

## Treball final de grau

**Estudi:** Doble titulació GETI - ADE

**Títol:** Optimització del funcionament d'una xarxa elèctrica des del punt de vista energètic i econòmic.

**Document:** Memòria i annexos

**Alumne:** Eduard Gairín i Neras

**Tutor:** Joan Colomer

**Departament:** Enginyeria Elèctrica, Electrònica i Automàtica

**Àrea:** Enginyeria de Sistemes i Automàtica

**Convocatòria (juny/2019)**



*A la meva família  
Sense vosaltres no hagués estat possible  
Gràcies*



# ÍNDIX

Índex.....	i
Índex de figures .....	v
Índex de taules .....	vii
1 Introducció .....	1
1.1 Antecedents .....	1
1.2 Objecte i abast .....	2
2 Estat de l'art.....	5
2.1 Mercat de l'electricitat.....	5
2.1.1 Generació .....	6
2.1.2 Transport .....	7
2.1.3 Distribució .....	8
2.1.4 Comercialització.....	8
2.1.5 Mercats .....	9
2.2 <i>Microgrid</i> .....	13
2.2.1 Estat actual de les <i>microgrids</i> .....	13
2.2.2 Sistema de gestió energètica.....	14
2.3 Emmagatzematge energètic.....	16
2.3.1 Emmagatzematge electromecànic.....	16
2.3.2 Emmagatzematge electroquímic, bateries ió liti.....	16
2.3.3 Emmagatzematge tèrmic .....	18
2.3.4 Emmagatzematge electromagnètic.....	19
2.4 <i>Demand response</i> .....	20
2.5 Fotovoltaica i autoconsum .....	22
2.6 Control de freqüència .....	24
2.7 Models de negoci dins el sector energètic.....	25
2.7.1 Generació distribuïda .....	25
2.7.2 Sistemes d'agregació.....	26
2.7.3 Gestió de la demanda.....	26
2.8 Optimització.....	27
2.8.1 Tècniques d'optimització.....	27
2.8.2 Mètodes heurístics .....	28
3 Metodologia .....	31

3.1	Definició del problema.....	31
3.1.1	Hipòtesis.....	32
3.2	Tractament de dades .....	33
3.3	Definició de la funció objectiu.....	33
3.3.1	Funció objectiu .....	33
3.3.2	Compra Energia .....	34
3.3.3	Ingrés Energia .....	34
3.3.4	Taxes.....	35
3.3.5	Fotovoltaica .....	35
3.3.6	Bateries .....	36
3.3.7	Instal·lació del sistema .....	38
3.4	Definició de les restriccions.....	38
3.4.1	Balanç consum-generació .....	38
3.4.2	Generació PV .....	38
3.4.3	Restricció Binària Càrrega-Descàrrega.....	39
3.4.4	Càrrega bateria .....	39
3.4.5	Inversor CC .....	40
3.4.6	Inversor AC .....	40
3.5	Control de freqüència.....	41
3.6	Obtenció dels resultats.....	41
4	Resultats .....	43
4.1	Escenaris .....	43
4.1.1	Escenari 1: sense ús bateries, sense intercanvi amb mercat de l'endemà, sense ús generació fotovoltaica .....	43
4.1.2	Escenari 2: sense ús bateries, sense intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica.....	44
4.1.3	Escenari 3: sense ús bateries, amb intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica .....	47
4.1.4	Escenari 4: amb ús bateries, sense intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica .....	48
4.1.5	Escenari 5: amb ús bateries, amb intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica .....	50
4.1.6	Comparació costos escenaris .....	52
4.2	Freqüència en xarxa .....	52
4.3	Amortització immobilitzat .....	54
4.4	Pla inversió, finançament i rendibilitat.....	55

4.4.1	Estudi econòmic escenari 5 .....	55
4.4.2	Estudi econòmic escenari 3 .....	57
5	Conclusions .....	59
6	Pressupost .....	61
7	Referències .....	63
8	Annexos a la memòria .....	69





## ÍNDIX DE FIGURES

Figura 1: Mix generació Espanya; Font: REE; Elaboració pròpia .....	1
Figura 2: Actors mercat energètic Font: Elaboració pròpia .....	5
Figura 3: Mix generació 2017 Espanya Font: REE Elaboració pròpia .....	6
Figura 4: Potència instal·lada 2017 Espanya Font: REE Elaboració pròpia .....	6
Figura 5: Volum anual d'electricitat negociat en els mercats a termini. Font: (C. N. de los M. y la C. CNMC, 2017) .....	10
Figura 6: Comparativa costos generació Font: (Ram et al., 2018).....	11
Figura 7: Microgrid. Font: (Berkley Lab, 2019).....	13
Figura 8: Tecnologies d'emmagatzematge energètic. Font: elaboració pròpia en base a (Almagro Cabrera, 2012), (Das & Kumar, 2018) i (Zubi, Dufo-López, Carvalho, & Pasaoglu, 2018).....	16
Figura 9: Preu d'instal·lació, per mòdul, per inversor, costos residuals per PV residencial. Font: (Barbose, Darghouth, Lacomare, Millstein, & Rand, 2018).....	22
Figura 10: Quota de producció de mòduls. Font: (Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019) .....	23
Figura 11: Models de negoci en la cadena de valor del sector energètic. Font: (SESLab, 2015) .....	25
Figura 12: Estructura de decisió d'un GA. ....	29
Figura 13: Diagrama de flux del model a optimitzar. Font: Elaboració pròpia. ....	31
Figura 14: Perfil consum elèctric agregat.....	32
Figura 15: Model control primari i secundari central tèrmica. Font: (Trujillo & Romero, 2016).....	41
Figura 16: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 1 estiu. ....	44
Figura 17: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 1 hivern. ....	44
Figura 18: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 2 estiu. ....	46
Figura 19: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 2 hivern. ....	46
Figura 20: Aprofitament de la generació fotovoltaica. ....	48
Figura 21: Venda excedent energètic escenari 3.....	48
Figura 22: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 4 estiu. ....	49
Figura 23: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 4 hivern. ....	49
Figura 24: Aportació energètica per font escenari 4. ....	50
Figura 25: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 5 estiu. ....	51
Figura 26: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 5 hivern. ....	51
Figura 27: Aportació energètica per font escenari 5. ....	51
Figura 28: Venda excedent energètic escenari 5.....	51
Figura 29: Model de càlcul de control freqüencial.....	53
Figura 30: Resposta en freqüència control primari. ....	53
Figura 31: Resposta en freqüència control primari i secundari. ....	54
Figura 32: Resultats escenari 1 estiu.....	81
Figura 33: Resultats escenari 1 hivern.....	81
Figura 34: Resultats escenari 2 estiu.....	82
Figura 35: Resultats escenari 2 hivern.....	82
Figura 36: Resultats escenari 3 estiu.....	83
Figura 37: Resultats escenari 3 hivern.....	83
Figura 38: Resultats escenari 4 estiu.....	84

Figura 39: Resultats escenari 4 hivern.....	84
Figura 40: Resultats escenari 5 estiu.....	85
Figura 41: Resultats escenari 5 hivern.....	85

## ÍNDIX DE TAULES

Taula 1: Períodes discriminació horària. Font: (Endesa, 2019) .....	9
Taula 2: Discriminació horària 3.0. ....	9
Taula 3: Comparació entre els mètodes d'optimització. Font: (Correa, Begambre, & Carrillo, 2011) .....	28
Taula 4: Paràmetres referents al cost del capital.....	33
Taula 5: Dades dels paràmetres de l'inversió de captial.....	34
Taula 6: Valors paràmetres cost capital planta solar fotovoltaica .....	35
Taula 7: Paràmetres operació i manteniment planta fotovoltaica. ....	36
Taula 8: Paràmetres cost del capital bateria.....	37
Taula 9: Paràmetres sistema d'emmagatzematge.....	37
Taula 10: Paràmetres sistema fotovoltaic. ....	39
Taula 11: Paràmetres interns de la bateria. ....	40
Taula 12: Paràmetres dels inversors. ....	40
Taula 13: Consum elèctric net Escenari 2. ....	45
Taula 14: Excedent energètic Escenari 3. ....	47
Taula 15: Inversió inicial escenari 5. ....	55
Taula 16: Valoració cost oportunitat escenari 5. ....	55
Taula 17: Projecte inversió escenari 5. ....	56
Taula 18: Pla finançament escenari 5. ....	56
Taula 19: Projecte agregat escenari 5. ....	56
Taula 20: Inversió inicial escenari 3. ....	57
Taula 21: Valoració cost oportunitat escenari 3. ....	57
Taula 22: Pla inversió escenari 3. ....	57
Taula 23: Projecte finançament escenari 3.....	58
Taula 24: Projecte agregat escenari 3. ....	58
Taula 25: Dades preus de compra a la xarxa. Font: (Estabanell Energia, 2019) .....	71
Taula 26: Preus venda mercat de l'endemà. Font: (Red Eléctrica de España, 2019)72	72
Taula 27: Dades perfils de consum energètic. Font: (Estabanell Energia, 2019) .....	73
Taula 28: Dades irradiació solar horitzontal. Font: (PVGIS, 2017) .....	74



# 1 INTRODUCCIÓ

## 1.1 Antecedents

El model de generació energètic arreu del món ha tingut els combustibles fòssils com a protagonistes des de fa més de 100 anys. Els estudis de la *International Energy Agency* (Biol, 2005) pronostiquen un increment del 30% en consum d'energia global en el període 2010-2040 i d'un 80% de generació de combustibles fòssils. Aquest model seria insostenible donat que l'elevada demanda energètica acabaria per minvar les reserves de combustibles fòssils i, com a conseqüència de l'augment del desequilibri entre l'oferta i la demanda, incrementar el seu preu (Burgos-Payán, Roldán-Fernández, Trigo-García, Bermúdez-Ríos, & Riquelme-Santos, 2013). Segons (Red Eléctrica de España, 2019), el mix de generació elèctric espanyol l'any 2018 es va compondre per un 38,5% de renovables, un 23% de nuclear i un 38,5% de la resta, però l'evolució de les renovables en els últims anys sembla estancada i només depèn de les condicions meteorològiques (Vegeu Figura 1) (Alonso et al., 2016).

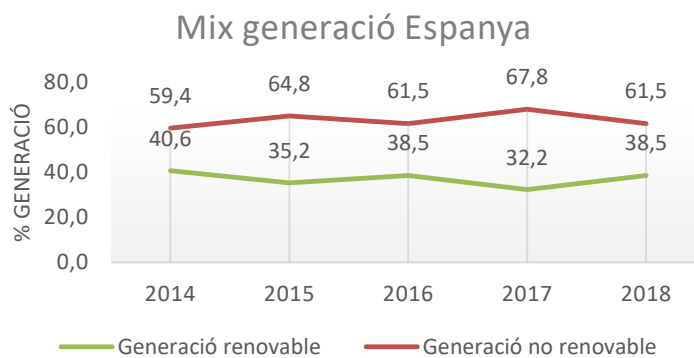


Figura 1: Mix generació Espanya; Font: REE; Elaboració pròpia

Per això, la preocupació política sobre la seriosa amenaça del Canvi Climàtic (CC) ha anat en augment i la Unió Europea (UE) ha vist necessari implantar polítiques de fre per aquest procés. Entre elles destaca la desitjada transició cap a una economia europea al 2050 no intensiva en carboni, que passa per assolir l'objectiu popularment denominat com *Europe 2020* (Diario Oficial de la Unión Europea, 2009) i es basa en tres objectius principals:

- Baixar 20% les emissions de gasos d'efecte hivernacle, respecte 1990.
- 20% de generació renovable en el mix energètic europeu.
- Millora del 20% en eficiència energètica.

La implementació de renovables en el sistema de distribució elèctric és importantíssima en aquest aspecte ja que, tot i que, a nivell de país, Espanya ja compleix amb el 20% renovable del mix, és una de les principals potències europees en aquest sentit (Alonso et al., 2016). Fent referència al 20% de millora en eficiència energètica, la instal·lació de recursos de generació distribuïts (RGD) ajudaria a la

reducció de pèrdues per transport de milers de kilòmetres des dels centres de generació als centres de consum.

En els últims anys, el concepte de micro-xarxa, *microgrid* i *smartgrid* ha agafat protagonisme ja que permet l'ús de renovables i augmenta l'eficiència tant en la producció com en la transmissió de l'energia (Ponocko & Milanovic, 2018). Amb la instal·lació i integració de nous elements com generadors a partir d'energies renovables, bateries i la possibilitat de modificar el comportament dels consumidors finals, cal una adequada planificació i optimització de tot el sistema.

## 1.2 Objecte i abast

El present estudi pretén determinar el funcionament d'una xarxa elèctrica de distribució per tal d'optimitzar-ne l'eficiència energètica i el cost econòmic.

S'avaluen diferents escenaris introduint actors com, consumidors, "*prosumers*", agregadors, bateries d'acumulació, sistemes de generació d'energia renovables, demanda i generació, venda d'energia per part dels consumidors... Modelar el cost econòmic i energètic i optimitzar per cada escenari és el principal objectiu. L'optimització es realitza sobre un escenari previst ja que, prèviament al tractament de dades a temps real, s'ha de realitzar una estimació de les operacions per optimitzar el control de les mateixes. Analitzar l'estabilització de la demanda elèctrica amb la introducció d'aquests actors també és objecte del treball.

El model pretén simular el que realitzaria un *Energy Management System* (EMS) i un *Battery Management System* (BMS) en un cas real.

Es valorarà el cost econòmic de la instal·lació de l'equipament present en cada escenari, la modelització d'aquest en funció de l'ús i el consum que se'n faci i el seu pla d'amortització. A banda del cost final de cada escenari, es calcularan els preus de l'energia per diferents vies d'obtenció, entre elles: generació fotovoltaica, des de bateria d'acumulació i directament des del mercat elèctric diari.

Es farà un control de la freqüència de la xarxa, que depèn del balanç de potència activa del sistema.

L'objectiu final de l'estudi és validar el model d'optimització assegurant que la xarxa subministra la potència demandada per als múltiples escenaris presentats i que el cost econòmic d'instal·lació i operació és mínim per al funcionament.

La xarxa sobre la que s'estudiaran els diferents escenaris és una xarxa situada entre Centelles i l'Esquirol, propietat d'Estabanell Energia com a part del projecte europeu Resolved (*Renewable penetration levered by Efficient Low Voltage Distribution grids*) coordinat pel grup de recerca EXiT (Enginyeria de Control i Sistemes Intel·ligents) de la Universitat de Girona. Aquest projecte estudia l'eficiència i la capacitat de les xarxes de distribució elèctrica de baixa tensió. Els paràmetres dels elements que formen la xarxa de distribució estudiada venen donats, per tant, l'estudi del dimensionat de la xarxa queda fora de l'abast.

No es tindrà en compte la tensió de la xarxa, per tant, tampoc es realitzarà un estudi sobre la compensació de reactiva a la xarxa.

Les dades obtingudes des de l'empresa Estabanell Distribució és el perfil de consum de 9 clients de la companyia que formen part d'aquesta xarxa de distribució de la qual són gestors i propietaris. A més, també s'ha obtingut dades meteorològiques i de la irradiació solar en la localització de la xarxa de distribució estudiada.





## 2 ESTAT DE L'ART

### 2.1 Mercat de l'electricitat

L'electricitat és una forma d'energia basada en la càrrega positiva i negativa de la matèria (Energía y sociedad, 2019).

Els paràmetres bàsics que permeten quantificar aquesta forma d'energia són:

- Tensió o voltatge (V): es mesura en volts (V).
- Corrent o intensitat elèctrica (I).
- Potència (P): es mesura en wats (W).
- Energia elèctrica consumida/produïda (E): se sol mesurar en wats per hora (Wh).

En termes generals, quan es parla d'ordres de magnitud del mercat elèctric, se solen usar unitats com el quilovolt (kV), el quilovat (kW), giga vat (GW), etc.

Aquesta forma d'energia és usada per part dels clients, amb la finalitat de transformar-la en altres formes d'energia com poden ser mecànica, tèrmica, magnètica, radiació, química...

Abans de poder-la usar, té lloc el procés de generació, transport i distribució. Així doncs, podem determinar que els actors principals del mercat elèctric són:

- Generació
- Xarxa de transport
- Distribució
- Comercialització
- Consum/demanda

Vegeu a la Figura 2 una il·lustració dels diferents actors esmentats:

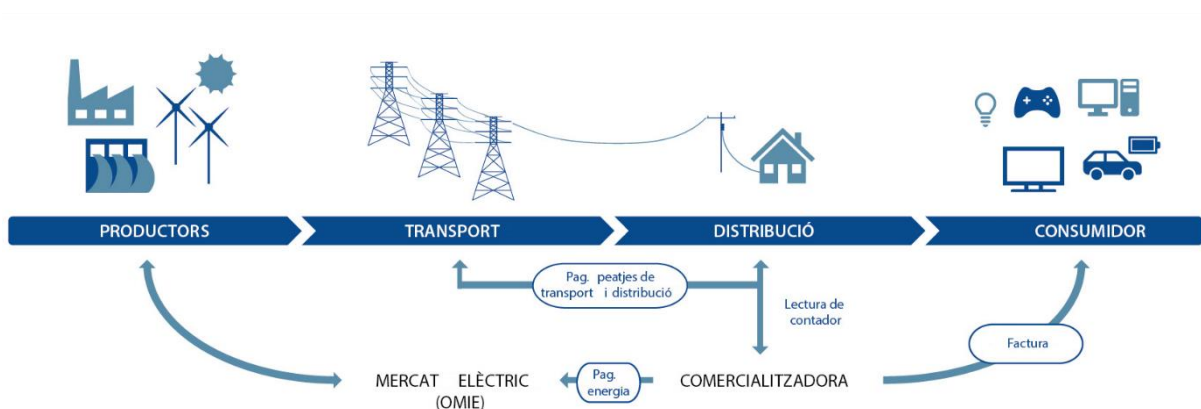


Figura 2: Actors mercat energètic Font: Elaboració pròpia

### 2.1.1 Generació

Agafant com a base de la famosa frase de Lavoisier “l’energia no es crea ni es destrueix, només es transforma”, és precisament transformar el que fan les centrals de generació. Aquest primer pas del procés pot fer-se a partir de la crema combustibles fòssils (carbó, petroli o gas), amb reaccions nuclears amb plutoni i urani amb la finalitat de crear vapor i moure turbines o amb renovables (sol, vent, geotèrmia, mareas, etc.).

