

REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNE DI ASCOLI SATRIANO



Denominazione impianto:

“Santa Croce”

Ubicazione:

**Comune di Ascoli Satriano (FG)
Località Santa Croce**

Fogli: vari

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

di un parco eolico composto da 15 aerogeneratori per una potenza complessiva di 84,7 MW ubicato nel comune di Ascoli Satriano (FG), località Santa Croce.

PROPONENTE

AGRIPLUS S.R.L.

Via Melfi KM 0,700 - 71022 Ascoli Satriano (FG)
Partita IVA: 03591180710
Indirizzo PEC: agriplus.italia@pec.it

CODICE AUTORIZZAZIONE UNICA: AVXPO93

ELABORATO

STUDIO DI PRODUCIBILITA'

Tav. n°

15DS

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Maggio 2024	Istanza VIA art.23 D.Lgs 152/06 – Istanza Autorizzazione Unica art.12 D.Lgs 387/03	ING. FRISOLI	ARCH. DEMAIO	AGRIPLUS SRL

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.
Via Caduti di Nassiriya n. 179
70022 Altamura (BA)
P.IVA 07816120724
PEC: grmgroupsrl@pec.it
Tel.: 0804168931



**Gramegna
Associati**

IL TECNICO

Arch. ANTONIO DEMAIO
Via Nicola Delli Carri n. 46
71121 Foggia (FG)
Ordine degli Architetti di Foggia n. 492
Cell:3296179608



Spazio riservato agli Enti

Indice

1.	INTRODUZIONE.....	1
2.	METODOLOGIA.....	1
3.	GENERALIZZAZIONE.....	2
4.	CALCOLO DEL CLIMA LOCALE	2
5.	OROGRAPHY	2
6.	RUGOSITÀ	3
7.	IL SISTEMA DI CALCOLO DELLE RISORSE AD ALTA RISOLUZIONE	3
8.	ANALISI ANEMOLOGICA	3
9.	MODELLO OROGRAFICO DIGITALE	5
10.	RISULTATI DELL'ANALISI ANEMOLOGICA	6
11.	PRODUCIBILITÀ NETTA DI IMPIANTO	7

1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce lo studio anemologico e di producibilità relativo al progetto di un impianto eolico, denominato “Santa Croce”, costituito da 15 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 7,2 MW depotenziati per una potenza complessiva di 84,7 MW, da ubicarsi nel Comune di Ascoli Satriano (FG). La società proponente è la **AGRIPLUS S.R.L.**, con sede in Ascoli Satriano (FG) alla Via Melfi, KM0,700.

Il presente studio si pone come obiettivo la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito e la stima di producibilità delle turbine previste per l’installazione sull’area di progetto.

Lo studio prevede inizialmente l’elaborazione dei dati acquisiti dal database della Global Wind Atlas che è un’iniziativa congiunta tra la Technical University of Denmark (DTU) e il World Bank Group.

Il Global Wind Atlas è un'applicazione gratuita basata sul Web sviluppata per aiutare i responsabili politici, i pianificatori e gli investitori a identificare le aree con vento forte per la produzione di energia eolica praticamente ovunque nel mondo e quindi eseguire calcoli preliminari. Il Global Wind Atlas facilita le query online e fornisce set di dati scaricabili gratuitamente basati sui dati di input e sulle metodologie di modellazione più recenti. Gli utenti possono inoltre scaricare mappe ad alta risoluzione del potenziale delle risorse eoliche, da utilizzare negli strumenti GIS, a livello globale, nazionale e di prima unità amministrativa (Stato/Provincia/Etc.) nella sezione Download. Le informazioni sui set di dati e sulla metodologia utilizzati per creare il Global Wind Atlas sono disponibili nelle sezioni Metodologia e Set di dati.

