 V3 relè WIFI intelligente, vedi figura 6.9
- Parte di una striscia a LED a 24V DC, vedi figura 6.12.



Figura 6.12. Striscia a LED

- 1 pulsante della Gewiss
- Dei morsetti per effettuare i collegamenti
- Dei cavi di sezione $2,5 \text{ mm}^2$
- 1 Alimentatore a 24 VDC

6.2.3 Modalità di connessione

Una volta terminata la realizzazione dell'impianto elettrico è necessario passare alla fase di connessione del dispositivo Shelly. In questo caso sono possibili due tipologie di connessione:

- Wi-fi mediante applicazione Shelly Smart Control
- Wi-fi mediante sito internet legato all'IP dello Shelly in uso

Nel nostro caso, si è scelta la connessione al sito internet. Una volta acceso il dispositivo si è collegato alla rete Wi-fi dell'istituto. A questo punto è stato necessario digitare l'IP del relè sulla barra di ricerca di Google per accedere all'ambiente Shelly, vedi figura 6.13.

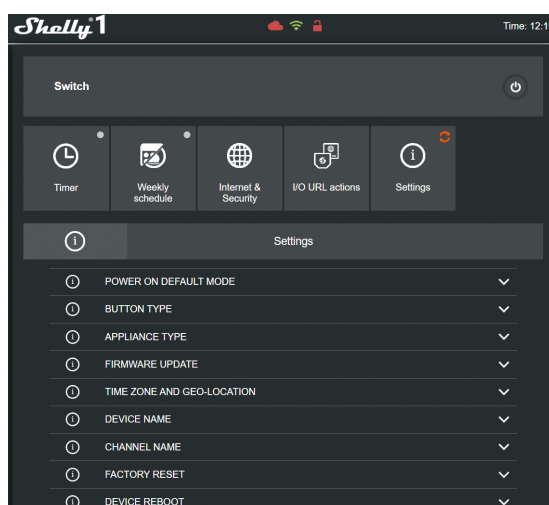


Figura 6.13. Schermata internet Shelly

A questo punto è possibile comandare l'accensione e lo spegnimento del LED sia fisicamente mediante il pulsante che attraverso il simbolo di acceso/spento in alto a destra. La condizione di luce accesa sarà visualizzabile attraverso un contorno azzurro al pulsante, vedi figura 6.14.



Figura 6.14. Schermata internet Shelly: LED acceso

Bibliografia

- [1] In: *Corso di "Generazione fotovoltaica ed Eolica", materiale didattico del corso*. A cura di F. Spertino e A. Ciocia. 2023.
- [2] *Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici*. <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/>.
- [3] *Aerogeneratore eolico ad asse orizzontale*. <https://www.nablawave.com/read/turbina-eolica-asse-orizzontale-hawt/>.
- [4] *Aerogeneratore eolico ad asse Verticale*. <https://www.edilizialavoro.com/energie-rinnovabili/eolico-verticale-energia-pulita-ad-uso-domestico.html>.
- [5] *Arera sulle comunità energetiche rinnovabile*. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/20/112-20>.
- [6] *BTicino*. <https://www.bticino.it/smart-home-o-domotica/smart-home>.
- [7] *Caratteristiche industria 4.0*. <https://www.antobar.it/consigli/industria-4-0-2022-come-funziona-requisiti-tecnologie-abilitanti/>.
- [8] *CEI 64-8/7 capitolo 37 "Ambienti residenziali- Impianti a livelli"*. <https://elettricomagazine.it/normative-impianti/smart-home-e-impianti-a-livelli-quale-livello-di-prestazioni/>.
- [9] *Classificazione dei parchi eolici*. <https://www.4genergia.it/parchi-eolici/>.
- [10] *CNR-DT 207 R1/2018. Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni*.
- [11] *Coefficienti di albedo*. <https://www.docenti.unina.it/webdocenti-be/allegati/materiale-didattico/509165>.
- [12] *Comunità energetiche da parte del GSE*. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/le-comunita-energetiche-rinnovabili-in-pillole>.
- [13] *Comunità energetiche della città di Assisi*. <https://www.comune.assisi.pg.it/le-comunita-energetiche-rinnovabili/>.
- [14] *Conto energia ed incentivazione fotovoltaico*. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/conto-energia>.
- [15] *Curva di potenza di una turbina eolica*. <https://photovoltaic-wind-power.polito.it/e-learning-calcolo-della-produzione-di-una-turbina-eolica/>.