El mix energètic espanyol de generació l’any 2017 va ser el de la Figura 3:

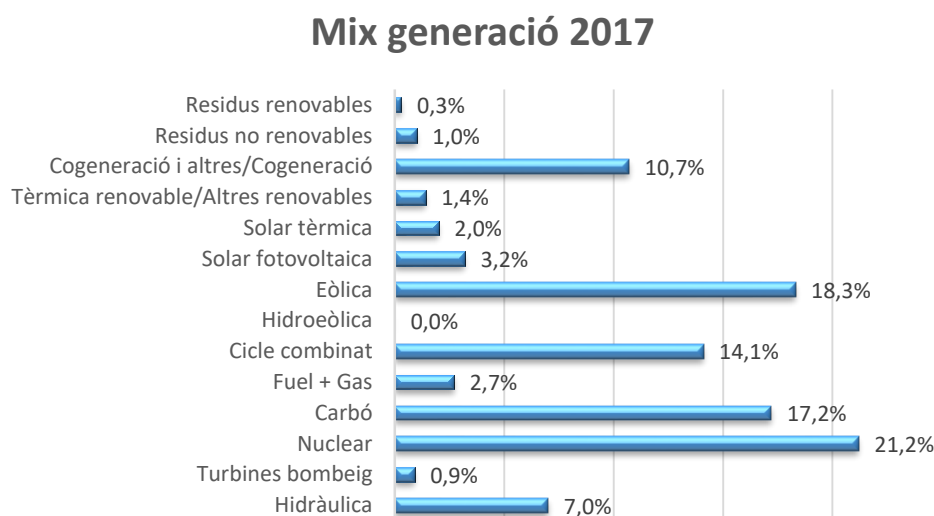


Figura 3: Mix generació 2017 Espanya Font: REE Elaboració pròpia

Tal i com es pot veure, la nuclear és la forma d’obtenir energia que més es va utilitzar i aquesta tendència ve des del 2011 (Red Eléctrica de España, 2019).

### Potència instal·lada 2017

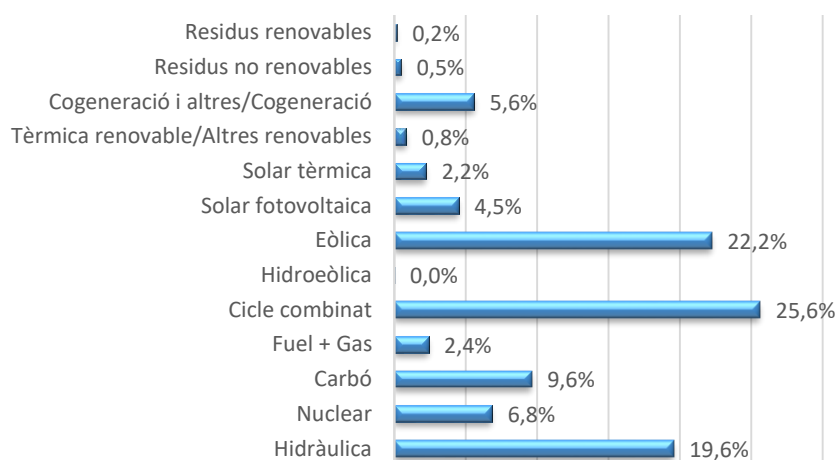


Figura 4: Potència instal·lada 2017 Espanya Font: REE Elaboració pròpia

De totes maneres, la forma d'ús de generació d'energia no coincideix amb la potència instal·lada al país. Com es pot veure a la Figura 4 del total dels 104108 MW instal·lats, les aportacions percentuals de cada un difereixen de l'ús que se'n va fer en el seu moment.

En la Figura 3 i la Figura 4 es fa palès el canvi que està patint el model energètic espanyol, que abans depenia de la generació de cycle combinat, d'aquí la inversió en infraestructura d'aquest tipus, encara dominant després del nou paradigma predominant en generació nuclear i renovable.

Totes les tecnologies de generació tenen els seus punts forts i febles. Per exemple, les renovables ajuden a protegir el medi ambient sense emetre gasos d'efecte hivernacle, però tenen un caràcter intermitent donades les característiques de seva font primària. D'altra banda, les centrals de cycle combinat poden aportar solucions a aquestes situacions ja que la seva flexibilitat és total si es disposa físicament de la font primària.

La impossibilitat d'instal·lar estacions de generació prop de les poblacions pel seu efecte a nivell ambiental i social, a més de de la dificultat d'emmagatzemar energia elèctrica en quantitats elevades, va donar peu a la necessitat de disposar d'una xarxa que interconnecti els centres de generació amb els centres de consum (Energía y sociedad, 2019).

Les estacions transformadores després de la generació eleven la tensió fins a un valor adequat per al transport, a Espanya sol està entre els 220 i 400 kV.

### 2.1.2 Transport

Una part important de l'eficiència energètica està en minimitzar les pèrdues per efecte Joule durant el transport. Aquest es produeix per la calor induïda per un corrent elèctric que circula per un conductor; la fórmula que el regeix és  $Q = I^2 \cdot R \cdot t$  on  $I$  és el corrent que circula per el conductor,  $R$  és la resistència (mesurada en  $\Omega$  i constant) que oposa aquest conductor al pas del corrent i  $t$  s el temps. Així doncs, s'eleva la tensió per baixar la intensitat ( $V = R \cdot I$ ) i que aquest efecte minvi.

El desenvolupament de xarxes que interconnecten els països en el seu interior i entre ells ha permès el plantejament d'un mercat elèctric regional i internacional. A Espanya, des de l'entrada en vigor de la Ley 17/2007, la companyia que s'encarrega de la gestió de la xarxa de transport és Red Eléctrica de España (REE). Aquesta empresa actua en règim de monopoli regulat, com a única encarregada del transport elèctric, gestió i manteniment de les xarxes. L'any 2017 a Espanya existien 19619 km de xarxa de 220 kV i 21728 km de 400 kV (Red Eléctrica de España, 2019).

Una vegada s'ha arribat a una localització pròxima al centre de consum, entren en joc les estacions de transformació reductores que tenen tres funcions principals: interconnexió amb totes les línies (transport i distribució); és el punt des d'on s'alimenten les xarxes de distribució que arriben fins al consum final i és on s'instal·la tot l'equipament necessari per al control, gestió, protecció i maniobra del sistema.

### 2.1.3 Distribució

Aquestes són les línies d'aproximació als grans centres de consum, com poden ser ciutats, nuclis urbans o bé polígons industrials. Aquest tipus de xarxa sol ser aèria, tot i que en ciutats són subterrànies. A Espanya hi ha gairebé un milió de quilòmetres de xarxa de distribució i els rangs de tensió van des dels 15 kV als 150 kV. Aquesta activitat també està regulada, però no es tracta d'un monopoli tant clar com en el cas del transport ja que hi ha diferents empreses propietàries d'aquest tipus de xarxes. Alguns exemples són Endesa, Iberdrola, gasNatural, EDP i EON, però hi ha moltes distribuïdores amb menys quota de mercat que operen en llocs molt concrets del territori, com és el cas d'Estabanell Distribució.

En resum, les distribuïdores són les responsables de garantir el subministrament, fer les lectures dels comptadors, arreglar les possibles fallades del sistema i fer un manteniment adequat.

En termes tècnics, les xarxes de distribució d'activa (*Active Distribution Networks*, ADN) són capaces de gestionar generadors distribuïts (*Distributed Generators*, DG), càrregues actives i equipaments d'emmagatzematge, com ara bateries. També poden comprar electricitat en els diferents mercats i prestar serveis auxiliars mitjançant un mode d'intercanvi flexible.

Així doncs, les ADN ofereixen la possibilitat d'instal·lar generació elèctrica "in situ", reduint les pèrdues en comparació a la generació centralitzada i millorant l'eficiència energètica.

### 2.1.4 Comercialització

Les gairebé 400 empreses comercialitzadores d'electricitat (S. E. CNMC, 2019) són el nexa entre el client final i el mercat elèctric espanyol. Com en el cas de la distribució, també hi ha 5 empreses que formen un oligopoli i controlen la majoria del mercat; Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Endesa, Viesgo i EDP. Entre les altres, hi ha Estabanell Energia, que s'encarrega de gestionar els seus clients repartits arreu de Catalunya. Cal fer esment de la no relació entre formar part de la xarxa de distribució d'una empresa i confiar en la mateixa empresa com a comercialitzadora; per posar un exemple: es pot viure en un territori on la línia de distribució és d'Endesa Distribució però optar per Estabanell Energia com a comercialitzadora.

En referència a les tarifes d'accés per a petits consumidors, n'hi ha tres tipus que depenen de la potència contractada:

- Tarifa accés 2.0: Solen ser les més comunes en llars residencials, permeten contractar potències menors de 10 kW. Dins aquesta tipologia hi ha dues modalitats (Vegeu punt 2.1.4.1):
  - o Sense discriminació horària (DH): En aquest cas, l'energia té el mateix preu durant totes les hores del dia.
  - o Amb DH: hi ha dos preus diferents per l'energia consumida en funció si s'ha fet durant les hores vall o les hores del període punta.

- Tarifa accés 2.1: Permeten contractar potències entre 10 – 15 kW. De la mateixa manera que en el cas anterior, es pot optar per DH o no.
- Tarifa accés 3.0: La potència contractada pot ser superior als 15 kW. Es caracteritzen per tenir tres períodes de facturació horària, tant en termes de potència com d'energia.

#### 2.1.4.1 Discriminació horària (DH)

La discriminació horària consisteix en tarifar el preu de l'energia i la potència segons la franja horària en què se'n faci ús. En el cas de les tarifes d'accés 2.0 i 2.1 hi ha dos períodes com es pot veure a la Taula 1:

Taula 1: Períodes discriminació horària. Font: (Endesa, 2019)

	ESTIU	HIVERN
PUNTA	13h a 23h	12h a 22h
VALL	23h a 13h	22h a 12h

Una de les avantatges que suposa tenir DH és la possible planificació de l'usuari traslladant el seu consum a les hores de facturació més econòmiques .

Pel que fa a les tarifes d'accés 3.0 hi ha tres períodes. Vegeu Taula 2.

Taula 2: Discriminació horària 3.0.

PUNTA	13h a 23h
VALL	23h a 1h i 7h a 13h
SUPERVALL	1h a 7h

#### 2.1.5 Mercats

Com ja s'ha explicat, l'activitat de comercialització consisteix en el subministrament d'electricitat als clients a canvi d'una contraprestació econòmica. L'empresa comercialitzadora fa una previsió del consum dels seus clients per així planificar les compres d'energia als diferents mercats de producció disponibles. (Agosti, Padilla, & Requejo, 2007)

Així doncs, aquest mercats es divideixen en funció del termini d'enviament de l'energia.

##### 2.1.5.1 Mercat a terminis

Dies, setmanes, mesos i fins i tot anys abans de l'enviament físic de l'energia , els agents del mercat, normalment empreses generadores i comercialitzadores, estableixen contractes de compra-venda d'electricitat.

Aquests contractes, sempre amb terminis d'entrega superiors a les 24 hores, poden ser:

- Contractes bilaterals adaptats a les necessitats dels agents.
- Contractes de productes estàndards a través de les conegudes subhastes d'energia.

Un punt important a tenir en compte és que contractar a llarg termini no significa obtenir sempre un preu més baix que el que resultaria del mercat diari. Tot i això si que s'arriba un preu amb el que venedor i comprador es troben segurs de cara al futur en base a les respectives previsions.

A Espanya hi ha dos mercats a termini:

- Mercat no organitzat de contractes bilaterals (*Over the counter*, OTC), en el que es negocia amb contractes físics i financers.
- Mercat organitzat de futurs elèctrics, gestionat per *Operador de Mercado Ibérico de Energía* (OMIP). En aquest cas estariem fent referència productes financers a llarg termini, opcions de compra i futurs en el mercat elèctric. (CNMV, 2006)

Vegeu a la Figura 5 un gràfic del percentatge de volum energètic negociat en els diferents mercats a termini.

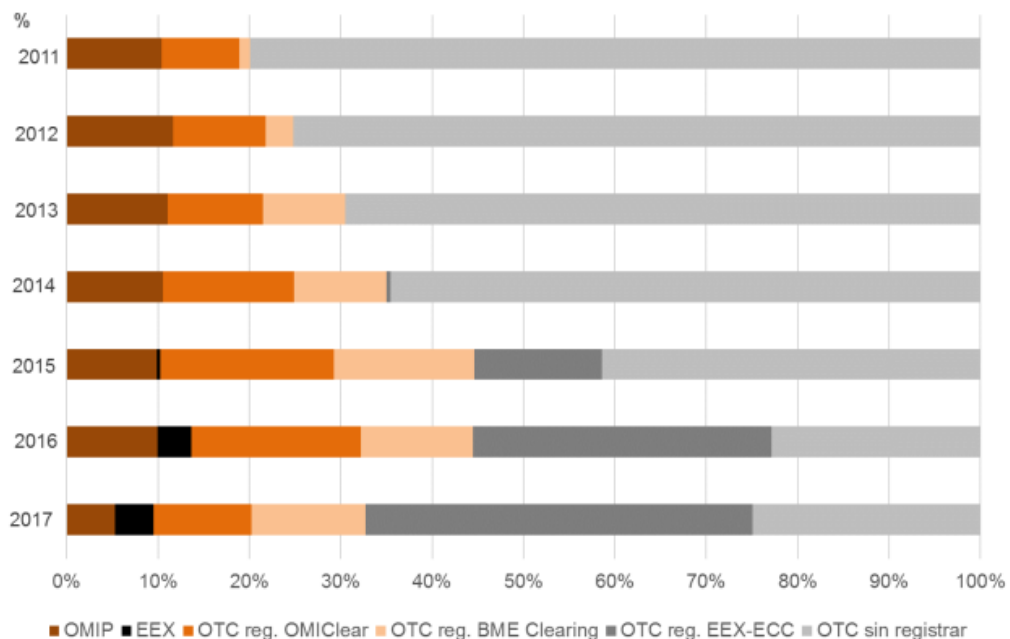


Figura 5: Volum anual d'electricitat negociat en els mercats a termini. Font: (C. N. de los M. y la C. CNMC, 2017)

El preu d'aquest mercat es forma en base al cost d'oportunitat dels contractes a termini, per tant, aquest és un reflex de les expectatives futures dels agents. Així doncs, com un productor sempre pot vendre tant en el mercat a termini com en el mercat diari i donat que el mercat a termini precedeix el mercat diari, un agent que vengui a termini està renunciant a fer-ho en un futur en el mercat diari. Donada aquesta

relació entre mercats, podem dir que el preu del mercat a termini es veu afectat per qualsevol factor que influeixi el preu en el mercat diari.

### 2.1.5.2 Mercat diari

Es realitzen ofertes de compra i venda d'energia per cada una de les hores del dia següent. Les generadores ofereixen preus i volums en funció de les plantes operatives i les comercialitzadores especifiquen el volum d'energia i la seva disposició a pagar.

Per cada hora del dia es genera un corba d'oferta i demanda, que s'obtenen de l'agregació de les ofertes dels productors i les quantitats demandades en funció del seu preu. Del creuament de les dues corbes s'obté el preu i el punt on es deixa de generar, ja que no hi ha compradors disposats a pagar per la següent unitat d'energia. El preu d'equilibri o "preu marginal" és el preu ofert per el generador més car per tal d'assolir el nivell demanda. Totes les generadores acaben rebent el preu d'equilibri per unitat d'energia, encara que en un principi s'hagués ofert a un preu més baix, és a dir, és un mercat que funciona com una subhasta de preu marginal uniforme. (BOE, 2001)

Les tecnologies de generació disponibles marquen els preus d'oferta. El menor cost a la Unió Europea (UE) l'ofereixen les centrals eòliques i la generació fotovoltaica mentre que el major cost es preveu que sigui la generació mitjançant gas (Ram et al., 2018). Vegeu Figura 6 per una comparativa entre algunes tecnologies de generació.

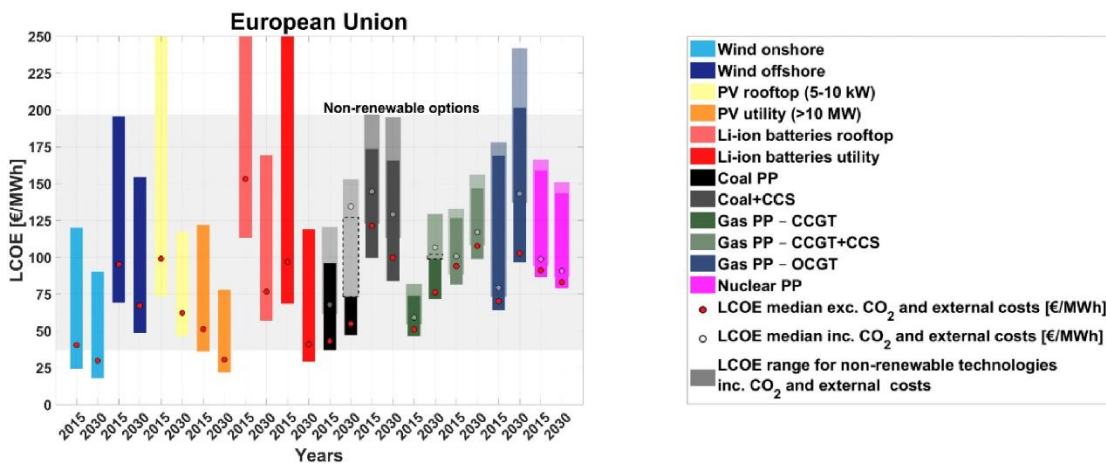


Figura 6: Comparativa costos generació Font: (Ram et al., 2018)

Per tal que es compleixi un buidatge eficient del mercat, els preus d'oferta per tecnologia ha d'incorporar els costos d'oportunitat per cada cas concret. Per exemple, per un generador hidràulic en una presa, consumir aigua per produir electricitat no suposa cap cost variable, però sí un cost d'oportunitat. Aquest cost és el de consumir l'aigua en aquell precís moment i no en un futur quan el preu del mercat pugui ser major.

Així, el fet que s'incorporin aquest tipus de costos fa que el mercat en si tingui un mecanisme eficient d'assignació de recursos i que s'utilitzin les diferents tecnologies de manera òptima.

#### 2.1.5.3 *Mercat a curt termini*

Per tal que la generació elèctrica sigui exactament igual a la demanda, hores i minuts abans de l'enviament d'energia, s'ofereixen serveis complementaris per part de l'oferta i el consum regulats per l'operador del sistema, REE. Generadores i comercialitzadores poden ajustar les seves posicions amb la compra-venda d'energia en els sis mercats interdiaris existents. Aquests mercats tenen un funcionament molt semblant al mercat diari i està gestionat per *Operación de los Mercados Diario e Intradíario de compra y venta de energía eléctrica* (OMIE).

Dins aquests mercats es gestionen diferents actuacions per garantir el subministrament energètic:

- Restriccions tècniques: congestions per limitacions de xarxa de transport o distribució.
- Serveis complementaris: control freqüència, potència i tensió; reserva de potència addicional.
- Equilibri: resol el balanç entre generació i demanda a temps real.

#### 2.1.5.4 *Teoria econòmica aplicada al mercat elèctric*

La conjunció del mercat i la competència, entesos en el sentit global (estructura, barreres d'entrada, incentius i regulació), són les eines adients per la optimització del benestar social (Agosti et al., 2007).