2. METODOLOGIA

Il GWA utilizza un processo di ridimensionamento iniziando con dati sul clima del vento su larga scala e finendo con dati sul clima del vento su microscala. I dati sul clima del vento su larga scala sono forniti da dati di rianalisi atmosferica utilizzando il set di dati ERA5 del Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio raggio (ECMWF) per il periodo di simulazione 2008-2017. I dati si trovano su una griglia con una distanza di circa 30 km. Questi dati vengono utilizzati per forzare il modello mesoscala WRF utilizzando una spaziatura della griglia di 3 km. Eseguendo un processo di generalizzazione su questi dati porta al risultato costituito da un insieme di climi del vento generalizzati che hanno la stessa spaziatura dei dati su mesoscala utilizzati per crearli. Successivamente questo insieme di climi eolici generalizzati vengono applicati nel sistema di modellazione su microscala (DTU Wind Energy) in tutto il mondo (tranne i poli nord e sud e le aree oceaniche lontane al largo). Il processo di modellazione è costituito da un calcolo WAsP dei climi del vento locale ogni 250 m a cinque altezze: 10 m; 50 m; 100 m; 150 m; 200 m. Su una griglia di 250 m, esiste una stima del clima del vento locale per ogni nodo. I set di dati e gli strumenti per l'analisi delle statistiche basate sui valori della griglia di 250 m sono disponibili sul sito Web di GWA.

3. GENERALIZZAZIONE

Il concetto di clima del vento generalizzato è un elemento chiave della metodologia dell'atlante del vento sviluppata presso DTU Wind Energy. L'Atlante eolico europeo spiega completamente il metodo. Da allora, il metodo di generalizzazione è stato utilizzato nelle metodologie dell'atlante del vento numerico, in cui l'output della modellazione su mesoscala viene generalizzato prima di essere applicato nella modellazione su microscala con WAsP. In questo capitolo, descriviamo i fondamenti della generalizzazione e come il metodo utilizzato nella modellazione su mesoscala è stato adattato ai dati di rianalisi. Le descrizioni della topografia e della superficie terrestre nel modello a mesoscala sono, in natura, molto distinte. L'accelerazione indotta dalla topografia nella realtà e nel modello in microscala è quindi abbastanza diversa da quella nel modello a mesoscala. Inoltre, la griglia mesoscala più grossolana travisa i dettagli di ad es. la posizione della costa. Quando si accoppiano i risultati del modello in mesoscala al modello in microscala, gli effetti che hanno una scala simile a quella simulata nel modello in microscala devono essere rimossi dai risultati in mesoscala. Altrimenti, finiamo per contare due volte. Chiamiamo questo processo "generalizzazione" all'interno del metodo del pensiero WAsP e dell'atlante del vento sviluppato presso la DTU Wind Energy. Il metodo dell'atlante del vento si basa sulla generalizzazione dei climi del vento derivati dalla modellazione su mesoscala. Questo metodo di post-elaborazione della generalizzazione è stato ampiamente utilizzato in numerosi studi di valutazione delle risorse eoliche, in particolare all'interno del metodo KAMM-WAsP. Il metodo è stato utilizzato per la prima volta con simulazioni di modelli WRF nel progetto Wind Atlas for South Africa (WASA), sviluppato da DTU Wind Energy

4. CALCOLO DEL CLIMA LOCALE

In questa sezione vengono descritti gli effetti del terreno ad alta risoluzione e della modellazione su microscala. È in questa applicazione di modellazione che i climi del vento generalizzati forniscono climi del vento locali ogni 250 m. Per eseguire la modellazione su un'area molto ampia, è stato sviluppato un sistema di software e server chiamato GWA Frogfoot. Questo metodo è molto simile a quello utilizzato nel software WAsP. Ad esempio, la modellazione del flusso per l'orografia, la rugosità e la variazione della rugosità è la stessa nel software WAsP. Tuttavia, il calcolo del GWA differisce in diversi modi per consentire la copertura di un'area molto ampia. Ad esempio, i calcoli del clima del vento locale si basano su più di un singolo clima del vento generalizzato e i dati del terreno vengono inseriti come mappe raster anziché come mappe vettoriali.