- [16] In: *Corso di "Sistemi di Accumulo"*, materiale didattico del corso. A cura di D.Ferrero. 2025.
- [17] *Decreto del Presidente Della Repubblica 15 marzo 2010, n. 88*. <https://www.gazzettaufficiale.it/gunewsletter/dettaglio.jsp?service=1&datagu=2010-06-15&task=dettaglio&numgu=137&redaz=010G0110&tmstp=1276687571279>.
- [18] *Definizione industria 4.0*. <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/rivoluzione-252.htm>.
- [19] *DELIBERAZIONE 27 MARZO 2025 132/2025/R/EEL*. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/25/132-2025-R-eel.pdf>.
- [20] *direttiva europea sulle comunità energetiche rinnovabile*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/LSU/?uri=oj:JOL_2018_328_R_0003.
- [21] Mohammed Farag. "Lithium-Ion Batteries: Modelling and State of Charge Estimation". Tesi di dott. Giu. 2013.
- [22] *Foto Smart car*. <https://www.istockphoto.com/it/immagine/smart-car>.
- [23] In: *Corso di "Distribuzione ed utilizzazione di energia elettrica"*, materiale didattico del corso. A cura di A. Mazza e A. Russo G. Chicco. 2025.
- [24] *Giunzione P-N*. <https://www.dmf.unisalento.it/~panareo/Laboratorio4/Slides/Teoria/Semiconduttori1.pdf>.
- [25] *Giunzione P-N alla radiazione solare*. <https://blog.blumatica.it/moduli-fotovoltaici-guida-alla-progettazione/>.
- [26] *Gli obiettivi della COP26*. <https://ukcop26.org/it/iniziale/>.
- [27] *Google Earth*. <https://www.google.it/intl/it/earth/index.html>.
- [28] *Grandezze da cui dipende caratteristica U-I*. <http://www.solarmodulechina.com/images/monocrystalline-solar-modules-04.jpg>.
- [29] *Il Green Deal europeo*. https://competition-policy.ec.europa.eu/about/green-gazette/green-deal_en?etransnolive=1.
- [30] *Il Green New Deal Italiano*. <https://www.mimit.gov.it/it/incentivi/green-new-deal>.
- [31] *Incertezza e accuratezza*. <https://guidamultimetro.it/guida/il-margine-di-incertezza-di-un-multimetro-cose-e-come-si-calcola/>.
- [32] *Intelligenza artificiale: privacy*. https://blog.osservatori.net/it_it/smart-home-come-funziona-iot-casa-intelligente.
- [33] *Internet of things (IoT)*. https://blog.osservatori.net/it_it/cos-e-internet-of-things.
- [34] *Internet of things (IoT) applicato allo smart car*. <https://blog.osservatori.net/cos-e-smart-car-come-funziona>.
- [35] *Knx*. <https://knx.it/>.

- [36] Lyesse Laloui e Alessandro F. Rotta Loria. “Chapter 1 - Energy and geotechnologies”. In: *Analysis and Design of Energy Geostructures*. A cura di Lyesse Laloui e Alessandro F. Rotta Loria. Academic Press, 2020, pp. 3–23. ISBN: 978-0-12-820623-2. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816223-1.00001-1>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128162231000011>.
- [37] *Legame tra Irradianza e inclinazione pannello*. http://www.ingegneriastarace.it/userfiles/files/Lecce_03_06_2019.pdf.
- [38] Kasper Groes Albin Ludwigsen. “Come stimare e ridurre l'impronta di carbonio dei modelli di apprendimento automatico”. In: *Archivio TDS* (2022).
- [39] *Metodi per ridurre il costo in bolletta*. <https://www.acea.it/guide/efficientamento>.
- [40] *Microgrid*. <https://nsci.ca/2019/11/08/microgrids-what-are-they-and-how-do-they-work/>.
- [41] *MIM: Istituto tecnico tecnologico specializzazione Elettronica ed Elettrotecnica*. <https://unica.istruzione.gov.it/portale/it/orientamento/guida-alla-scelta/dal-sistema-integrato-0-6-anni-al-secondo-ciclo-di-istruzione/scuola-secondaria-di-secondo-grado/tecnici/elettronica-ed-elettrotecnica>.
- [42] *Modulo fotovoltaico (Busbar e Finger)*. https://www.everexceed.com/blog/multi-bus-bar-technology-in-solar-panel_b140.
- [43] Guglielmina Mutani et al. “La Comunità energetica rinnovabile del pinerolese. Un esempio di best practice”. In: dic. 2022, pp. 117–119. ISBN: 9788876032417.
- [44] *Ottimizzazione dell'autoconsumo*. <https://www.electro-partner.ch/it/elettrotecnica/fotovoltaico/accumulatori-fotovoltaici>.
- [45] *Pannelli Fotovoltaici*. <https://leonardocanducci.org/wiki/tp3/pv>.
- [46] *Pannelli multistrato o ad etero giunzione*. <https://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/celle-solari-multigiunzione-con-efficienza-record-del-44-7.html>.
- [47] *Pannello fotovoltaico The Longi 450W LR4-72HPH 450*. https://suministrodelsol.com/en/photovoltaic-panels/1221-longi-450w-lr4-72hph-450-mr-solar-panel.html?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwJ6_BhDWARIsAGanmKfb3JK3sUafkqcuZKvYZtfIzYS00ZUR27wcB.
- [48] *parco eolico near-shore*. <https://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/eolico-italiano-prospettive-simone-togni/>.
- [49] *parco eolico off-shore*. <https://www.economiadelmare.org/eolico-offshore-galleggiante-opportunita-nel-percorso-di-decarbonizzazione-e-ricadute-industriali-per-litalia-pubblicato-lo-studio/>.
- [50] Costantino Pellicanò. “Corso pratico di PLC e supervisione HMI, Prima edizione”. In: 2016. ISBN: 978-1-326-72289-0.
- [51] *Processo di Czochralski*. <https://it.emcelettronica.com/tecnologie-per-la-fabbricazione-di-circuiti-integrati>.