El procés de liberalització que està patint el sector energètic espanyol ve donat per la diferenciació legal d'aquelles activitats que presenten característiques de monopoli natural, transport i distribució, i aquelles en què és possible i eficient introduir-hi competència, generació i comercialització. Amb l'obertura d'aquests mercats, augmenta el nombre de participants en les accions de compra-venda d'energia, així com el nombre d'empreses implicades en aquestes activitats. Tot i això, aquest fet no implica una competència verdadera i preus competitiu, ja que segueixen existint alguns problemes relatius a la integració vertical i horitzontal del sector, les barreres d'entrada en la generació o la inelasticitat de l'oferta i la demanda (Federico & Vives, 2010).



## 2.2 Microgrid

### 2.2.1 Estat actual de les *microgrids*

Una *microgrid* (MG) és una agrupació concentrada de càrregues i fonts de generació elèctriques que normalment es connecten en sincronisme amb la xarxa d'ús general (distribució) però pot desconnectar-se i funcionar de manera autònoma/illa en funció de les condicions tècniques i/o econòmiques que es donin (Rakos, Stumpf, & Nagy, 2012).

En comparació amb la tradicional oferta de generació centralitzada, aquests sistemes poden incorporar una gran varietat de tecnologies com centrals de generació de cycle combinat, sistemes fotovoltaics (PV), turbines eòliques a petita escala i altres renovables. L'excés de potència generada es pot vendre a la xarxa de distribució o bé pot ser acumular energia en bateries o altres sistemes d'emmagatzematge com centrals de bombeig. Així les MG ofereixen els tres objectius primordials per a la societat, seguretat en el subministrament, sostenibilitat i eficiència elèctrica (Hossain, Kabalci, Bayindir, & Perez, 2014).

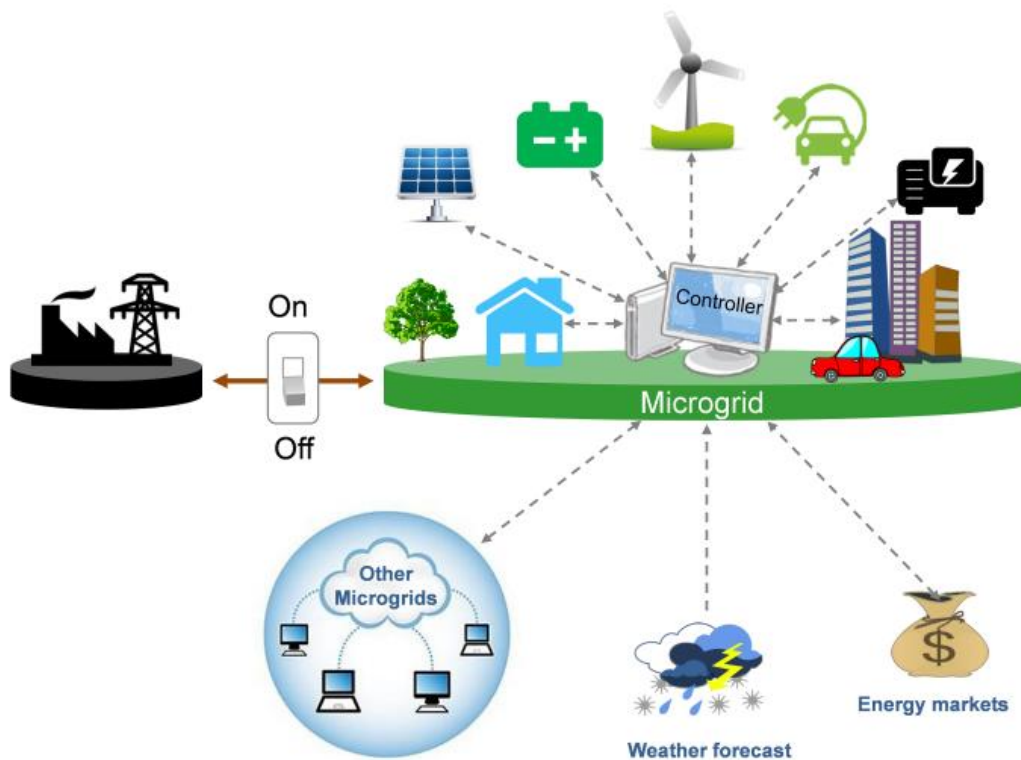


Figura 7: Microgrid. Font: (Berkley Lab, 2019)

Tot i els seus avantatges, la incorporació de recursos energètics distribuïts (DER) en el sector energètic no és senzilla. Requereix d'un bon disseny estructural amb equipament adequat per cada una de les múltiples alternatives possibles per a una bona gestió del sistema. També és necessari determinar les estratègies operacionals del sistema, que vindran donades per les variacions en la demanda energètica dins la *microgrid*. Per tal de fer front a la complexitat del sistema, cal un anàlisi sistemàtic i operatiu que permeti la integració de tots els elements involucrats.

Un mercat competitiu és un entorn beneficiós per a l'exploració de l'activitat de l'ADN per optimitzar l'estratègia d'intercanvi i ofertes. En un mercat de l'electricitat bilateral com l'espanyol, les preses de decisió, com ara l'oferta del volum i el preu poden influir en el preu d'equilibri del mercat. Aquest canvi també pot tenir impactes en l'estratègia d'enviament energètic de la xarxa.

Investigadors arreu del món estan fent esforços per determinar el futur de les MG, fent proves pilot per constatar l'eficiència energètica d'aquests sistemes.

El primer projecte finançat per la UE va ser dut a terme per la *National Technical University of Athens* (NTUA). L'objectiu de l'estudi era evaluar la integració de DERs dins les MG a més de determinar estratègies de control, esquemes de protecció i la interfície de resposta de la xarxa (Hatzargyriou, Asano, Iravani, & Marnay, 2007). Altres implementacions a petita escala també s'han dut a terme al continent, com la Lasbein Microgrid a Espanya, Frielas Feeder a Portugal, CESI Microgrid a Holanda i la Am Steinweg Settlement a Alemanya (Ustun, Ozansoy, & Zayegh, 2011).

La motivació darrere la utilització d'aquest tipus de xarxes és dividir la gran xarxa de transport i distribució en parts més petites i operatives. Les MG poden ser de AC o DC, tot i que la recerca se centra més en proves pilot del tipus AC per la major integració amb el sistema elèctric actual. Si es desitja operar en mode illa, és a dir, desconnectat de la xarxa general, l'acumulació d'energia és indispensable. Són l'equipament encarregat de subministrar energia quan hi ha operacions de manteniment, hi ha hagut una caiguda del sistema central o simplement els estàndards de qualitat de l'electricitat no són estan dins els intervals seleccionats i es prefereix operar independentment (Fathima & Palanisamy, 2015).

El sistema de control d'una MG és una de les peces crucials pel seu correcte funcionament i combinació amb la xarxa elèctrica convencional. La dependència energètica de recursos amb generació intermitent que no poden ser estimats amb la exactitud necessària fa que una micro-xarxa sigui una unitat adaptativa a cada instant i que pugui connectar i desconnectar els DERs mentre opera. D'aquesta manera, amb l'objectiu principal de subministrar la demanda energètica exacta en un moment, la MG ha d'actuar amb els diferents equipaments i controls per assegurar-ho.

## 2.2.2 Sistema de gestió energètica

Els sistemes MG normalment incorporen un sistema de gestió energètica, EMS, que optimitza el funcionament de DERs i sistemes d'acumulació per assolir una eficiència energètica màxima. Aquests dispositius poden treballar de forma centralitzada, CEMS, o de forma descentralitzada, DEMS. En el cas del CEMS, les variables d'entrada són l'estimació de la potència entregada dels generadors no flexibles, estimació de la càrrega local necessària per suplir la demanda, estat de càrrega dels sistemes d'emmagatzematge (*Energy Storage Systems*, ESS), estimació del preu de l'energia de la xarxa principal i els límits operatius de la micro-xarxa (Chowdhury, Chowdhury, & Crossley, 2009). Amb aquestes dades, les funcions de cost de cada DER i els paràmetres de funcionament de la xarxa, el CEMS busca l'estratègia d'operació més eficient.

D'altra banda, el DEMS destaca per tenir un punt de vista més comercial i per ser similar a un mercat energètic independent del tipus diari i on poden estar coordinades més d'una MG. Així, en base a les ofertes de compra i venda enviades a l'operador central del mercat i les necessitats de cada agent, realitza una cassació per determinar l'estratègia de la micro-xarxa per al següent període.

## 2.3 Emmagatzematge energètic

Per tal de dotar les MG de la seguretat en el subministrament i de la flexibilitat operativa per fer front a la canviant demanda energètica calen les tecnologies d'acumulació energètica. Funcionen com a recolzament quan els DERs renovables no donen suficient proveïment d'energia i s'ha de dotar la xarxa d'un altre punt d'aprovisionament elèctric.

En la Figura 8 es presenten els principals sistemes d'emmagatzematge energètic:

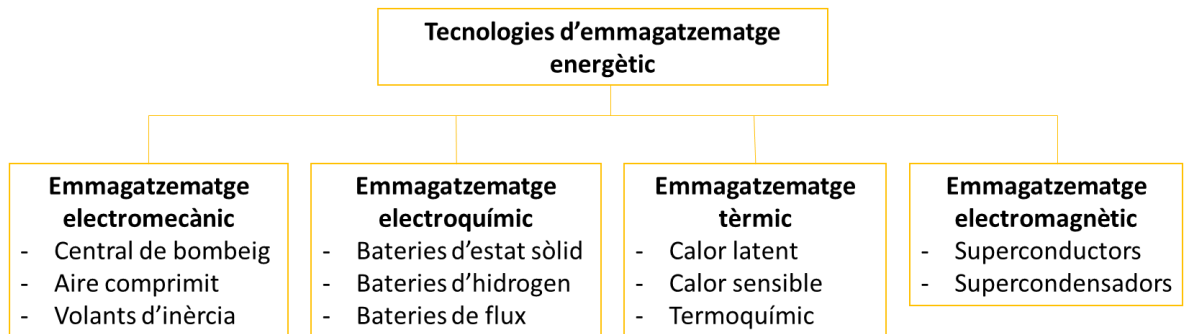


Figura 8: Tecnologies d'emmagatzematge energètic. Font: elaboració pròpia en base a (Almagro Cabrera, 2012), (Das & Kumar, 2018) i (Zubi, Dufo-López, Carvalho, & Pasaoglu, 2018).

El present treball se centra en les tecnologies basades en bateries d'estat sòlid, per ser aquestes les que s'adapten millor a les característiques del sistema estudiat.

### 2.3.1 Emmagatzematge electromecànic

Aquestes tecnologies són capaces d'emmagatzemar energia mecànica en forma d'energia cinètica o potencial.

Com a exemple, les centrals de bombeig, que tenen un temps d'activació de pocs segons, ofereixen potències i energies de l'ordre de  $MW$  i  $MWh$  respectivament. Emmagatzemen energia en forma potencial i basen el seu funcionament en el bombeig d'aigua en les hores de baixa demanda energètica i l'aprofitament d'aquesta energia per fer girar turbines a grans velocitats i convertir el moviment en electricitat en les hores amb més càrrega. És la forma d'emmagatzemar que té més pes en el total de capacitat instal·lat, amb un 96% i un total aproximat de  $169 GW$  (Ralon, Taylor, & Ilas, 2017).

L'acumulació en aire comprimit contribueix en un 0,9% de la capacitat total instal·lada,  $1.6 GW$ . L'aire s'envia sota pressió a un tanc subterrani en els moments de baixa demanda i s'expandeix fent girar una turbina que deriva a generador elèctric quan es requereix. Només hi ha dues plantes de generació a gran escala al món, una situada a Alabama, Estats Units i l'altra a Huntorf, Alemanya (Cárdenas et al., 2017).

### 2.3.2 Emmagatzematge electroquímic, bateries ió liti

Hi ha una potència instal·lada de  $1,9 GW$ , que constitueix un 1,1% de la capacitat total (Energy Storage Association, 2019).

Estan basades en la transformació de l'energia química de les cel·les electroquímiques en energia elèctrica. El flux d'electrons entre els dos terminals, càtode i ànode crea una diferència de tensió en funció de l'estat de càrrega de la bateria (Energy Storage Association, 2019).

Els dos grans grups de bateries són les de flux i les d'estat sòlid, ambdues basen el seu principi de funcionament en reaccions d'oxidació reducció.

L'estudi se centra en les bateries d'estat sòlid, més concretament en les de ió liti per l'adaptabilitat que mostren a la càrrega del model i s'usen en conjunció amb DERs com turbines de vent i instal·lacions fotovoltaïques (Das & Kumar, 2018).

Aquest tipus de bateries són conegudes per el seu ús en *smartphones*, *tablets* i ordinadors portàtils. Tot i això, també són protagonistes en el desenvolupament cap a un model energètic més sostenible. S'usen com a sistemes d'acumulació energètica en transport elèctric, satèl·lits, aviació i tenen el potencial de ser usades com a DERs en MG connectades a la xarxa principal i/o en mode illa.

Donat que la tendència en l'ús de bateries ió liti ve formada per la transició energètica cap a un mix menys intensiu en carbó, un impacte ambiental baix és vital per l'èxit d'aquesta tecnologia. Així, cal un anàlisi del cicle de vida d'aquest tipus de bateria per tal d'avaluar el balanç de contaminació global. Segons (Ellingsen et al., 2014) s'emeten aproximadament  $100 \text{ kg CO}_2 - eq$  cada  $kWh$  de capacitat de bateria, considerant una profunditat de descàrrega del 85% i una vida útil de 2000 cicles. Per tant, com molts altres estudis han conclòs, com (Peters, Baumann, Zimmermann, Braun, & Weil, 2017) i (Stamp, Lang, & Wäger, 2012), aquestes emissions específiques tenen un pes menor en comparació amb les emissions si es mantenen el mix de generació actual.

De totes maneres, cal identificar el major problema al que s'exposa una possible extensió de l'ús de bateries ió liti, el reciclatge d'aquests materials. Fa falta trobar un model sostenible de reutilització o un mercat de segona mà en el qual es puguin intercanviar bateries de diferents característiques que hagin pogut quedar obsoletes per una aplicació però siguin vàlides per una altra.

#### 2.3.2.1 Models de cost per bateries ió liti

Igual que la generació elèctrica compta amb models de cost, l'emmagatzematge energètic en bateries no té cap mètode estandarditzat per al seu càlcul. És per això que cal estudiar en funcionament de la bateria en cada cas per determinar quin és el cost d'operació i manteniment.

Els models més estesos fins al moment són el LCOS (*Levelized Cost Of Storage*), versió del cost de generació LCOE (*Levelized Cost Of Energy*). Aquest cost es podria definir com "el preu fictici de l'electricitat durant la descàrrega necessari per què es retorni el cost d'inversió al final de la vida útil del sistema d'acumulació" (Belderbos, Delarue, Kessels, & D'haeseleer, 2017).

Així doncs, la fórmula usada per calcular aquest preu per *kWh* és (Larsson & Börjesson, 2018):

$$LCOS = \frac{CAPEX + O\&M \cdot \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+r)^n} - \frac{v_{res}}{(1+r)^{N+1}}}{c \cdot DoD \cdot RC \cdot \sum_{n=1}^N \frac{1 - DEG \cdot n}{(1+r)^n}} + \frac{p_{elec}}{\eta}$$

On,

*CAPEX* és el cost de capital de la inversió.

*O&M* és el cost d'operació i manteniment del sistema.

*DoD* és la profunditat de descarrega de la bateria.

*c* és el nombre de cicles per any.

*RC* és la capacitat nominal.

*DEG* és la degradació anual mitjana.

*N* és la vida útil del sistema.

*r* és l'interès aplicat.

*p<sub>elec</sub>* és el cost de carregar.

*η* és l'eficiència global de la bateria.

*v<sub>res</sub>* és el valor residual de l'equipament.

Segons (Larsson & Börjesson, 2018) quan es tracta de sistemes d'acumulació en bateries després del comptador intel·ligent (*Behind The Meter*, BTM) els costos de operació i manteniment i el valor residual s'estima a zero.

Els càlculs en els estudis de (Jülch, 2016) i (Larsson & Börjesson, 2018) determinen un LCOS BTM mitjà de 0,43 \$/kWh sense tenir en compte el preu de compra de l'electricitat. Tot i això, la previsió que es fa per l'any 2030 és de 0,17 \$/kWh.

### 2.3.3 Emmagatzematge tèrmic

L'acumulació energètica tèrmica es pot manifestar de tres formes diferents: calor latent, calor sensible i calor termoquímica. Normalment s'utilitza l'aigua per tenir un dels poder calorífic gran i ser un bé econòmic. Actualment hi ha 3,3 GW de capacitat instal·lada, un 1,9% del total.

#### 2.3.4 Emmagatzematge electromagnètic

L'acumulació electromagnètica en superconductors es basa en l'energia creada per un corrent elèctric que travessa una bobina superconductora. Les temperatures de treball són molt baixes, entre 5 i 70 °K, per tal de reduir les pèrdues i així millorar l'eficiència.

Pel que fa als supercondensadors, l'energia s'emmagatzema en forma de camps electroestàtics en una cel·la.

Aquestes dues tecnologies no estan del tot optimitzades però hi ha línies d'investigació per millorar-les.

## 2.4 Demand response

Fins fa poc temps, la gestió energètica es basava en determinar l'estratègia de generació per igualar-la a la demanda. Amb la introducció de les renovables i la seva incertesa, la càrrega elèctrica variable i els sistemes de gestió energètics es pretén lligar i optimitzar tots els agents implicats en aquest sistema mitjançant els EMS i la *demand response* (DR).

La integració de DERs en una MG permet la gestió voluntària de les càrregues en períodes on aquests generin energia excedent. Posant com a simple exemple la necessitat de posar una rentadora en un moment determinat, en el cas de disposar de planta solar fotovoltaica, es pot programar per tal d'aprofitar les hores de generació i evitar el recàrrec econòmic que suposa fer-ho en hores de demanda pic.

Es pot utilitzar el concepte de DR per millorar el control de grans sistemes de flux, com gas natural, calefacció, aigua, trànsit... El principi es basa en modelar qualsevol perfil agregat que a priori pot semblar fix segmentant per característiques i explorant quins poden oferir variabilitat. En l'estudi realitzat per (Ponocko & Milanovic, 2018) s'ha fet una descomposició de la càrrega elèctrica dividint-la en:

- Controlables
  - o Motors d'inducció monofàsics de parell constant: rentaplats, rentadora, aspirador, assecadora, aire condicionat, calefacció, ventilació...
  - o Motors d'inducció monofàsics de parell quadràtic: congelador, nevera...
  - o Càrregues controlables: dipòsit d'aigua calenta, dutxa elèctrica...
- No controlables
  - o Càrregues no controlables: planxa, forn, vitroceràmica...
  - o Sistemes no controlables: telèfon fix, rellotges, *wifi*, ordinador, televisió, microones...
  - o Il·luminació

D'altra banda, la forma de la corba de demanda energètica es pot veure afectada amb la instal·lació de generació distribuïda i acumulació en bateries. En l'estudi realitzat per (Brinsmead, Graham, Hayward, & Ratnam, 2015) es valora l'impacte que té la bateria en un consumidor sense generació solar. La corba de demanda diürna s'estabilitza mitjançant la gestió de l'EMS i el BMS, que estratègicament carreguen la bateria en hores vall i la descarreguen en hores pic. A més, s'investiga el cas de la integració de PV amb sistema d'emmagatzematge energètic i els resultats són encara més clars, la corba de demanda passa a ser negativa a l'hora de màxima irradiació. La gestió de l'estratègia d'enviament d'energia en aquest cas depèn del cost que tingui generar-la, el cost que suposi emmagatzemar-la i el preu al que es paga exportar-la a la xarxa principal en aquell moment.