5. OROGRAPHY

Il software WAsP contiene modelli di flusso per l'orografia, gli effetti di cambiamento di rugosità e rugosità e gli effetti di ostacolo. Il GWA non include gli effetti di ostacolo. I diagrammi schematici illustrano il cambiamento del flusso del vento causato da una collina. L'accelerazione massima è in cima alla collina,

l'entità dell'accelerazione e l'altezza sopra la superficie dell'accelerazione massima è correlata alla geometria della collina. WASP utilizza il modello BZ per calcolare l'accelerazione orografica. Il modello di flusso utilizza una griglia polare ad alta risoluzione, con zoom, centrata sul nodo di calcolo.

6. RUGOSITÀ

La lunghezza della rugosità superficiale è una proprietà della superficie che può essere utilizzata per determinare il modo in cui la velocità del vento orizzontale varia con l'altezza. La velocità del vento a una data altezza diminuisce con l'aumentare della rugosità della superficie. È molto comune avere una superficie eterogenea e questo complica il profilo verticale del vento. Si sviluppano strati limite interni e il profilo delle velocità del vento è influenzato dalle variazioni di rugosità della superficie sopravento. Muovendosi sottovento a una variazione della rugosità superficiale, il profilo della velocità del vento non cambia a tutte le altezze immediatamente sottovento. All'inizio, solo le parti più basse del profilo cambiano, con il cambiamento che sale progressivamente più in alto con l'aumentare della distanza sottovento dal cambiamento di rugosità. L'impatto di un cambiamento di rugosità può essere avvertito molti chilometri sottovento. Come regola generale, a 100 m sopra il terreno, una variazione di rugosità superficiale di 10 km sopravento può ancora influenzare la velocità del vento. Il modello di modifica della rugosità WASP può tenere conto di questi effetti dello strato limite interno dovuti alla rugosità superficiale disomogenea.

7. IL SISTEMA DI CALCOLO DELLE RISORSE AD ALTA RISOLUZIONE

Il sistema di calcolo utilizzato per il GWA si chiama Frogfoot. È stato sviluppato in associazione con la società di sviluppo software World in a Box. La motivazione per lo sviluppo di Frogfoot è di consentire l'esecuzione di calcoli simili a WASP ad alta risoluzione dei climi del vento previsti su vaste aree, utilizzando un gran numero di climi del vento generalizzati. Questa esigenza è venuta a causa della realizzazione di atlanti eolici numerici su scala nazionale che hanno generato climi del vento generalizzati su una griglia con una spaziatura di, tipicamente, 5 km. Come affermato in precedenza, il sistema Frogfoot utilizza la stessa modellazione del flusso di WASP. A differenza dell'attuale WASP, la descrizione del terreno può essere inserita utilizzando mappe raster, piuttosto che mappe vettoriali. Questo è conveniente per il calcolo GWA perché, in genere, i dati topografici globali sono in formati raster. A differenza dell'attuale WASP, il punto di partenza per descrivere la forza del vento su larga scala è un numero qualsiasi di climi del vento generalizzati geograficamente distribuiti, mentre WASP può utilizzarne solo uno alla volta.

8. ANALISI ANEMOLOGICA

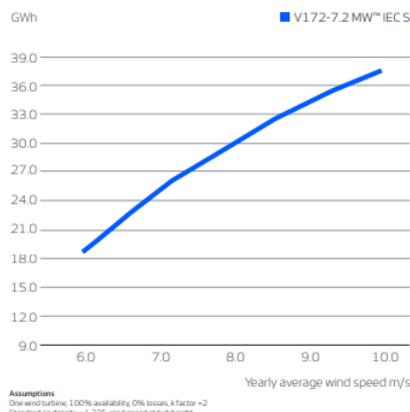
Il progetto prevede l'installazione di quindici aerogeneratori da 7,2 MW di potenza nominale depotenziati, la cui disposizione attualmente prevista è riportata nella tabella sottostante.