- [52] *Protocolli di comunicazione: caratteristiche*. <https://www.ingenio-web.it/articoli/smart-building-protocolli-di-comunicazione-aperti-e-chiusi-e-interoperabilita/>.
- [53] *PVGIS: dati dell'irradianza oraria anno 2023*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR.
- [54] Stuart J. Russell e Peter Norvig. "Artificial Intelligence. A Modern Approach Third Edition". In: mag. 2020. ISBN: 978-0-13-604259-4.
- [55] *Shelly*. <https://www.shelly.com/>.
- [56] *Schema dell'aerogeneratore eolico*. <https://e-nsight.com/2018/07/03/energia-dal-vento-la-turbina-eolica/>.
- [57] *Siemens: PLC ed HMI*. <https://www.siemens.com/it/it/azienda/webinar/on-demand/prodotti/automazione-e-reti-industriali-ondemand/plc.html>.
- [58] *Sistema di accumulo ad idrogeno*. <https://www.batterytechonline.com/stationary-batteries/are-salt-caverns-the-future-of-green-hydrogen-storage->.
- [59] *Sistema di accumulo idroelettrico*. <https://www.tecnologiaduepuntozero.it/2018/05/09/energia-idroelettrica/>.
- [60] *Sistema di accumulo termico: Batteria al sale fuso*. <https://www.geopop.it/batterie-al-sale-come-funzionano-pro-e-contro-e-quali-sono-le-principali-applicazioni/>.
- [61] *Sistemi di automazione industriale*. <https://www.docenti.unina.it/webdocenti-be/allegati/materiale-didattico/34275747>.
- [62] *Smart Agriculture*. <https://www.mokosmart.com/it/smart-agriculture-iot-system/>.
- [63] *Smart city*. <https://www.economyup.it/mobilita/smart-city-cosa-sono-davvero-e-a-che-punto-siamo-in-italia/>.
- [64] *Smart Grid ENEA*. <https://www.eai.enea.it/archivio/energia-e-green-new-deal-sommario/le-smart-grid-per-un-futuro-energetico-sostenibile-e-sicuro.html>.
- [65] *Smart grid secondo il dipartimento dell'energia USA*. <https://www.energy.gov/smart-grid>.
- [66] *Smart grid secondo la Commissione Europea*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52011DC0202>.
- [67] *Smart Health*. <https://www.zerounoweb.it/iot/smart-health-cose-e-come-cambia-la-sanita-con-il-digitale-post-pandemia/>.
- [68] *Smart Industry*. <https://www.zerounoweb.it/trends/osservatorio-industria-4-0-il-manufacturing-e-sempre-piu-smart/>.
- [69] *Sonoff*. <https://sonoff.tech/>.
- [70] *Struttura di un impianto domotico*. <http://studioeclisse.it/la-domotica/>.

- [71] In: *Corso di "Smart Electricity Sistem"*, materiale didattico del corso. A cura di G. Chicco e T. Huang. 2025.
- [72] *Telegestore ENEL*. e-distribuzione.it/open-meter/architettura-di-sistema.html.
- [73] *Terna: Statistiche di produzione del sistema elettrico italiano*. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche/>.
- [74] *TESTO COORDINATO DEL DECRETO-LEGGE 30 dicembre 2019, n. 162*. <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg>.
- [75] *Turbina Eolica*. <https://qd-greef.en.made-in-china.com/product/rvhQGpuVvfYF/China-Low-Rpm-500W-Vertical-Axis-Wind-Turbine-with-Low-Noise.html>.
- [76] K. Umadevi, P. Nalandha e C. Kesavan. "Modelling of Photovoltaic System with Converter Topology for Grid fed Operations." In: *International Journal of Engineering and Technology* 6 (nov. 2014), pp. 2392–2400.
- [77] *Univarsal Powerline Bus*. <https://buildyoursmarthome.co/home-automation/protocols/universal-powerline-bus/>.
- [78] *WWF ed eolico off-shore*. https://www.wwf.it/uploads/WWF_Linee-Guida-Eolico-Offshore_04.11.22_AZ.pdf.
- [79] *Zigbee*. <https://csa-iot.org/all-solutions/zigbee/>.