Cal fixar-se en els possibles problemes de sincronisme en els que es podria incórrer si aquest sistema s'implanta a un alt percentatge de consumidors. La possibilitat que el perfil de càrrega canviï si no s'adapta el sistema convencional a aquest tipus d'equipaments és real. Si el preu de les hores vall és més baix que la suma del cost de generar i acumular l'electricitat es crea una inversió de les hores pic i les hores vall,



és a dir, el pic de demanda seria durant les hores centrals del dia, quan es carregarien les bateries, i les hores vall serien les hores del vespre i la nit, quan es descarregarien (Métivier, Luchnikov, & Chertkov, 2019).

Així, a l'hora de dissenyar el sistemes de gestió energètics, farà falta tenir en compte la interacció de cada usuari amb la xarxa principal i la interacció entre usuaris. L'estudi realitzat per (Mohsenian-Rad, Wong, Jatskevich, Schober, & Leon-Garcia, 2010) presenta una estratègia de teoria de jocs on cada usuari maximitza el seu benefici tenint en compte les decisions dels altres, el preu de l'electricitat en aquell moment i la seva demanda energètica. L'algoritme de presa de decisió utilitza una tarifa intel·ligent que incentiva la modulació de la demanda en funció del recursos energètics disponibles en aquell instant.

## 2.5 Fotovoltaica i autoconsum

L'energia solar fotovoltaica es pot definir com la tecnologia utilitzada per a l'aprofitament elèctric de l'energia del sol a partir de les cel·les fotovoltaïques. Aquestes transformen la radiació solar directament en electricitat aprofitant les propietats dels materials semiconductors com el silici. Aquests materials tenen la característica que la seva conductivitat varia amb la temperatura.

Les principals avantatges d'aquest tipus d'energia és que no costa diners, és neta i renovable, adaptativa a tot tipus de necessitats i té la capacitat de generar energia arreu del món, fins i tot en zones aïllades. A més, els últims avenços en investigació mostren la ràpida baixada dels seus preus i la millora en el rendiment.

La generació fotovoltaica té un paper important en termes d'autoconsum energètic per a clients finals de la xarxa elèctrica com poden ser càrregues residencials, industrials o fins i tot agrupacions dels anteriors per a fer front a la incessant preocupació de l'esgotament de les energies fòssils.

La facilitat en la instal·lació de les plantes fotovoltaïques i la recent caiguda dels preus per *kWh* ha propiciat l'increment en nombre d'instal·lacions arreu del món (24% entre 2010-2017) i l'inici de moltes línies d'investigació en el sentit d'aquest treball. Vegeu l'evolució del preu als Estats Units a la Figura 9. Aquesta reducció de preus ve donada per les economies d'escala i les millores tecnològiques.

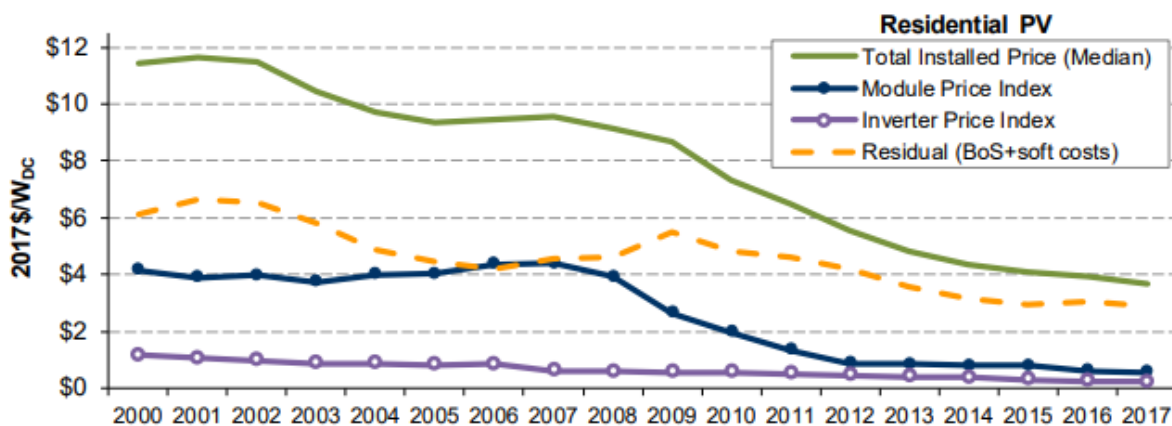


Figura 9: Preu d'instal·lació, per mòdul, per inversor, costos residuals per PV residencial. Font: (Barbose, Darghouth, Lacomme, Millstein, & Rand, 2018)

El mercat d'instal·lació fotovoltaica l'any 2018 als països de la UE28 va ser de 8 GW i la capacitat acumulada al mateix any era de 122,6 GW. Durant l'any 2017, la generació total de PV va ser de 120 TWh, un 3,6% del total. La major part de la producció de mòduls és en base al silici, un 95%. Actualment la Xina i Taiwan tenen el lideratge en fabricació de plaques amb un 70% del mercat (Vegeu Figura 10). Les tendències en producció assenyalen que la tecnologia més usada actualment és la monocristal·lina basada en silici, l'any 2017 va ser un 95% del total fabricat (Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019).

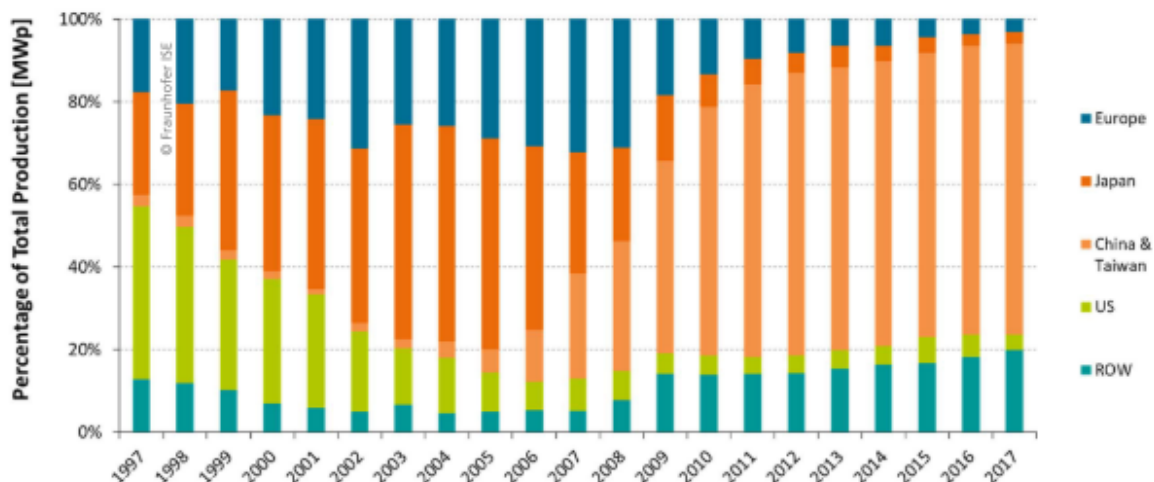


Figura 10: Quota de producció de mòduls. Font: (Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019)

En termes d'eficiència, el rècord en condicions òptimes de laboratori ha estat 26,7% pel tipus monocristal·lí. De totes maneres, la mitjana comercial està en un 17%.

Als països del sud d'Europa el retorn energètic dels sistemes de generació fotovoltaica és menor a un any. Això vol dir que si s'assumeix una vida útil de 20 anys, aquest tipus de tecnologia genera més de vint vegades l'energia necessària per produir-la.

Pel que fa als inversors, actualment hi ha una eficiència al mercat que oscil·la el 98%. La quota de mercat dels inversors per *string* (cadena de mòduls) és del 52%, del 44% per inversors centralitzats (per instal·lacions més grans de 150 *kWp*) i del 4% per micro-inversors utilitzats en cada mòdul (Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019).

La baixada de preus en instal·lació d'aquest tipus de generació ha propiciat la gran reducció del LCOE, tant per inversions petites ( $> 15 \text{ kWp}$ ) com grans ( $\approx 150 \text{ kWp}$ ). L'any 2018 el preu en localitzacions amb irradiacions de  $1450 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{any}}$  (nord d'Espanya) per instal·lacions petites està entre els 0,07 – 0,085 €/kWh, més baix que el preu de l'electricitat en hores vall (Kost, Shammugam, Jülch, Nguyen, & Schlegl, 2018).

Les prediccions per l'any 2035 són d'entre 0,04 – 0,06 €/kWh.

## 2.6 Control de freqüència

Partint de la base que una planta de generació no acumula energia elèctrica i que per tant, tota l'energia generada s'ha de consumir en el mateix instant, la variació de freqüència és un bon indicador per avaluar l'ajustament d'aquest balanç. Les centrals de generació renovable produeixen potències amb una gran variabilitat, que indueixen a canvis en la freqüència nominal d'operació.

Quan es crea un augment sobtat de la demanda i la generació no és capaç de cobrir-la es requereix d'un sistema que actuï en conseqüència, l'anomenat control de freqüència-potència, que ha d'aconseguir a temps real:

- Mantenir l'equilibri entre generació i demanda.
- Mantenir la freqüència de referència del sistema (50 Hz en el cas d'Espanya).
- Complir amb l'intercanvi d'energia de les diferents àrees interconnectades.
- Mantenir suficient energia de reserva.

Aquesta energia de reserva ve donada pels generadors que participen en la regulació de la freqüència del sistema, determinat per la legislació espanyola (Ministerio de Industria Energía y Turismo, 2015) i (Ministerio de Industria y Energía, 1988).

El control de freqüència i potència activa (*Load Frequency Control*, LFC) ha guanyat importància amb la liberalització del mercat elèctric, la integració de DEGs i la interconnexió i el creixement de les xarxes a nivell global. Es divideix en dos llaços de control:

- Control primari: el més ràpid, té un temps de resposta d'entre 2 i 20 segons. Els generadors participants estan equipats amb governadors que responen a canvis en la demanda i actuen proporcionalment sobre la força motriu que els regeix.
- Control secundari: sobre el control primari actua de forma retardada el control secundari, que té un temps de resposta d'entre 20 segons i 2 minuts i pretén eliminar l'error permanent en la freqüència variant la potència de referència del generador mitjançant un llaç de control integral.

En el present treball es realitza un estudi de la resposta freqüencial d'un model de variació de demanda amb control primari i secundari que pretén il·lustrar el funcionament d'aquests tipus de sistemes i la seva integració amb la resta de l'equipament present en les xarxes elèctriques.

## 2.7 Models de negoci dins el sector energètic

L'evolució tecnològica del sector energètic ha propiciat la fragmentació de la seva cadena de valor cap a una organització més centralitzada. El model tradicional, amb una integració vertical forta des de la generació fins la distribució ha donat pas a nous entrants en diferents punts d'aquesta cadena. A la Figura 11 s'emmarquen els diferents models de negoci dins l'estructura del sector (Taminiau, Banks, Bleviss, & Byrne, 2019).

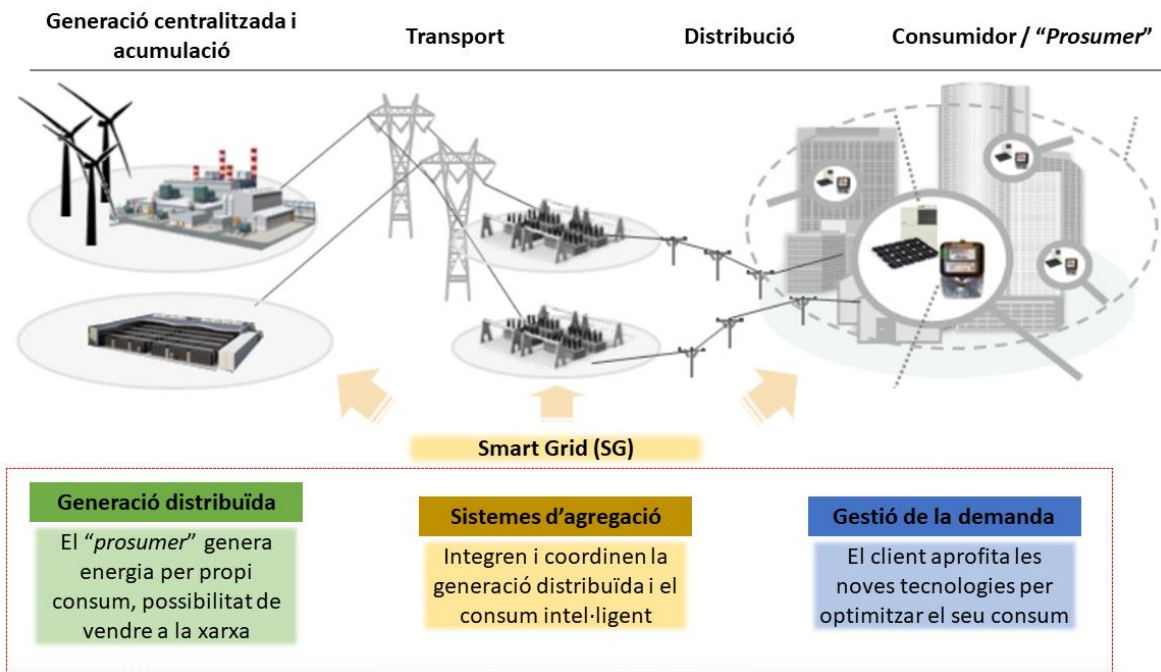


Figura 11: Models de negoci en la cadena de valor del sector energètic. Font: (SESLab, 2015)

### 2.7.1 Generació distribuïda

Els models de generació distribuïda són agrupacions de *Distributed Energy Generation* (DEG) que permeten la generació en localitzacions properes al consum. Aquests permeten una millora substancial en l'eficiència de la generació i el transport de l'electricitat. Dins d'aquesta categoria trobem models com el lloguer d'espais dins de granges de generació, on el sistema pertany a l'inversor i al consumidor; *leasing* d'equipaments o acords de compra energètics més econòmics que la comercialitzadora. En el cas del *leasing* i dels acords de compra, el propietari de la generació és només l'inversor mentre que els clients fan un pagament per l'ús dels seus serveis.

Tant els preus d'instal·lació com el LCOE per les plantes fotovoltaïques i altres renovables es redueix substancialment quan es tracta d'inversions a gran escala (*utilities*). Avui en dia els estudis apunten un preu d'entre 0,04 – 0,07 €/kWh i les previsions per l'any 2035 són de 0,02 – 0,04 €/kWh. Donats els preus actuals de l'electricitat, les empreses que se centrin en aquests nínxols de mercat tindran marges de maniobra prou amplis per negociar acords de compra energètics beneficiosos per ambdues parts (Kost et al., 2018).

### 2.7.2 Sistemes d'agregació

En els models d'agregació trobem el nexa entre la generació i la demanda, inclouen tant generació distribuïda com control de la demanda. La DEG agregada pot oferir serveis de flexibilitat a les xarxes de distribució utilitzant sistemes d'emmagatzematge i fent una previsió de la fluctuació demanda agregada dels seus clients. Els sistemes d'emmagatzematge poden ser propietat de l'agregador o bé es pot gestionar l'acumulació de cada càrrega individualment mitjançant DEMS (Vegeu punt 2.2.2). L'equipament de xarxes amb tecnologies d'aquesta mena permetran fer una millora en la previsió de la demanda agregada per part de les comercialitzadores (UdG et al., 2018).

Una *Virtual Power Plant* (VPP) és un clar exemple del nexa, ja que inclou fonts de generació agregades i ajusta l'aportació energètica a la xarxa en funció de la demanda. Una MG actua a nivell local i, tal com s'ha explicat en el punt 2.2, gestiona de manera integral el sistema per tal d'arribar a igualar l'oferta amb la demanda.

La figura de l'agregador es pot definir com un agent independent del mercat elèctric que, des del coneixement de la tecnologia i el seu ús, aporta beneficis addicionals al consumidor que serien inaccessibles a escala reduïda.

### 2.7.3 Gestió de la demanda

De la mateixa manera, el final de la cadena de valor del sector energètic té nínxols de mercat per explotar com serveis de gestió energètica i *demand response*. En el primer cas, el concepte es basa en delegar el consum elèctric a un sistema intel·ligent que pot ser gestionat de manera remota des d'una empresa o bé des d'un dispositiu situat al mateix emplaçament on té lloc el consum. Per altra banda, la DR consisteix en donar al client una contraprestació econòmica per interrompre el seu consum en determinats moments per equilibrar el consum i la generació o evitar una sobrecàrrega de xarxa.

## 2.8 Optimització

### 2.8.1 Tècniques d'optimització

La investigació operativa és la disciplina que aplica el mètode científic per la millora de l'efectivitat en decisions, gestió i operacions. Així, es construeix un model del sistema a estudiar que permeti preveure i comparar resultats de diferents escenaris, estratègies, decisions...

Optimització és el terme que s'usa per fer referència al procés de cerca i troballa de la "millor" solució entre un conjunt d'alternatives anomenades com a "espai factible". Aquesta solució és l'òptim global (mínim o màxim) de la resposta d'un sistema, modelada matemàticament mitjançant la funció objectiu, un indicador numèric del tipus "cost", "producció", "benefici", etc. (Castillo, Conejo, Pedregal, García, & Alguacil, 2002)

En general,, un model consta de tres actors principals:

- Funció objectiu (FO): és la l'expressió que permet el càlcul quantitatiu del funcionament del sistema a optimitzar. Com a exemples es pot fer esment de la minimització del cost variable d'operació d'un sistema elèctric, la minimització d'un recorregut, la maximització de beneficis, la minimització de l'ús d'un material per la fabricació d'un producte...
- Variables: és la representació matemàtica de les decisions que es poden prendre i que afecten a la funció objectiu. Es classifiquen en *independents* o *dependents*. En el supòsit d'un sistema elèctric, serà el flux de potència que circula per les línies o la producció de les plantes de generació. En el cas d'un recorregut, seran les direccions escollides. Per als beneficis, la quantitat de cada producte fabricat, el seu preu i les unitats venudes.
- Restriccions: representen les relacions entre variables i les condicions que s'ha de satisfer. En referència als exemples anteriors, la potència mínima i màxima de generació, el límit de transport de les línies, la velocitat màxima d'un vehicle, la capacitat de producció d'un producte, etc.

Resoldre un problema d'optimització consisteix en trobar el valor que ha de prendre les variables per fer que la funció objectiu sigui òptima respectant el compliment de les restriccions.