WTG	EST	NORD
1	545368	4557334
2	546513	4557875
3	546740	4558350
4	547181	4558058
5	547659	4557732
6	548063	4559690
7	548744	4559743
8	549147	4558556
9	549504	4557876
10	549848	4557467
11	550593	4558082
12	550143	4558704
13	549841	4559836
14	551538	4559197
15	552167	4558809

Tab. 03 Coordinate geografiche puntuali turbine d’impianto

Si tratta di turbine tripala a velocità variabile e controllo di potenza/coppia attraverso la regolazione del passo delle pale; il diametro del rotore massimo previsto è pari a 172 metri e l’altezza massima prevista è di 114 metri sls punta pala. L’aerogeneratore preso a modello, che rispecchia queste caratteristiche, è il modello Vestas V172 da 7,2 MW di potenza nominale depotenziata costruito dalla Vestas Wind Systems A/S, con altezza mozzo 114 metri. L’inizio della produzione di energia elettrica avviene per una velocità del vento pari a 3 m/s; il distacco, o messa in bandiera, per una velocità del vento maggiore di 25 m/s.

La curva di potenza elettrica delle turbine è stata interpolata ad una densità dell’aria di 1,180 kg/m³. Per il calcolo delle perdite di energia da interferenza aerodinamica tra le macchine (effetto scia) è stata inoltre implementata, alle medesime condizioni di densità dell’aria, la curva del coefficiente di spinta aerodinamica (Ct) in funzione della velocità vento.



Tab. 04 - Curva di potenza e di spinta utilizzate per la simulazione

9. MODELLO OROGRAFICO DIGITALE

È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Al modello è stata, quindi, aggiunta una mappa di rugosità del terreno. Il modello ottenuto è rappresentato nella immagine che segue.

