

# Utili dell'elettricità slegati dal gas, alternanza di profitti e perdite

## I conti delle utility

La marginalità è segnata più da derivati e coperture che dai costi di produzione

Jacopo Giliberto

È facile dire "gli utili del settore elettrico", una frase di 27 caratteri (spazi esclusi) che comprende in sé 6,9 miliardi di utili 2019 e 2,5 miliardi di perdite 2020 (dati del centro studi **COMAR**): 75 miliardi di euro pagati nel 2021 dagli italiani nelle bollette (dato di Elettricità Futura) e include infine 218,8 miliardi di fatturato complessi-

vo 2020 delle società energetiche italiane. Ma a differenza di altri settori produttivi, l'industria elettrica sembra — scusino ingegneri, elettrotecnici e amministratori delegati il paragone irrispettoso — uno di quei quadri corali della pittura fiamminga antica, il villaggio delle Fiandre in cui sono raffigurate insieme centinaia di persone che fanno cose diversissime, uno pattina sul fiume ghiacciato, uno accende il focolare, uno aggioga il cavallo e uno in pancioline smaltisce lo schnaps. Ecco, il settore elettrico è composto da centinaia di imprese enormi e minime impegnatissime in attività differenti, con caratteristiche tecnologiche e di mercato opposte. E alcune fra esse sono in pancioline a smaltire l'ubriacatura da utili. Da ciò la difficoltà di individuare nel settore

chi ha goduto i margini più lucrosi.

Il primo punto per capire dove si nascondono i margini è allineare le tecnologie di produzione elettrica secondo i costi, come fa Luigi Mazzocchi, direttore del dipartimento tecnologie di generazione e materiali di Rse, la Spa pubblica che fa ricerca di sistema per il settore elettrico. Secondo le analisi di Mazzocchi di Rse usate anche negli studi dall'Agenzia internazionale dell'energia, le fonti elettriche meno costose sono idroelettrico, solare industriale, eolico a terra, nucleare; tecnologie i cui sovraccosti vengono allontanati dal conto economico della produzione e sono attribuiti ad attività diverse, come la sicurezza e le scorie per il nucleare; come il capacity market, gli sbilanciamenti, la rete e gli accumuli per le rinnovabili

## Numeri elettrici in Italia

### Tre quarti in Borsa elettrica

Circa tre quarti dell'elettricità sono spot nella borsa del Gme. Il resto è negoziato con contratti diretti di fornitura.

### Contratti a lungo termine

Vi sono contratti a 12 o 24 mesi a prezzo fisso, con ricoperture per ridurre i rischi di volatilità, o indicizzati.

### Fatturato in ripresa

Il fatturato del settore elettrico è stato 290,2 miliardi nel 2019, sceso a 218,8 (-24,6%) nel 2020. Si attende una ripresa nel 2021.

### Margine operativo in calo

Nel 2020 il margine operativo netto (16 miliardi) è in calo del 38,7% rispetto al 2019. Il rapporto fra debiti finanziari e fatturato è balzato al 76,8%.

più estrose. Più cari il carbone (impegnativi l'investimento e il costo della CO2 emessa) e il gas a prezzi medi di mercato, ancora più costosi il solare domestico e l'eolico in mare.

Gli impianti turbogas a ciclo combinato, il 60% della produzione elettrica italiana, si sono trovati all'improvviso con i costi di produzione più alti e con una volatilità di mercato pazzesca in cui il metano dà scossoni del 10-15% al giorno e la corrente alla borsa elettrica sobbalza. Tutte le altre produzioni elettriche "inframmarginali" in teoria ricavano una rendita dal rincaro del gas. Però i casi sono diversissimi da azienda a azienda.

C'è chi ha contratti pluriennali di import del gas a prezzi antichi, e quindi ricava un vantaggio. Per molte imprese elettriche la quasi totalità degli impianti eolici di taglia industriale guadagna un incentivo fisso (160 o 180 euro per mille chilowattora, secondo tipologia) che paga la sola differenza con il prezzo di vendita di quella corrente alla Borsa elettrica del Gme. Oggi si vende sopra i 200 euro e l'incentivo è negativo, va restituita la differenza. Una quota del fotovoltaico

gode un doppio margine, cioè un incentivo sommato al mercato. Molto ben pagato anche l'idroelettrico (un quinto della corrente elettrica italiana). Ma una buona parte dell'idroelettrico non è venduto in borsa a prezzo concordato, in genere annuale o biennale. Molto del margine è determinato dalle coperture e dalla propensione del rischio che hanno le aziende; i derivati e i contratti per differenza esigono fidejussioni sempre più impegnative, milionarie.

Parola agli amministratori delegati. Il vero rischio non è quello aziendale, che fa parte della vita (e della morte) delle imprese, il vero rischio è toccare le regole di funzionamento e la fiscalità mentre il mercato sta correndo. La perdita di credibilità e la fuga di finanziatori e investitori è un danno assai più duraturo di una volata stagionale delle bollette. Come difendere le bollette? Con regole e strumenti finanziari che aiutino la contrattazione a lungo termine, dicono gli imprenditori. Evitano crescite brusche, certo; ma ahinoi, evitano anche i ribassi.

© RIPRODUZIONE RISERVATA