Hi ha diferents categories de problemes d'optimització:

- Clàssics: optimització lineal, no lineal, lineal entera mixta, dinàmica, estocàstica... Aquests mètodes troben un òptim local garantit.
- Meta heurístics: algorismes evolutius (genètics), *simulated annealing*, cerques heurístiques, multi-objectiu, etc. D'altra banda, aquests cerquen un òptim global però no garanteixen la seva determinació exacta. El seu funcionament es basa en algorismes que realitzen una sèrie de passos anomenats iteracions que cerquen la millor solució al problema.

Vegeu a la Taula 3 les característiques de les dues categories d'optimització:

Taula 3: Comparació entre els mètodes d'optimització. Font: (Correa, Begambre, & Carrillo, 2011)

CLÀSSICS	META-HEURÍSTICS
Solucions locals	Solucions globals
Càlcul de derivades necessari	Càlcul de derivades no necessari
Depenen del punt inicial	No depenen del punt inicial
Amb restriccions de continuïtat i/o convexitat	Sense restriccions de continuïtat i/o convexitat
Major sensibilitat en l'error	Menor sensibilitat en l'error
Menor nombre d'avaluacions de la FO	Major nombre d'avaluacions de la FO
Complexitat dependent del problema	Programació basada en operacions senzilles
Basat en regles matemàtiques	Basat en regles heurístiques

### 2.8.2 Mètodes heurístics

El present treball se centra en els mètodes heurístics per ser els que més s'ajusten a les característiques del model estudiat. Altres investigacions en aquesta línia s'han dut a terme en els últims anys: com (Babacan, Ratnam, Disfani, & Kleissl, 2017), que desenvolupaven una optimització convexa (CO) per a la determinació de la càrrega i descàrrega d'un equipament d'acumulació energètica; (Das & Kumar, 2018) optimitza el dimensionament del ESS per a minimitzar el cost del sistema; (Ren, Gao, & Ruan, 2009) crea un model de minimització de cost energètic anual escollint la dimensió del sistema de generació que més s'adapti a les necessitats dels clients; (Ranaweera & Midtgård, 2016) optimitzen el cost d'operació d'un sistema de generació i acumulació connectat a la xarxa de distribució; (Fathima & Palanisamy, 2015) fan referència als mètodes d'optimització més utilitzats per la optimització de sistemes energètics de potència i una avaluació de avantatges i inconvenients i (Zhao, Si, & Wang, 2016) que accentuen el benefici mediambiental i l'estalvi energètic amb la utilització d'estratègies d'optimització per les ADNs.

Com s'ha dit, l'estructura de funcionament dels mètodes heurístics és una sèrie d'accions i evolucions del problema per avaluar el canvi de la FO respecte l'anterior iteració.

En el cas dels algorismes genètics (GA) els passos a seguir són els il·lustrats esquemàticament a la Figura 12.



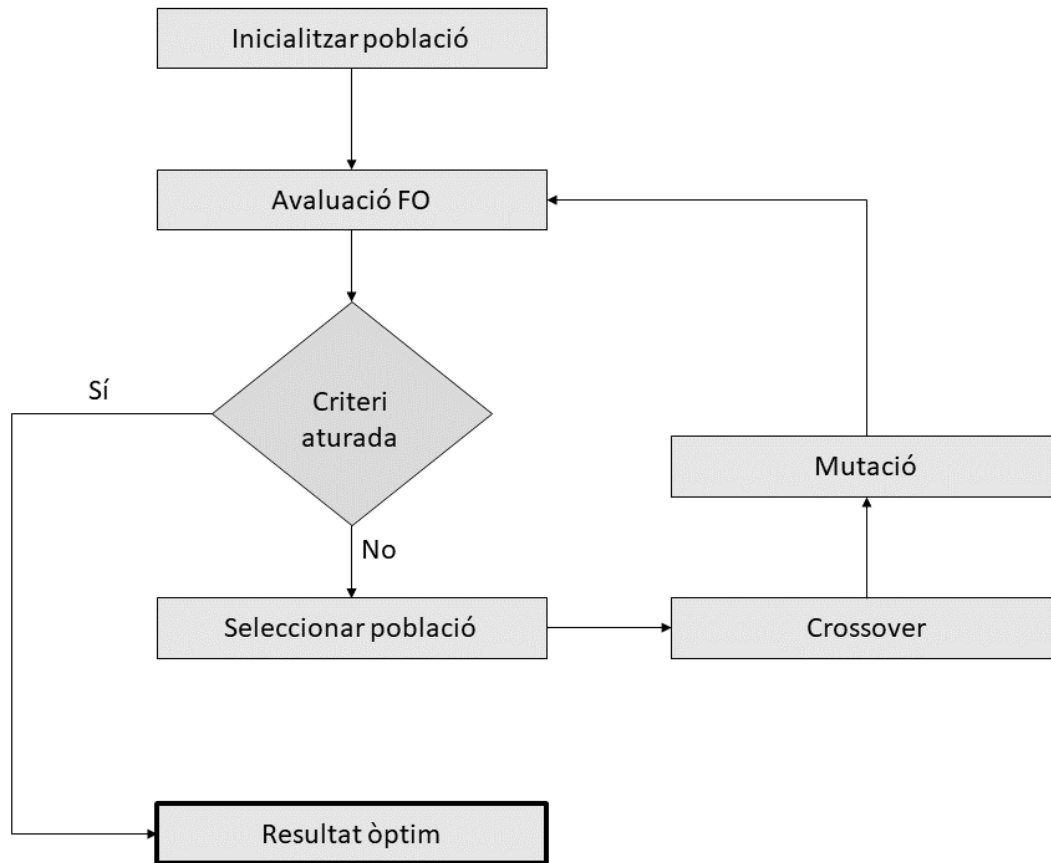


Figura 12: Estructura de decisió d'un GA.

Els algorismes genètics són simulacions que ajuden a determinar de manera probabilística l'optimització de qualsevol problema en base als principis de l'evolució (Bodenhofer & Ai, 2014).

La selecció és el mecanisme pel qual s'escull quins individus passen a reproduir-se tenint en compte el seu ajustament amb la FO.

El crossover és el procés de fusionar la informació genètica de dos individus; dos bons pares produeixen un bon fill.

La mutació és la modificació probabilística de la informació d'un grup d'individus. Aquesta modificació ajuda a preservar la diversitat genètica i, per tant, la possible troballa d'un nou òptim millor que l'anterior.

El criteri d'aturada d'un algorisme genètic pot donar-se per diferents característiques com el temps de càlcul, la variació mitjana de la funció objectiu, el màxim nombre de generacions (iteracions), etc. (MATLAB & Simulink, 2019)

Així doncs, aquest tipus d'algorisme de decisió és l'escollit per determinar el funcionament òptim del sistema modelat en el capítol 3 Metodologia.



### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Definició del problema

El model tracta d'optimitzar el flux de potència per tal de minimitzar el cost anual d'operació de la planta i alhora el cost energètic dels clients.

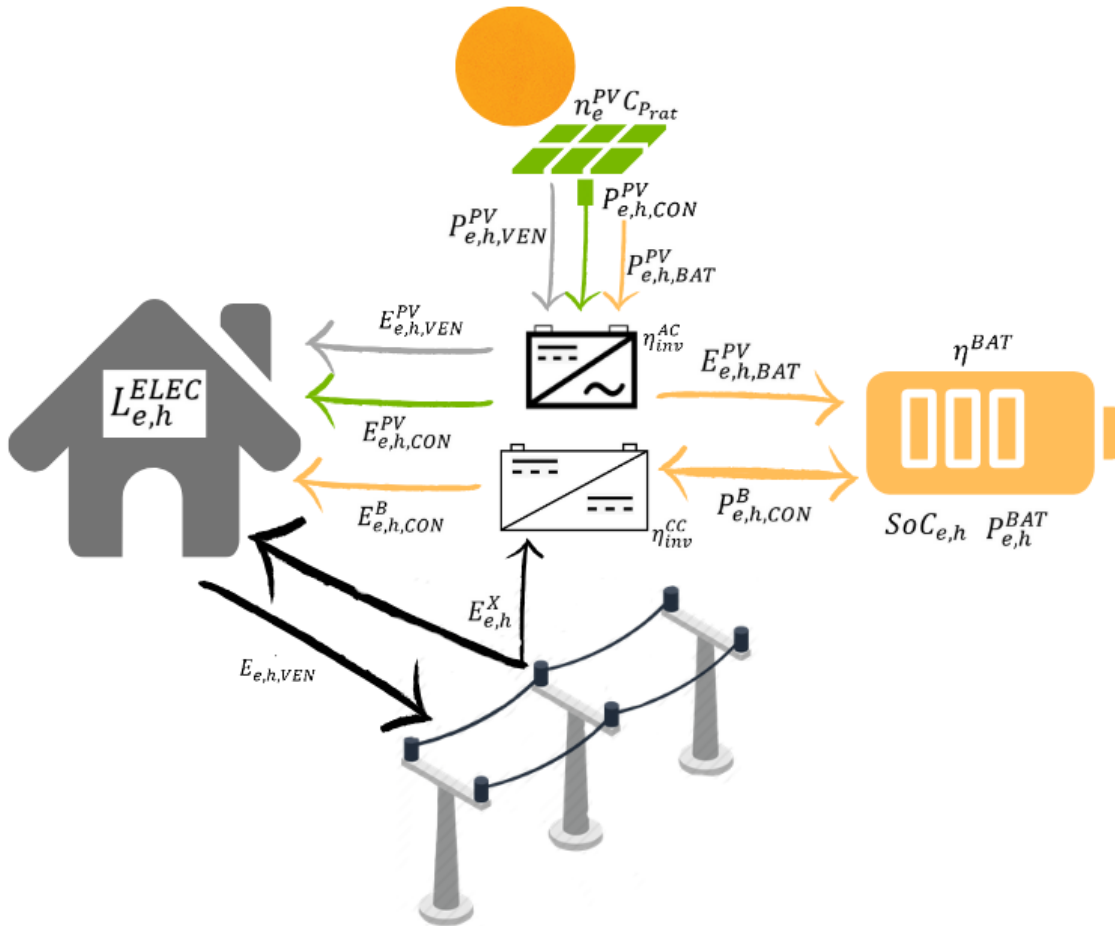


Figura 13: Diagrama de flux model a optimitzar. Font: Elaboració pròpia.

Per flux de potència s'entén l'energia intercanviada entre els diferents actors que participen en el model il·lustrat a la Figura 13.

La càrrega agregada, representada per  $L_{e,h}^{ELEC}$ , és l'energia necessària per satisfer les preferències de consum dels clients.

La xarxa elèctrica de distribució ofereix el servei de venda i compra d'energia en tot moment en funció de les necessitats dels clients,  $L_{e,h}^{ELEC}$ .

Les plaques solars fotovoltaïques, durant les hores centrals del dia, generen energia elèctrica que es pot usar per autoconsum, és a dir, per fer front a la càrrega dels clients; per carregar la bateria o bé per vendre-la a la xarxa de distribució a canvi d'una

contraprestació econòmica aplicada en forma de compensació a la factura elèctrica de la comercialitzadora.

El sistema d'acumulació energètic, la bateria, és un equipament que permet donar flexibilitat en el consum energètic ja que té la capacitat d'emmagatzemar energia en un moment donat i cedir aquesta energia en un altre.

El cost calculat es basa en l'amortització anual de l'equipament instal·lat, l'operació i el manteniment del mateix, la regularització del sistema amb la companyia elèctrica i l'administració pública i el corresponent cost energètic del consum realitzat.

### 3.1.1 Hipòtesis

El present estudi assumeix un perfil de consum elèctric diari per cada estació de l'any amb intervals de una hora, vegeu Figura 14. S'ha calculat la mitjana de l'agregació del consum realitzat l'any 2017 en la xarxa estudiada en base a les dades obtingudes des de Estabanell Energia i s'ha segmentat en funció de si aquesta demanda energètica s'ha produït durant l'estiu o l'hivern. Així, el model utilitza aquestes dades per a la determinació de la funció cost.

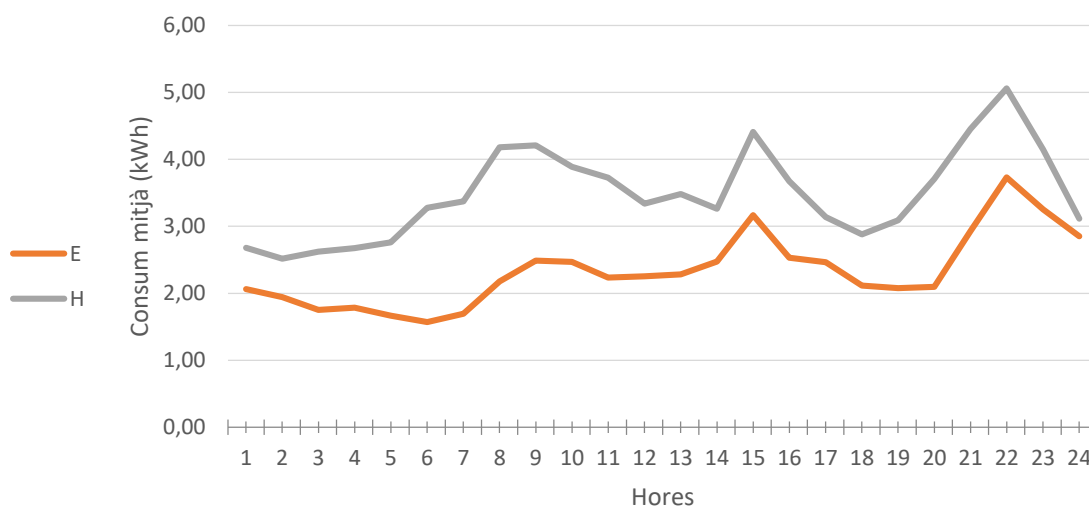


Figura 14: Perfil consum elèctric agregat

Es coneix la diferència entre  $kW$  i  $kWh$ , tot i això, donat període mostral, a efectes de càlcul, es prendran com a valors numèrics indiferents.

La durada de les dues estacions plantejades és, segons calendari elèctric nacional, 217 dies d'estiu i 147 d'hivern.

### 3.2 Tractament de dades

S'ha obtingut dades de fonts tant primàries com secundàries. Les fonts primàries han estat l'empresa Estabanell Energia i el grup d'investigació de la Universitat de Girona, eXiT Resolvd. S'han proporcionat els perfils de consum, les tarifes de l'electricitat i les dades meteorològiques de la localització de la planta i de la línia de distribució. Les dades de fonts secundàries s'han obtingut de diferents articles científics, informes tècnics, pàgines web, bases de dades nacionals i internacionals, etc.

### 3.3 Definició de la funció objectiu

#### 3.3.1 Funció objectiu

$$\text{mi n}\{CRF^{PV} \cdot C_{INV}^{PV} + CRF^B \cdot C_{INV}^B + C_{OM}^{PV} + C_{OM}^B + C_{TAX} + C_{INST} + C_C^X - I_{VEN}^X\}$$

On,

$$CRF^x = \frac{r \cdot (1+r)^{n^x}}{(1+r)^{n^x} - 1}$$

$CRF^x = \frac{r \cdot (1+r)^{n^x}}{(1+r)^{n^x} - 1}$  calcula el cost anual mitjançant la fórmula del factor de recuperació de capital.

$r$  és l'interès mitjà de retorn de capital de l'any 2017.

$n^x$  és la vida útil de l'equipament usat en la instal·lació, en aquest cas, la planta fotovoltaica i el sistema d'emmagatzematge en bateria.

Aquesta funció està basada en un estudi similar realitzat a Grècia (Mehler, Sarimveis, Markatos, & Papageorgiou, 2013).

Taula 4: Paràmetres referents al cost del capital.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$r$	-	0,03	(Jefatura Del Estado, 2017)
$n^{PV}$	Anys	25	(Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019)
$n^B$	Anys	15	(Zubi et al., 2018)

Així doncs, amb dades de la Taula 4, es calcula el  $CRF$  per cada equipament i es mostra a la Taula 5.

Taula 5: Dades dels paràmetres de l'inversió de capital.

$CRF^{PV}$	$CRF^B$
0,057	0,084

### 3.3.2 Compra Energia

$$C_c^X = \sum_e \sum_h (d_e \cdot P_{e,h}^{EL} \cdot E_{e,h}^X) + \sum_e d_e \cdot P_{POT} \cdot P^X$$

On,

$C_c^X$  és el cost anual de compra d'energia per part dels nou clients estudiats, en €.

$d_e$  és el nombre de dies en cada estació de l'any. En aquest estudi s'assumeixen dues estacions, estiu i hivern, i els dies de canvi d'estació coincideixen amb els dies de canvi horari de l'any 2017.

$P_{e,h}^{EL}$  és el preu de l'electricitat comprat a la comercialitzadora en l'estació  $e$  i hora  $h$ , en  $\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{dia}}$ . Vegeu annex A.1.

$E_{e,h}^X$  és el consum elèctric agregat dels nou clients en l'estació  $e$  i l'hora  $h$ , en  $kW$ .

$P_{POT}$  és el preu de la potència contractada a la companyia, en  $\text{€/kW}$ . Vegeu annex A.1.

$P^X$  és la potència contractada agregada dels nou clients, constant tot l'any, 73,05  $kW$ .

### 3.3.3 Ingress Energia

$$I_{VEN}^X = \sum_e \sum_h (d_e \cdot P_{VEN}^X \cdot E_{VEN,e,h})$$

On,

$I_{VEN}^X$  és l'ingrés equivalent a vendre l'energia elèctrica excedent a la xarxa de distribució, en €.

$P_{VEN}^X$  és el preu de venda a la xarxa de l'energia elèctrica sobrant, en  $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ . Vegeu A.2 Preus venda al mercat de l'endemà.

$E_{VEN,e,h}^{PV}$  és l'energia que es ven a la xarxa de distribució a canvi del preu estipulat  $P_{VEN}^X$ , en  $kWh$ .

### 3.3.4 Taxes

$$C_{TAX} = \left[ \sum_e \sum_h (d_e \cdot P_{e,h}^{EL} \cdot E_{e,h}^X) + \sum_e d_e \cdot P_{POT} \cdot P^X \right] \cdot [IVA + I_{EL}]$$

On,

$C_{TAX}$  és el cost de les taxes a pagar respecte el total consumit d'energia elèctrica.

*IVA* és l'impost sobre el valor afegit, un 21% a Espanya.

$I_{EL}$  és l'impost sobre l'electricitat. Un 4,864% a Espanya que queda multiplicat per la base imposable, un 1,05113, és a dir, un impost equivalent sobre el preu a pagar pels termes d'energia consumida i potència contractada de 5,1127% (TarifasGasLuz, 2019).

### 3.3.5 Fotovoltaica

#### 3.3.5.1 Cost inversió

$$C_{INV}^{PV} = C_{P_{rat}} \cdot C_C^{PV} \cdot A^{PV}$$

On,

$C_{INV}^{PV}$  és el cost d'inversió de la planta fotovoltaica, tenint en compte els diferents equipaments addicionals, com el cablejat, inversor, la instal·lació, etc. En €.

$C_{P_{rat}}$  és la capacitat nominal del sistema, en  $\frac{kWp}{m^2}$ .

$C_C^{PV}$  és el cost de capital de la planta fotovoltaica, tenint en compte la globalitat del sistema, en  $\frac{€}{kW}$ .