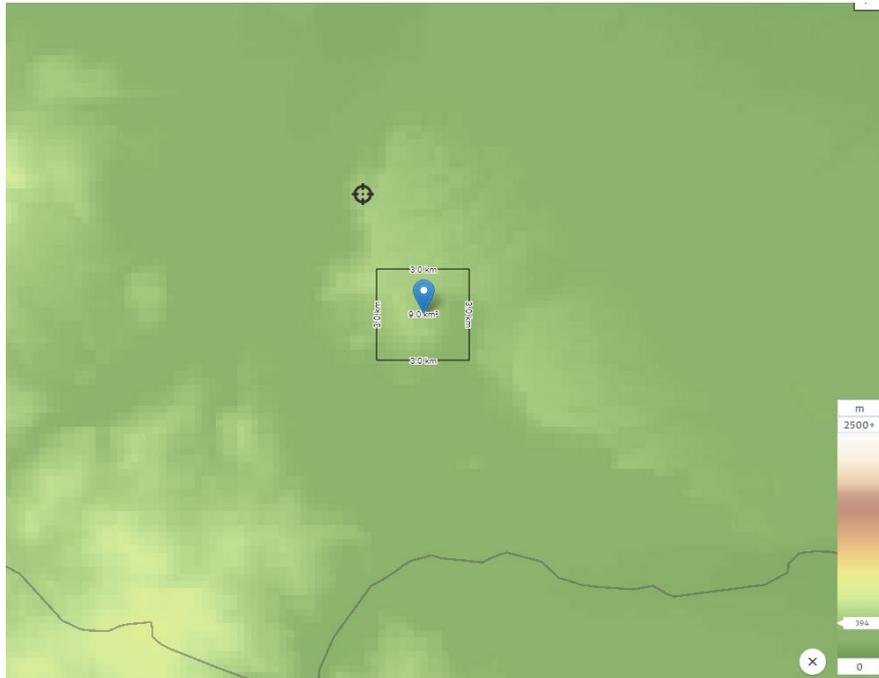


Fig.06 – Modello orografico digitale

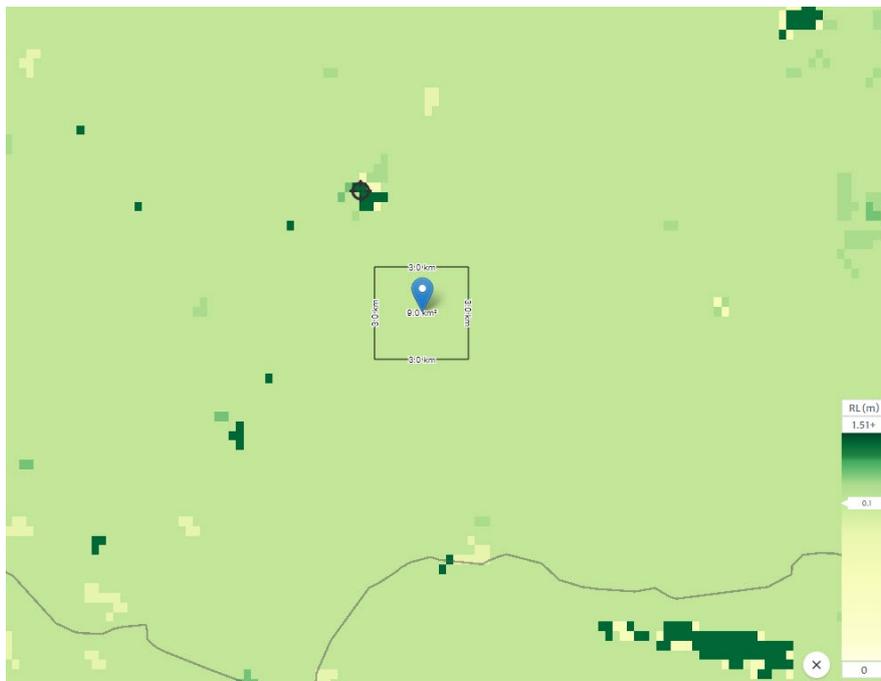


Fig.07 – Modello rugosità del terreno

10. RISULTATI DELL'ANALISI ANEMOLOGICA

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle cinque turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WAsP 12.7 dall'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica descritta nei paragrafi precedenti.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante k di decadimento (wake decay constant) pari a 0,090.

L'osservazione del prospetto sintetico della tabella sottostante evidenzia che l'impianto, secondo la configurazione prevista, attende una producibilità complessiva di circa *150 GWh/anno*, al netto delle perdite per effetto scia aerodinamica pari al 10,5%; tale dato di resa energetica corrisponde a circa *4200 ore equivalenti di funzionamento a potenza nominale*.