$A^{PV}$  és l'àrea disponible de panells fotovoltaics, en  $m^2$ .

A la Taula 6 es presenten els valors pels paràmetres anteriorment descrits.

Taula 6: Valors paràmetres cost capital planta solar fotovoltaica

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$C_{P_{rat}}$	$[kWp/m^2]$	0,15	(Ren et al., 2009)
$C_C^{PV}$	$[€/kWp]$	1238,88	(Barbose et al., 2018)
$A^{PV}$	$[m^2]$	70	-

### 3.3.5.2 Cost operació i manteniment

$$C_{OM}^{PV} = C_{P_{rat}} \cdot C_{OM, FIX}^{PV} \cdot A^{PV} + \sum_e \sum_h d_e \cdot C_{OM, VAR}^{PV} \cdot (P_{e,h, CON}^{PV} + P_{e,h, VEN}^{PV} + P_{e,h, BAT}^{PV})$$

On,

$C_{OM}^{PV}$  és el cost anual d'operació i manteniment de la planta fotovoltaica, en €.

$C_{OM, FIX}^{PV}$  és el cost anual fix d'operació i manteniment, que no depèn de l'ús de la planta, en  $\frac{\text{€}}{\text{kWp} \cdot \text{any}}$ .

$C_{OM, VAR}^{PV}$  és el cost variable proporcional a l'ús que es fa de la planta fotovoltaica, en €/kWh.

$P_{e,h, CON}^{PV}$  és l'energia de la generació fotovoltaica que s'usa per la càrrega associada, en kWh.

$P_{e,h, BAT}^{PV}$  és l'energia generada per el sistema fotovoltaic que s'envia a la bateria.

Taula 7: Paràmetres operació i manteniment planta fotovoltaica.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$C_{OM, FIX}^{PV}$	[€/kW]	30	(Kost et al., 2018)
$C_{OM, VAR}^{PV}$	[€/kW]	0	(Kost et al., 2018)

### 3.3.6 Bateries

#### 3.3.6.1 Cost inversió

$$C_{INV}^B = C_C^B \cdot S^B$$

On,

$C_{INV}^B$  és el cost d'inversió per l'equipament del sistema amb bateries d'acumulació energètica, incloent costos d'instal·lació, inversors, etc. En €.

$C_C^B$  és el cost de capital del sistema de bateries, tenint en compte la instal·lació global, en €/kWh.

$S^B$  és l'emmagatzematge nominal de la bateria instal·lada, en kWh.



Taula 8: Paràmetres cost del capital bateria.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$C_C^B$	[€/kWh]	890	(Kost et al., 2018)
$S^B$	[kWh]	30	-

3.3.6.2 Cost operació i manteniment

$$C_{OM}^B = C_{OM, FIX}^B \cdot S^B + \sum_e \sum_h d_e \cdot C_{OM, VAR}^B \cdot P_{e,h, CON}^B$$

On,

$C_{OM}^B$  és el cost anual d'operació i manteniment del sistema d'emmagatzematge, en €.

$C_{OM, FIX}^B$  és el cost anual fix d'operació i manteniment, que no depèn de l'ús de l'equip, en  $\frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{any}}$ .

$C_{OM, VAR}^B$  és el cost variable proporcional a l'ús que es fa de la bateria, en €/kWh.

$P_{e,h, CON}^B$  és l'energia de la bateria que s'usa per la càrrega associada, en kWh.

Taula 9: Paràmetres sistema d'emmagatzematge.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$C_{OM, FIX}^B$	[€/kWh]	8,9	(Pawel, 2014)
$C_{OM, VAR}^B$	[€/kWh]	0	(Lazard, 2018)

3.3.6.3 Estat de càrrega

$$SoC_{e,h} = SoC_{e,h-1} + P_{e,h}^{BAT} / S^B$$

On,

$SoC_{e,h}$  és el nivell de càrrega de la bateria, en tant per u.

$P_{e,h}^{BAT}$  és la càrrega/descàrrega suportada per la bateria durant un període de temps d'una hora, en kWh. Serà positiu o negatiu en funció de si es carrega o descarrega, respectivament.

### 3.3.7 Instal·lació del sistema

$C_{INST}$  és el cost de regularització del sistema, tràmits amb la companyia elèctrica i l'administració, en €. Va en funció de la potència del comptador de sortida cap a la xarxa, per potències entre 10 – 100  $kWp$  costa 260€ + IVA = 314,6€ (Red Eléctrica de España, 2019).

## 3.4 Definició de les restriccions

### 3.4.1 Balanç consum-generació

$$L_{e,h}^{ELEC} = E_{e,h}^X + E_{e,h,CON}^{PV} + E_{e,h,CON}^B - E_{VEN,e,h}$$

On,

$L_{e,h}^{ELEC}$  és el perfil de consum d'electricitat de la Figura 14. Es poden veure els valors de consum energètic a l'annex A.3 Perfils de consum energètic agregat.

$E_{e,h,CON}^{PV}$  és l'energia que arriba des de la planta fotovoltaica, després de passar per l'inversor, per satisfer la demanda de càrrega elèctrica, en  $kWh$ .

$E_{e,h,CON}^B$  és l'energia que arriba des de la bateria, després de passar per l'inversor, per satisfer la demanda de càrrega elèctrica, en  $kWh$ .

### 3.4.2 Generació PV

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{e,h,CON}^{PV} + P_{e,h,VEN}^{PV} + P_{e,h,BAT}^{PV} \leq I_{t_e,h} \cdot n_e^{PV} \cdot PR \cdot A^{PV} \\ 0 \leq P_{e,h,CON}^{PV} + P_{e,h,VEN}^{PV} + P_{e,h,BAT}^{PV} \leq C_{Prat} \cdot A^{PV} \end{array} \right\}$$

On,

$P_{e,h,VEN}^{PV}$  és la generació de la planta fotovoltaica que es destina a vendre a la xarxa, abans de passar per l'inversor, en  $kWh$ .

$I_{t_e,h}$  és la irradiació horitzontal mitjana per hora i estació de la localització de la planta fotovoltaica, en  $\frac{kW}{m^2}$ . Vegeu annex A.4 Dades irradiació solar horitzontal.

$PR$  és el *performance ratio* del panell fotovoltaic, tenint en compte la inclinació, l'orientació i les ombres, en tant per u.

$n_e^{PV}$  és el rendiment elèctric de la cel·la fotovoltaica, en tant per cent.

Cal remarcar que la generació fotovoltaica serà el màxim entre les dues expressions detallades anteriorment.

Taula 10: Paràmetres sistema fotovoltaic.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$PR$	-	0,85	(Kost et al., 2018)
$n_e^{PV}$	[%]	17	(Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019)

### 3.4.3 Restricció Binària Càrrega-Descàrrega

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{e,h,BAT}^{PV} \leq M \cdot X_{e,h}^B \\ P_{e,h,CON}^B \leq M \cdot (1 - X_{e,h}^B) \end{array} \right\}$$

Per evitar que es produeixi la càrrega i descàrrega de la bateria al mateix temps, s'utilitza una variable binària  $X_{e,h}^B$ . La constant  $M$  (valor de  $1 \cdot 10^4$ ) s'usa per evitar incoherències matemàtiques en el model.

On,

$E_{e,h,BAT}^{PV}$  és l'energia que arriba des de la planta fotovoltaica a la bateria, després de passar per l'inversor de corrent, en  $kWh$ .

### 3.4.4 Càrrega bateria

$$SoC_{min} \leq SoC_{e,h} \leq SoC_{max}$$

$$P_{e,h}^{BAT} = E_{e,h,BAT}^{PV} \cdot \eta^{BAT} - \frac{P_{e,h,CON}^B}{\eta^{BAT}}$$

$$-\frac{P_{max}^{desc}}{\eta^{BAT}} \leq P_{e,h}^{BAT} \leq P_{max}^{carr} \cdot \eta^{BAT}$$

On,

$SoC_{min}$  i  $SoC_{max}$  són els límits inferior i superior d'estat de càrrega de la bateria per evitar una degradació pronunciada de la mateixa, en tant per u.

$\eta^{BAT}$  és el rendiment de la bateria al carregar/descarregar, en tant per u.

$P_{max}^{desc}$  i  $P_{max}^{carr}$  són els límits de potència de càrrega de descàrrega i càrrega respectivament, aquests límits, com en el cas de l'estat de càrrega, són per evitar una degradació accelerada, en  $kWh$ .

Taula 11: Paràmetres interns de la bateria.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$SoC_{min}$	-	0,20	(Lee, Nam, & Cho, 2007)
$SoC_{màx}$	-	0,90	(Lee et al., 2007)
$\eta^{BAT}$	-	0,90	(Zakeri & Syri, 2015)
$P_{màx}^{desc}$	[kWh]	-30	(TESTVOLT, n.d.)
$P_{màx}^{carr}$	[kWh]	30	(TESTVOLT, n.d.)

### 3.4.5 Inversor CC

$$E_{e,h,BAT}^{PV} = P_{e,h,BAT}^{PV} \cdot \eta_{inv}^{CC}$$

### 3.4.6 Inversor AC

$$E_{e,h,CON}^{PV} = P_{e,h,CON}^{PV} \cdot \eta_{inv}^{AC}$$

$$E_{e,h,CON}^B = P_{e,h,CON}^B \cdot \eta_{inv}^{AC}$$

$$E_{e,h,VEN}^{PV} = P_{e,h,VEN}^{PV} \cdot \eta_{inv}^{AC}$$

On,

$\eta_{inv}^{CC}$  és el rendiment de l'inversor de corrent continu, en tant per u.

$\eta_{inv}^{AC}$  és el rendiment de l'inversor de corrent altern, en tant per u.

Taula 12: Paràmetres dels inversors.

PARÀMETRE	UNITATS	VALOR	REFERÈNCIA
$\eta_{inv}^{CC}$	-	0,98	(Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019)
$\eta_{inv}^{AC}$	-	0,98	(Fraunhofer Institute for Solar Energy & Systems, 2019)

### 3.5 Control de freqüència

S'idea un model complet de control primari i secundari assumint que els generadors participants en la regulació de potència són del tipus de les centrals tèrmiques, vegeu Figura 15. Aquest apartat se centra en el mètode de control i no en el model físic que el regeix, explicat extensament en l'estudi realitzat per (Trujillo & Romero, 2016).

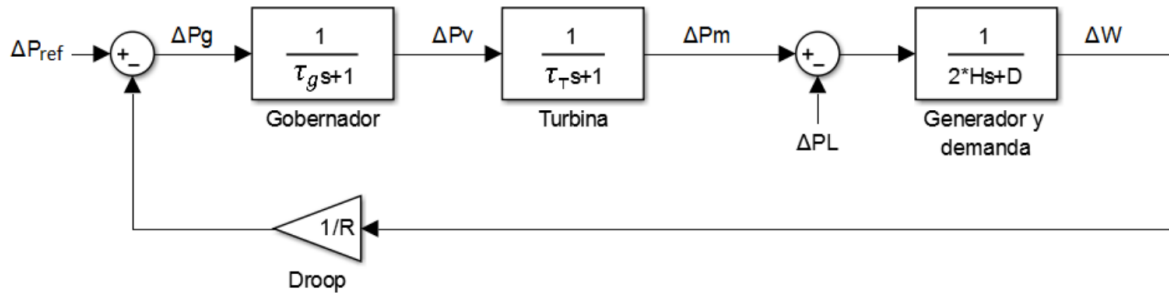


Figura 15: Model control primari i secundari central tèrmica. Font: (Trujillo & Romero, 2016)

On,

$\Delta P_{ref}$  és la consigna de generació.

$\Delta P_g$  és la senyal de sortida del governador.

$\tau_g$  és la constant de temps de l'amplificador del governador, en  $s$ .

$\Delta P_v$  és el canvi posicional de la vàlvula.

$\tau_T$  és la constant de temps de la turbina, en  $s$ .

$\Delta P_m$  és l'increment de potència mecànica de la turbina aplicada a l'eix.

$\Delta P_L$  canvi en la potència demandada.

$H$  és la constant d'inèrcia del generador, en  $W \cdot s/VA$ .

$D$  és la variació percentual de la demanda entre el canvi percentual de la freqüència.

$\Delta W$  és l'increment de la freqüència donat un canvi en la demanda.

$R$  és la constant de regulació primària.

Cal remarcar que tots els increments descrits anteriorment estan expressats en variació per unitat.

### 3.6 Obtenció dels resultats

Implementació de l'algoritme d'optimització de flux de potència al Matlab®. S'ha fet servir la comanda *Genetic Algorithm* (MATLAB & Simulink, 2019) dissenyant una funció objectiu que s'adeqüés a les sortides i entrades esperades pel programa.

També s'ha fet la definició de les restriccions no lineals mitjançant una funció de càlcul d'estat de càrrega de la bateria i els seus límits inferior i superior. Vegeu Annex B per a més detall sobre la programació de l'algorisme genètic.

Determinació del control de freqüència mitjançant *Simulink* amb àlgebra de blocs.

## 4 RESULTATS

L'estudi realitzat en base als preus de la comercialitzadora Estabanell i els consums mitjans per estació s'han utilitzat per fer el càlcul anual total del cost que suposa el subministrament elèctric per la micro-xarxa estudiada. No s'ha tingut en compte el lloguer de comptadors ni d'altres equips de mesura. Vegeu annexos A.1 i A.3.

Del càlcul del cost del consum energètic sense disposar de cap equipament, és a dir, situació anterior al present estudi, s'ha obtingut total anual de 7916,73€, que suposa un cost mensual per cada un dels nou clients de 73,03€. Aquest resultat serà el punt de comparació, l'escenari 0, per cada una de les alternatives de funcionament que presenta l'estudi. El  $LCOE_{tot}^{ref} = \frac{cost\ total}{suma\ consum\ energètic} = 0,3511\ €/kWh$ .

La instal·lació consta d'una planta de generació fotovoltaica de 10,5 kWp que són 70 m<sup>2</sup> amb la capacitat nominal escollida de 0,15 kWp/m<sup>2</sup>, vegeu Taula 6. La bateria que s'ha escollit té una capacitat de 30 kWh i una profunditat de descàrrega del 70%.

Per assegurar que el model sigui comparable en els cinc escenaris presentats, s'ha mantingut el cost de l'equipament i de la instal·lació del mateix independentment de si se'n fa ús. Això és, la planta de generació i el sistema d'acumulació energètica s'inclouen en tots els casos excepte s'especifiqui el contrari.

### 4.1 Escenaris

#### 4.1.1 Escenari 1: sense ús bateries, sense intercanvi amb mercat de l'endemà, sense ús generació fotovoltaica

El cost de l'equipament, la instal·lació, la operació i manteniment i la regularització amb l'administració pública és un total anual de 3793,76€, que suposa uns 35,13€ mensuals per client.

Així doncs, sumant els costos de l'electricitat s'obtenen els 11683,25€ totals, 108,18€ mensuals per client, que en front del cost de referència de 73,03€, es veu que el cost amb la instal·lació suposa un 48,13% més respecte el cost sense instal·lació de generació ni bateria d'acumulació. El  $LCOE_{tot}^1 = 0,4775\ €/kWh$ .

A la Figura 16 i Figura 17 es poden veure les aportacions de compra d'energia, bateria o generació fotovoltaica per fer front a la càrrega elèctrica d'estiu i hivern, respectivament. Com es pot apreciar, en aquest cas només es compra energia a la xarxa elèctrica ja que no s'ha introduït els serveis de cap equipament instal·lat. La compra total anual d'energia elèctrica és de 24,47 MWh, per tant, si es té en compte el mix energètic de generació espanyol (IDAE, 2010) podem determinar les tCO<sub>2</sub> eq. que s'emeten a l'atmosfera, 6,61.

S'ha de tenir en compte que aquest cas és irreal, disposar de la tecnologia descrita però no fer-ne ús és un escenari que no és comú que es doni. A més, la venda d'energia excedent tampoc està habilitada en aquest escenari. Tot i això, serveix per

tenir una idea sobre que suposa disposar d'una instal·lació d'aquest tipus. Vegeu annex C.1 per a més informació sobre els resultats del model en l'Escenari 1.

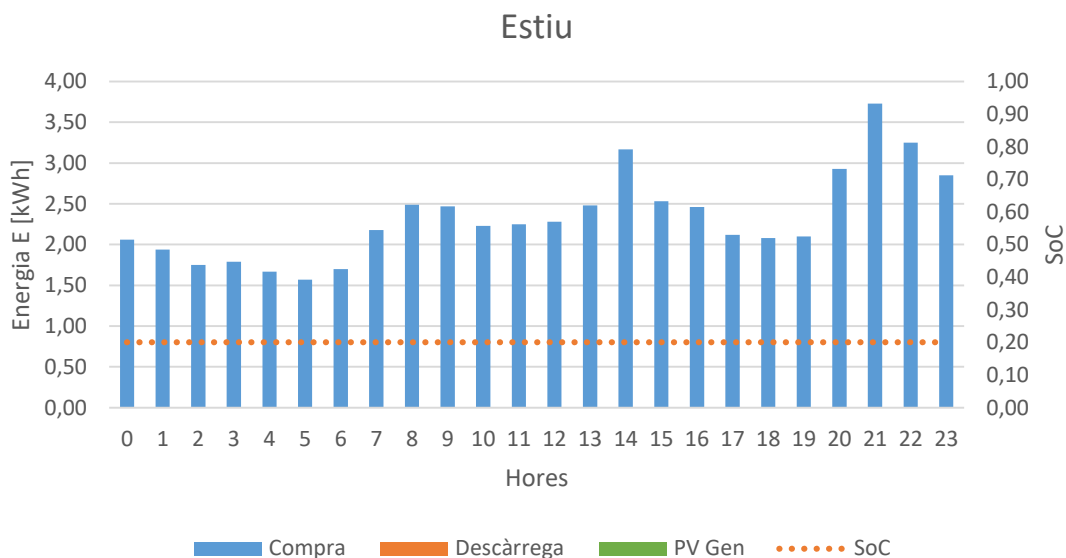


Figura 16: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 1 estiu.