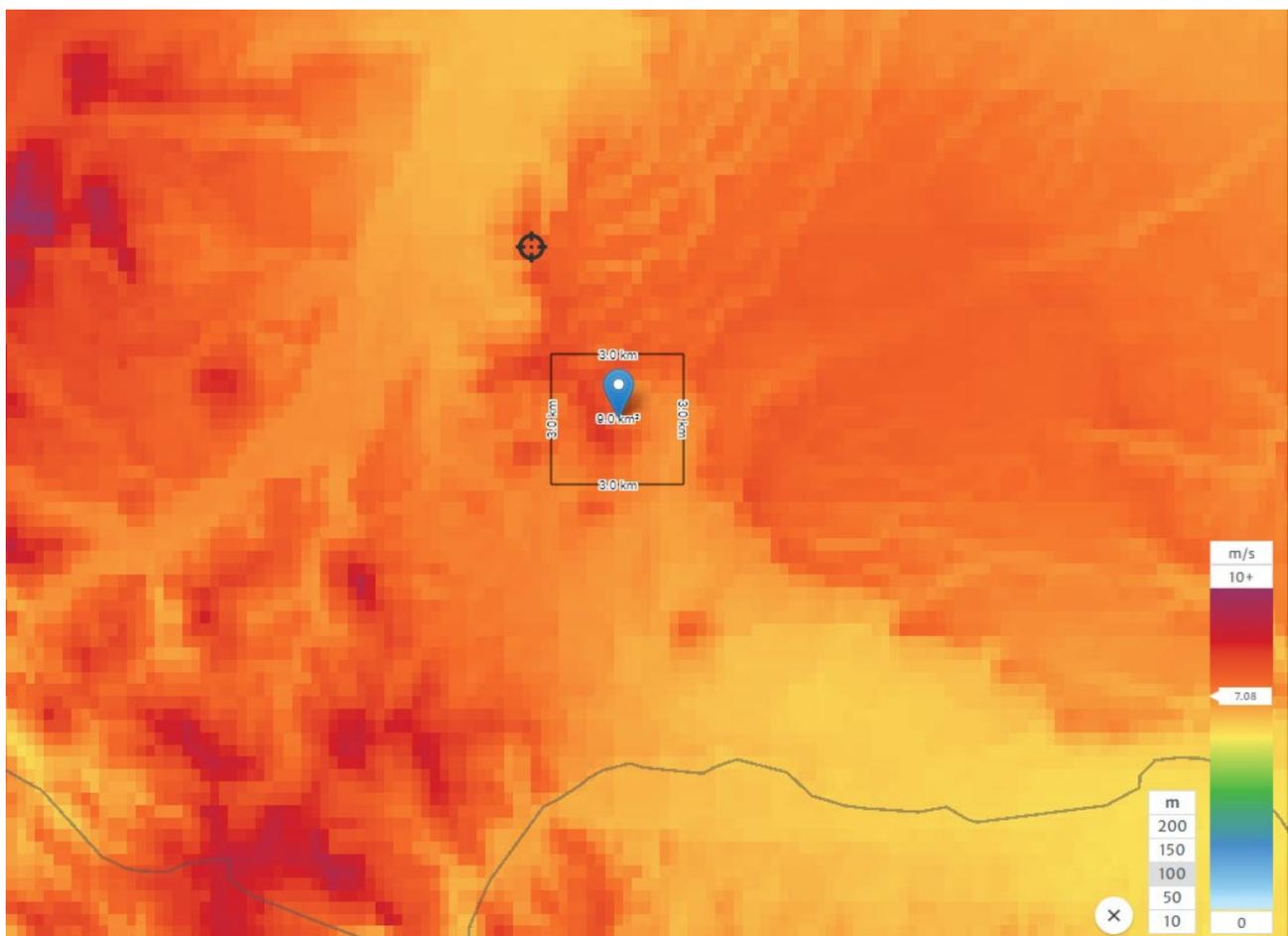
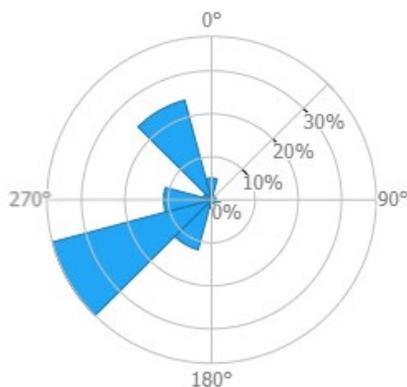
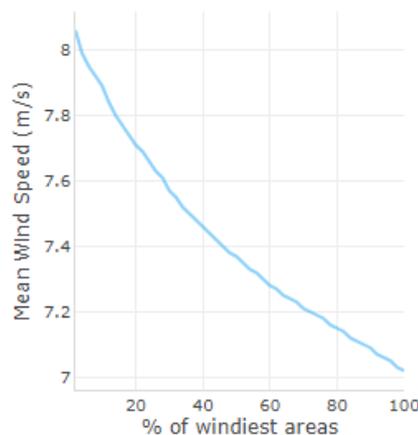


Fig.08 – Mappa di ventosità



Wind Power Rose



Mean Wind Speed

Intero impianto	V _{h mozzo}	Resa energetica annua [GWh/anno]		
	[m/s]	Lorda	Netta	Perdite per scia
Media unitaria	7	10,4	9,3	10.53%
Totale		156	140	15,6

Tab.05 – Producibilità media annua di centrale

11. PRODUCIBILITÀ NETTA DI IMPIANTO

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente immessa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita.

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	3,0%
Disponibilità	2,5%
Isteresi per elevata velocità vento	0,5%
Lavori di manutenzione sottostazione	0,2%
Ghiaccio e depositi sulle pale	0,2%

Tab. 06 - Fattori di perdita produzione netta d'impianto

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua (P₅₀) della centrale eolica in progetto sia pari a 140 GWh/anno, corrispondente a 2800 ore equivalenti a potenza nominale.

Altamura, Aprile 2024


Arch. Antonio Demaio