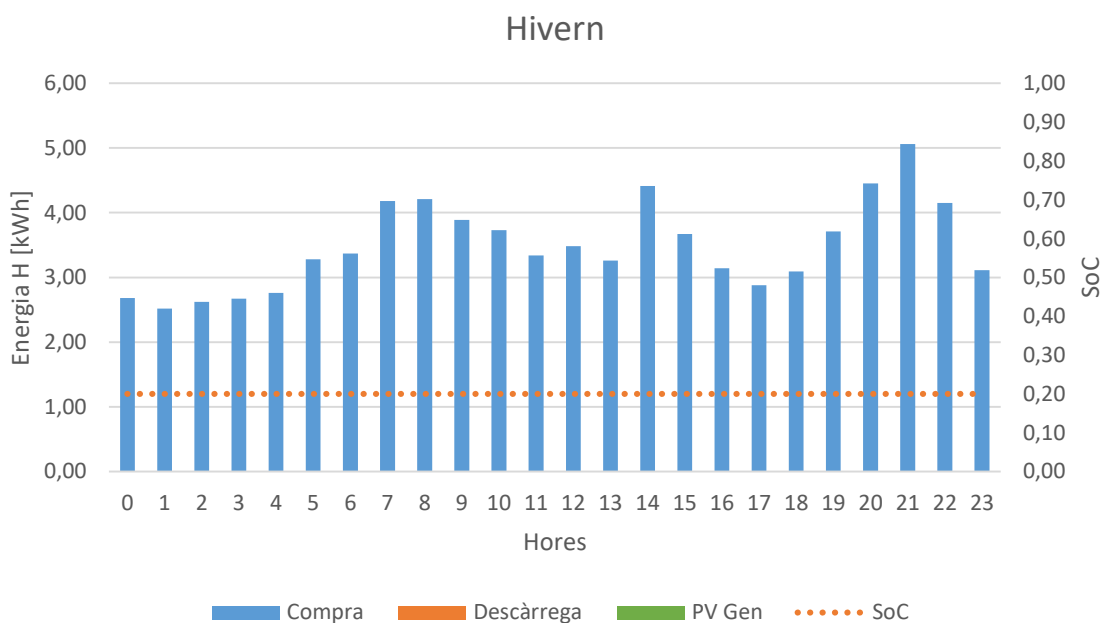


Figura 17: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 1 hivern.

#### 4.1.2 Escenari 2: sense ús bateries, sense intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica

En aquest cas, la càrrega elèctrica neta que ha de subministrar la companyia elèctrica és la diferència entre el consum elèctric agregat (Vegeu Taula 29) i la generació fotovoltaica de la planta de 10,5 kWp. El resultat d'aquesta operació es veu a la Taula 13.



S'aprecia que el consum net de les hores centrals del dia és nul, a l'estiu de les 9 a les 17h i a l'hivern de les 11 a les 14h. Aquest canvi estacional és degut a la potència de la irradiació solar que depèn de l'altura del sol respecte la localització on es troba la planta.

Taula 13: Consum elèctric net Escenari 2.

HORES	ESTIU	HIVERN
0	2,06	2,68
1	1,94	2,52
2	1,75	2,62
3	1,79	2,67
4	1,67	2,76
5	1,57	3,28
6	1,51	3,37
7	1,13	4,08
8	0,21	3,64
9	0,00	1,99
10	0,00	0,49
11	0,00	0,00
12	0,00	0,00
13	0,00	0,00
14	0,00	0,00
15	0,00	0,24
16	0,00	0,95
17	0,00	2,31
18	0,94	3,09
19	1,91	3,71
20	2,93	4,45
21	3,73	5,06
22	3,25	4,15
23	2,85	3,11

El cost d'aquest escenari és inferior al del punt 4.1.1 a causa de la diferència de consum elèctric i de l'impost al que està sotmès. Es paga una suma de 5404,82€ a la comercialitzadora en front dels 7886,9€ de l'escenari 1. Malgrat tot, el cost total anual de 85,17€ per mes i client supera el de referència, de fet, és un 16,63% més. El  $LCOE_{tot}^2 = 0,3760 \text{ €/kWh}$ .

D'altra banda, cal destacar que donats els consums elèctrics de la Taula 13 no és necessària la potència contractada agregada de 73,05 kW. Una solució a presentar és la reducció d'aquesta per no estar subjecte al cost fix de 3234,67€ anuals en concepte de potència. Si es redueix la contractació a 10,35 kW, fet que seria factible ja que el pic més alt de potència consumida durant el dia és de 5,06 kW, es redueix el cost d'electricitat a 2760,7€ anuals. El cost associat per client i mes és 60,69€, un 83,1% respecte l'escenari 0.

Amb 217 dies d'estiu i 147 d'hivern, s'obté un total de 9,84 MWh utilitzats i generats per la planta fotovoltaica, que dividits per la suma de la proporció anual del cost de la planta més l'operació i el manteniment de la mateixa, dona un  $LCOE_{PV} = 0,0992 \text{ €/kWh}$ , més car que el preu de les hores vall. Aquest cost és degut al sobre dimensionament de la planta fotovoltaica, ja que hi ha molt excedent energètic que en aquest cas no es pot vendre a la xarxa.

Si es realitzés el mateix càlcul sense tenir en compte el cost de les bateries, ja que no s'utilitzen, aquestes xifres variarien substancialment:  $\frac{61,99\text{€}}{\text{mes}}$  per client, un 15,12% menys que els 73,03€ que es paguen sense cap tipus d'instal·lació. El  $LCOE_{tot}^{2'} = 0,2736 \text{ €/kWh}$ .

L'emissió de  $CO_2$  associada al consum energètic de xarxa de 14,63 MWh és 3,95  $tCO_2eq.$ , un 40,19% menys que a l'escenari 1. D'aquesta manera, només amb la instal·lació de fotovoltaica, es complirien els requeriments de (Diario Oficial de la Unión Europea, 2009), reduir un 20% els gasos d'efecte hivernacle respecte 1990.

Vegeu l'aportació energètica de cada equipament respecte la càrrega a cobrir per estiu i hivern a la Figura 18 i Figura 19 respectivament. Més informació sobre l'escenari a l'annex C.2.

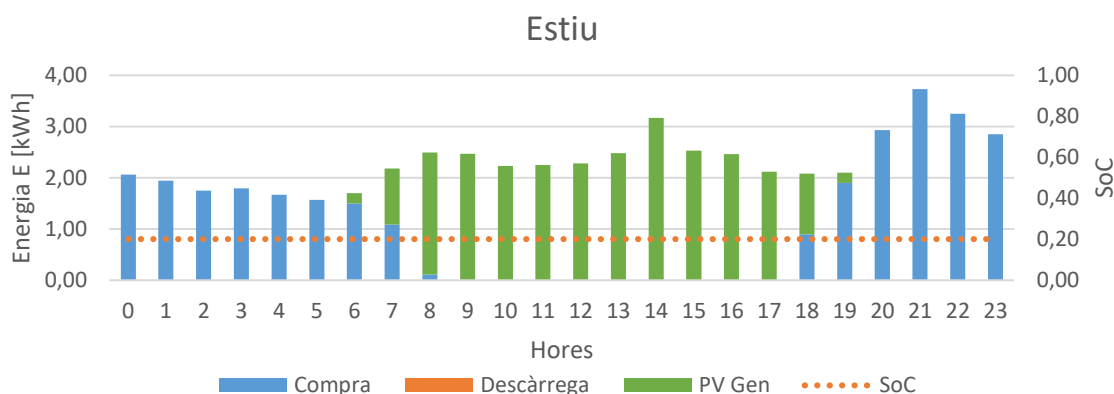


Figura 18: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 2 estiu.

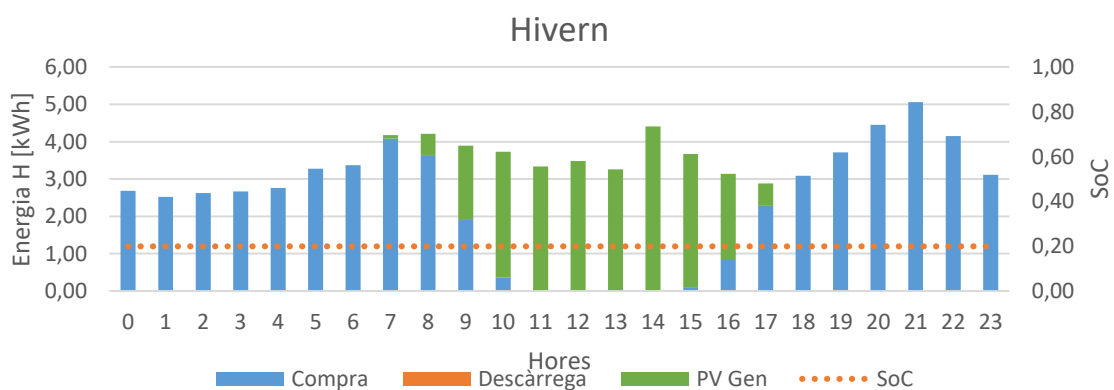


Figura 19: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 2 hivern.

#### 4.1.3 Escenari 3: sense ús bateries, amb intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica

Si s'afegeix la possibilitat de vendre l'energia excedent a la xarxa, es genera un ingrés que redueix el cost anual total de la instal·lació i, per tant, fa que el producte sigui més atractiu.

La càrrega neta durant les 24 hores del dia és la de la Taula 13, tot i això, es genera l'excedent energètic de la Taula 14 que es ven als preus de la Taula 28.

Taula 14: Excedent energètic Escenari 3.

HORES	ESTIU	HIVERN
0	0,00	0,00
1	0,00	0,00
2	0,00	0,00
3	0,00	0,00
4	0,00	0,00
5	0,00	0,00
6	0,00	0,00
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	1,24	0,00
10	2,72	0,00
11	3,65	1,04
12	4,19	1,57
13	3,99	1,79
14	2,92	0,06
15	2,71	0,00
16	1,44	0,00
17	0,36	0,00
18	0,00	0,00
19	0,00	0,00
20	0,00	0,00
21	0,00	0,00
22	0,00	0,00
23	0,00	0,00

L'ingrés creat per aquesta venda és una suma anual de 318,29€ que rebaixa el cost del punt 4.1.2. Aquest import es manifesta amb una compensació en la factura elèctrica, tot i això, aquesta part corresponent al pagament per energia no pot ser menor a zero a menys que un es dediqui específicament a la generació distribuïda, explicada en el punt 2.7.1.

Així, en aquest cas s'aprofiten 16,04 MWh de la generació fotovoltaica i el cost de la instal·lació es veu reduït per l'ingrés de la venda d'energia. Si es tenen en compte aquests aspectes de càlcul de costos, i el fet que per poder vendre energia s'ha d'instal·lar un punt de connexió a la xarxa ( $C_{INST}$ ) s'obté un  $LCOE_{PV} = 0,08 \text{ €/kWh}$ .

L'emissió del model és de  $3,95 \text{ tCO}_2 \text{ eq.}$  donada la compra total d'electricitat,  $14,63 \text{ MWh.}$

Els gràfics de contribució energètica a la càrrega són idèntics que en el punt 4.1.3 Escenari 2. De totes maneres, és interessant veure el percentatge total anual de la generació que s'usa per a autoconsum i el que s'aboca a la xarxa com a excedent remunerat, Figura 20.

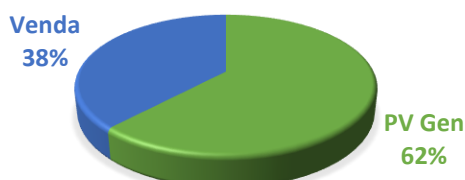


Figura 20: Aprofitament de la generació fotovoltaica.

Amb un cost menor al de l'escenari 2, aquest comporta  $81,51\text{€}$  per client i mes, un  $11,61\%$  més que en el cas de referència. El  $LCOE_{tot}^3 = 0,3598 \text{ €/kWh.}$

Fent el mateix càlcul que en l'escenari 2 sense tenir en compte el cost de les bateries:  $58,73\text{€/mes}$  per client, un  $20,13\%$  menys del que paguen sense cap tipus d'instal·lació. El  $LCOE_{tot}^{3'} = 0,2592 \text{ €/kWh.}$

Pel que fa a la contaminació per emissió de gasos d'efecte hivernacle, les emissions associades a aquest model són idèntiques a l'escenari 2 amb la millora de la injecció d'energia renovable a la xarxa que millora el mix de generació espanyol.

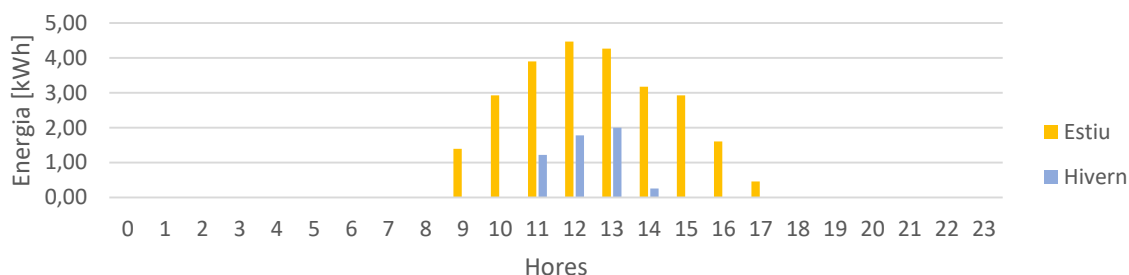


Figura 21: Venda excedent energètic escenari 3.

La Figura 21 mostra la venda d'excedent a la xarxa en els dies modelats per estació. Més informació sobre venda i utilització energètica dels recursos disponibles a l'annex C.3.

#### 4.1.4 Escenari 4: amb ús bateries, sense intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica

En aquest punt es té en compte l'ús de les bateries d'acumulació energètica, que donen la possibilitat de "consumir" energia en un instant de temps en que no és necessari que sigui generada. Així, com a exemple, es pot comprar energia a la xarxa en hores vall, quan és econòmica, per utilitzar-la en hores punta, quan té un cost més

elevat. S'ha de tenir en compte que en aquest escenari no s'obté la compensació en la factura per abocament energètic a la xarxa.

Vegeu l'aportació energètica de cada equipament en la Figura 22 i Figura 23 per a estiu i hivern, respectivament. Alhora, l'estat de càrrega de la bateria, en tant per u, també està indicat en els gràfics. El gràfic global de càrrega i descàrrega de la bateria es troba a l'annex C.4.

D'altra banda, s'aprecia com en el cas de l'estiu només es realitza la compra d'energia a la xarxa en tres moments concrets del dia, la resta es gestiona mitjançant la descàrrega de la bateria o autoconsum fotovoltaic. La compra de 16,39 kWh a les 00:00 h de l'estiu s'usa per carregar la bateria des del 20% fins al 74% i fer front al consum elèctric dels clients. Posteriorment, es descarrega a mida que es necessita durant la resta de la nit, a partir de les 06:00 h s'afegeix la col·laboració de la generació fotovoltaica. Tret de les 07:00 h, 14:00 h i 17:00 h, quan es fa una compra de 7,28, 0,78 i 7,01 kWh respectivament, la resta del dia es fa front a la càrrega mitjançant la descàrrega de bateria i la generació fotovoltaica.

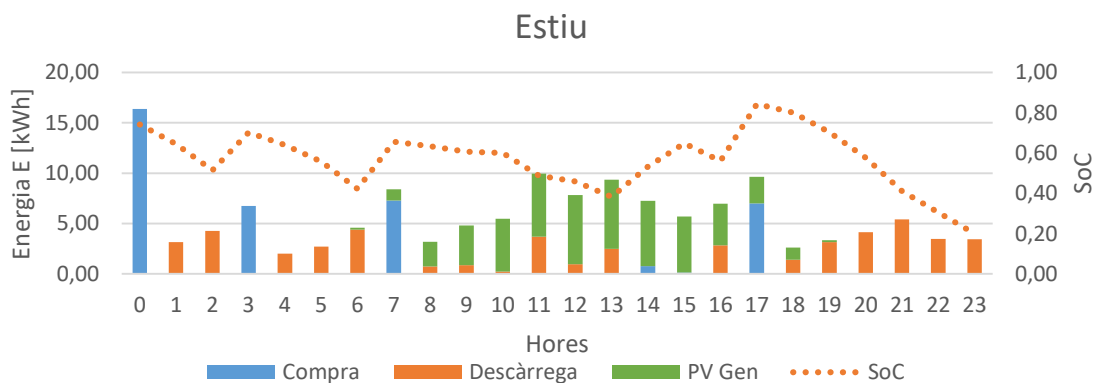


Figura 22: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 4 estiu.

En el model d'hivern, hi ha més compra d'electricitat perquè com ja s'ha explicat anteriorment, la generació fotovoltaica no és tant gran com a l'estiu.

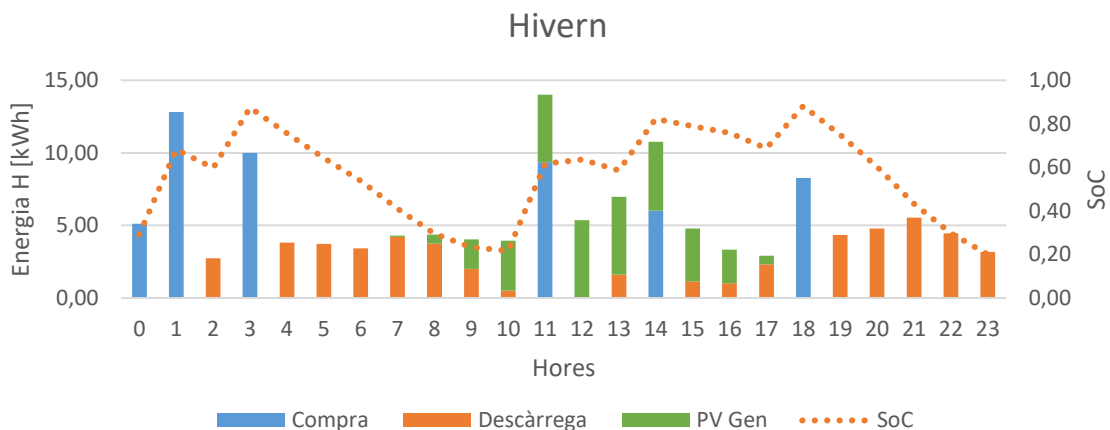


Figura 23: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 4 hivern.

L'aportació energètica per font a l'escenari 4 està representada a la Figura 24, cal considerar que l'algorisme permet carregar la bateria amb compra de la xarxa i amb la generació fotovoltaica. Referent a la contaminació associada, en aquest cas s'emet 4,29  $tCO_2eq.$  a l'atmosfera, major que en l'escenari 3.

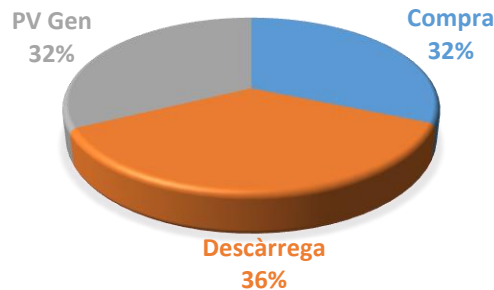


Figura 24: Aportació energètica per font escenari 4.

Amb les dades del model del punt 3.3.6 (Taula 8, Taula 9 i Taula 11) s'ha fet el càlcul corresponent al LCOS teòric exposat en el punt 2.3.2.1 i ha resultat un cost de 0,2149 €/kWh. Tanmateix, el cost real de l'escenari estudiat ha estat de  $LCOS_{e4} = 0,1358$  €/kWh al que se li ha de sumar el cost de generació de la planta fotovoltaica de l'escenari 2, que dona un resultat global de  $LCOE_{e4}^{BAT} = 0,235$  €/kWh. Pel que fa al cost total anual de l'escenari, 7838,9€, si es divideix pel total d'energia utilitzada (càrrega dels clients, 24,47 MWh), dona un  $LCOE_{tot}^4 = 0,3164$  €/kWh.

El cost associat a l'escenari 4 és  $71,68 \frac{\text{€}}{\text{client-mes}}$ , un 1,85% menys que en el cas de referència.

#### 4.1.5 Escenari 5: amb ús bateries, amb intercanvi amb mercat de l'endemà, amb ús generació fotovoltaica

Aquest escenari és el que integra la totalitat dels serveis equipats en la inversió realitzada, per això és el model que té el menor cost total anual, 7355,86€, 68,11 €/mes per client, un 6,74% menor que en el cas de referència. Convé destacar el  $LCOE_{tot}^5 = 0,3006$  €/kWh que cal recordar, incorpora el cost total anual de la instal·lació, el manteniment, l'operació i la compra d'energia. Altrament, el  $LCOS_{e5} = 0,1558$  €/kWh al qual se li suma el cost de generació de la planta fotovoltaica de l'escenari 3 per obtenir un  $LCOE_{e5}^{BAT} = 0,2358$  €/kWh. Aquests valors s'han de comparar amb el teòric calculat  $LCOE_{teo} = 0,2149$  €/kWh. La contaminació segueix essent major en aquest cas que en el 3, 4,21  $tCO_2eq.$ .

Vegeu la Figura 25 i Figura 26 per l'operació duta a terme pel sistema de gestió energètic durant estiu i hivern respectivament. Cal remarcar la importància que l'algorisme determini que la càrrega al final del dia sigui la mateixa amb la que es comença per evitar possibles desequilibris en el sistema d'acumulació. S'aconsegueix amb definició de restriccions descrita en l'annex B.2.

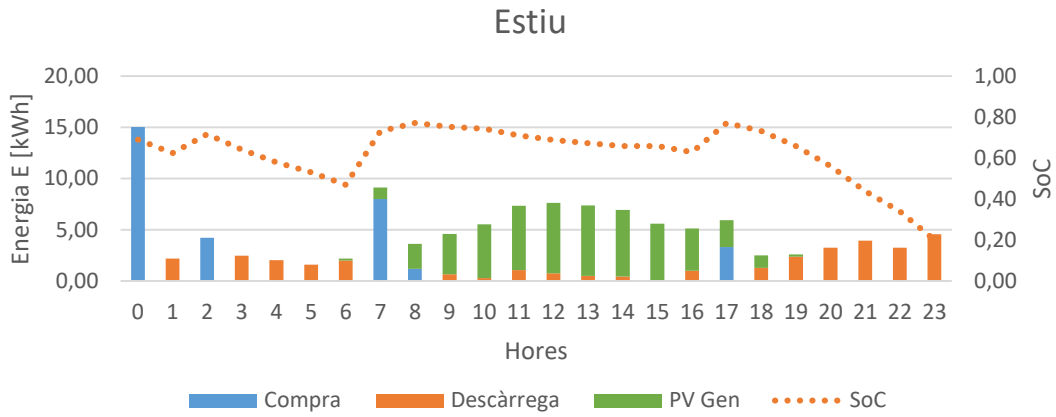


Figura 25: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 5 estiu.

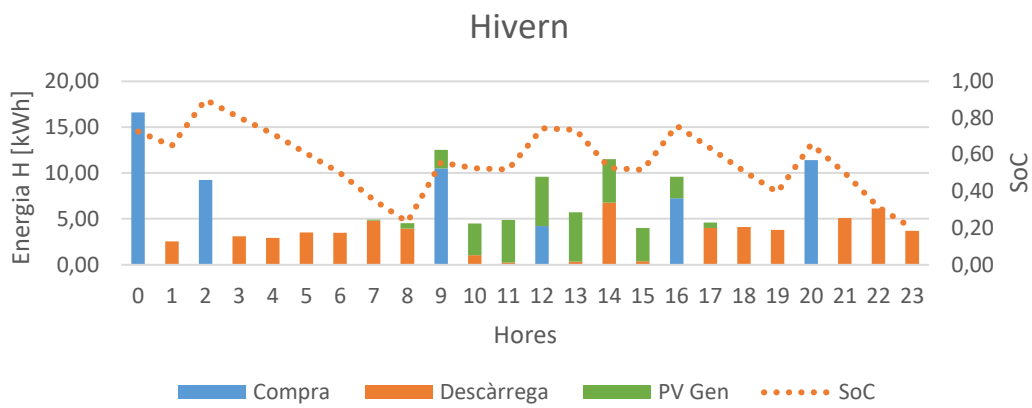


Figura 26: Contribució per font a la càrrega elèctrica escenari 5 hivern.

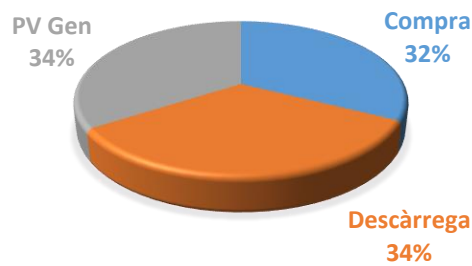


Figura 27: Aportació energètica per font escenari 5.

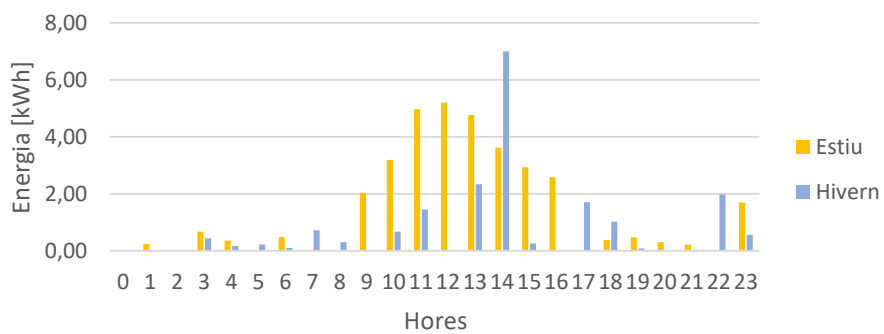


Figura 28: Venda excedent energètic escenari 5.

#### 4.1.6 Comparació costos escenaris

A la Taula 15 es mostra la comparació dels diferents escenaris estudiats. Convé remarcar que, tal i com s'ha dit anteriorment, per poder comparar els models, aquests costos porten incorporats els costos de tot l'equipament indiferentment de si se'n fa ús (excepte l'escenari 0).

Taula 15: Comparació costos escenaris.

	ESCENARI 0	ESCENARI 1	ESCENARI 2	ESCENARI 3	ESCENARI 4	ESCENARI 5
<b>COST ELÈCTRIC</b>	7.887,24 €	7.887,24 €	5.404,82 €	5.009,52 €	3.947,97 €	3.562,09 €
<b>COST PV</b>	- €	975,59 €	975,59 €	975,59 €	975,59 €	975,59 €
<b>COST BATERIA</b>	- €	2.503,57 €	2.503,57 €	2.503,57 €	2.503,57 €	2.503,57 €
<b>COST INSTAL·LACIÓ</b>	- €	314,60 €	314,60 €	314,60 €	314,60 €	314,60 €
<b>COST TOTAL</b>	<b>7.887,24 €</b>	<b>11.683,25 €</b>	<b>9.198,58 €</b>	<b>8.803,28 €</b>	<b>7.741,73 €</b>	<b>7.355,85 €</b>
<b>COST CLIENT I MES</b>	<b>73,03 €</b>	<b>108,18 €</b>	<b>85,17 €</b>	<b>81,51 €</b>	<b>71,68 €</b>	<b>68,11 €</b>
<b>%</b>	<b>100,00%</b>	<b>148,13%</b>	<b>116,63%</b>	<b>111,61%</b>	<b>98,16%</b>	<b>93,26%</b>
<b>LCOE</b>	<b>0,3224 €</b>	<b>0,4775 €</b>	<b>0,3760 €</b>	<b>0,3598 €</b>	<b>0,3164 €</b>	<b>0,3006 €</b>

Els escenaris que produeixen un estalvi respecte el cas de referència són el 4 i 5.

De totes maneres, és interessant calcular els costos descomptant els costos de l'equipament que no s'utilitza per avaluar la realitat del model. Aquest estudi es realitza pels escenaris 2 i 3 sense incloure el cost de la bateria, la operació de la mateixa ni el manteniment. (Vegeu Taula 16).

Taula 16: Comparació costos reals.

	ESCENARI 0	ESCENARI 2'	ESCENARI 3'
<b>COST ELÈCTRIC</b>	7.887,24 €	5.404,82 €	5.009,52 €
<b>COST PV</b>	- €	975,59 €	975,59 €
<b>COST BATERIA</b>	- €	- €	- €
<b>COST INSTAL·LACIÓ</b>	- €	- €	314,60 €
<b>COST TOTAL</b>	<b>7.887,24 €</b>	<b>6.380,41 €</b>	<b>6.299,71 €</b>
<b>COST CLIENT I MES</b>	<b>73,03 €</b>	<b>59,08 €</b>	<b>58,33 €</b>
<b>%</b>	<b>100,00%</b>	<b>80,90%</b>	<b>79,87%</b>
<b>LCOE</b>	<b>0,3224 €</b>	<b>0,2608 €</b>	<b>0,2575 €</b>

Es pot apreciar com en aquests dos escenaris s'obté un estalvi major que en el model on s'integra tot l'equipament.

#### 4.2 Freqüència en xarxa

El càlcul del control de freqüència en xarxa s'ha dut generalment per un canvi brusca en la demanda energètica, més específicament d'un increment del 100%.

Només els generadors poden produir potència activa (P), donat que un excés de kW generats induïx a una elevació de la freqüència, s'ha de controlar per tal de mantenir-la dins uns límits establerts amb el balanç de generació i consum (Galceran Feixas, 2016).



Considerant la màxima variació de potència demandada tipus *step* és una variació per unitat (pu) de  $\Delta P_L = 1 pu$ , i assumint  $D = 1 pu$ ,  $R = 0,05 pu$ ,  $\tau_g = 0,2s$ ,  $\tau_T = 0,5 s$  i  $H = 5 s$  (Trujillo & Romero, 2016), es procedeix a fer el càlcul de la desviació màxima de la freqüència mitjançant el model descrit a l'apartat 2.6:

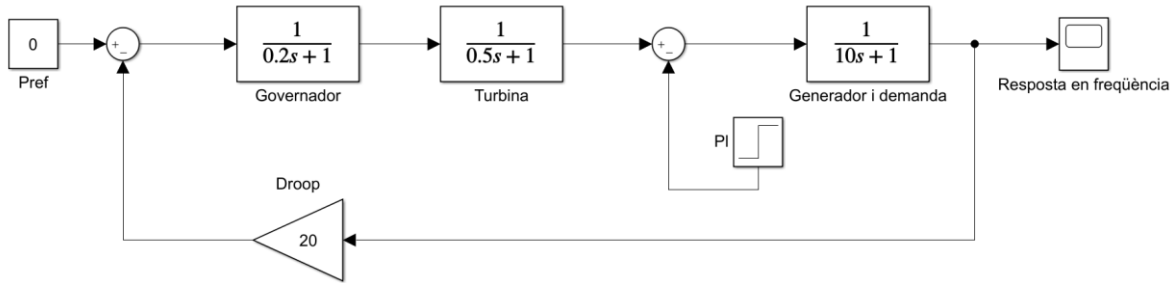


Figura 29: Model de càlcul de control freqüencial.

Al assumir  $\Delta P_{ref} = 0$ , el model es comporta com a control primari, per tant, tal i com es veu a la Figura 30 hi ha error permanent en l'estat estacionari del sistema. Concretament l'error és de  $\Delta w = -4,762 \cdot 10^{-3} pu$ .

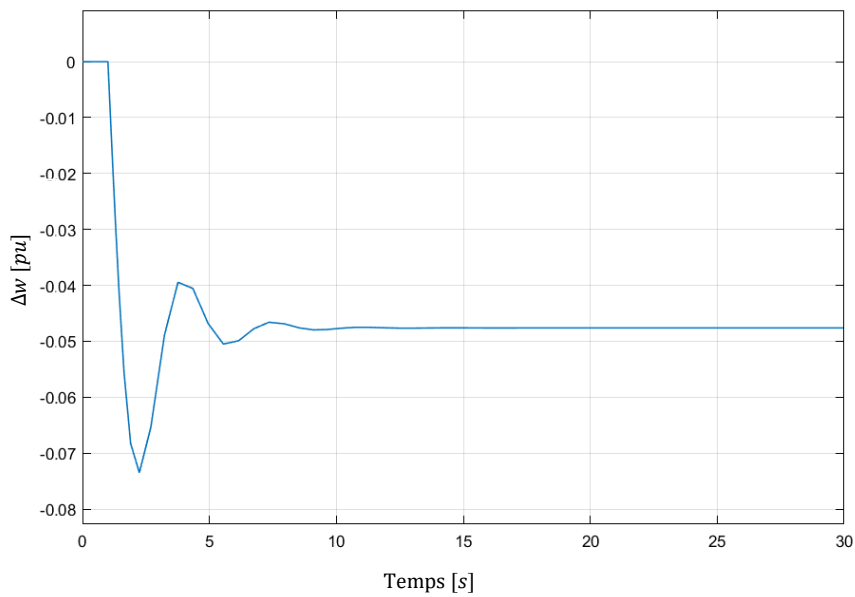


Figura 30: Resposta en freqüència control primari.

Si es dona una referència del canvi esperat a la consigna de generació, en aquest cas concret  $\Delta P_{ref} = 1$ , l'error en estat estacionari desapareix, vegeu Figura 31.

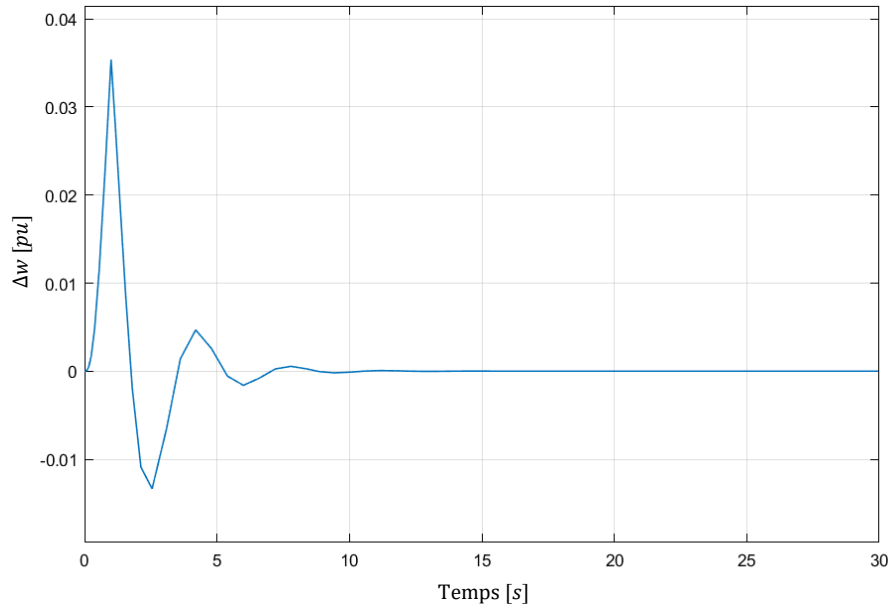


Figura 31: Resposta en freqüència control primari i secundari.

Els límits de variabilitat de potència en xarxa espanyol estipulen 15 segons com a màxim per a realitzar la variació de potència esperada per a perturbacions menors a 100 mHz, temps que es compliria en les condicions d'operació del sistema estudiades.

### 4.3 Amortització immobilitzat

L'equipament amortitzable és la bateria i les plaques solars fotovoltaïques, com ja s'ha dit anteriorment, aquest immobilitzat té un cost determinat per unitat específica d'acumulació i generació respectivament. Així doncs, es realitzarà una amortització lineal ja que és l'ús dels recursos el que minva el valor real dels aparells.

Pel sistema d'emmagatzematge energètic en bateria es té la següent inversió:

$$C_{INV}^B = C_C^B \cdot S^B = 890 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 30 \text{ kWh} = 26700\text{€}$$

Si la seva vida útil són 15 anys i ara per ara, les bateries no tenen valor residual llavors a nivell de despeses s'haurà d'amortitzar un total de 1780€. Cal remarcar la diferència entre aquest valor i el que té en compte per als costos, que inclou el model de capital equivalent anual (CRF), que és 2236,57€.

La planta fotovoltaica té un cost total de:

$$C_{INV}^{PV} = C_{Prat} \cdot C_C^{PV} \cdot A^{PV} = 0,15 \frac{\text{kWp}}{\text{m}^2} \cdot 1200 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \cdot 70 \text{ m}^2 = 12600\text{€}$$

En aquest cas la vida útil són 25 anys i el seu valor residual és també nul, així doncs, a nivell de comptabilitat de despeses, s'haurà d'imputar la suma de 504€

anuals. El valor que s'ha tingut en compte a nivell de costos per al model ha estat 723,76€.

#### 4.4 Pla inversió, finançament i rendibilitat

El present apartat cerca determinar la viabilitat econòmica del projecte determinant la inversió global i els seus guanys respecte la situació anterior o de referència. L'estudi es realitza a 15 anys, la màxima vida útil de l'equipament de la instal·lació. Com a valor residual de l'immobilitzat es consideren els 10 anys de vida útil restants de la planta fotovoltaica, 5040€.

No s'assumeix cap variació en el preu de l'electricitat ja que ens els últims anys no ha variat substancialment (IDAE, 2018). Convé remarcar que els costos de capital inclouen les hores necessàries per la instal·lació del sistema i el cost de tot l'equipament per obtenir les funcionalitats descrites en el model.

El finançament del projecte és en base a recursos propis, per això no es té en compte cap tipus de cost de finançament i/o interessos bancaris. De totes maneres es contempla donar un 3% en concepte de dividends als accionistes que aportin el seu capital.

##### 4.4.1 Estudi econòmic escenari 5

El present apartat cerca plasmar l'efecte de l'estalvi potencial en el cas de l'escenari 5, apartat 4.1.5. La inversió inicial es resumeix en la Taula 17:

Taula 17: Inversió inicial escenari 5.

	BATERIA	PV
<b>COST CAPITAL [€]</b>	26700	12600
<b>COST OM [€]</b>	-	-
<b>COST PUNT CONNEXIÓ [€]</b>	314,6	
<b>TOTAL [€]</b>	<b>39614,6</b>	

D'altra banda, els costos d'operació i manteniment es paguen cada any, és a dir, es descompten dels fluxos anuals agregats, 252€ de la planta fotovoltaica i 267€ de la bateria. Vegeu la Taula 18 per al projecte d'inversió del sistema.

Taula 18: Valoració cost oportunitat escenari 5.

En [€]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Despeses anteriors	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25
Despeses actuals	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1	-4081,1
Diferència	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15
Amort. Econ.	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284	-2284
<b>Cost oportunitat</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>	<b>1422,15</b>

Per les despeses anteriors es té en compte l'escenari de referència i el que es paga pel subministrament elèctric. Per les despeses actuals es consideren ambdós costos d'operació i manteniment i el cost elèctric.

Arribat aquest punt, es pot determinar el projecte d'inversió:

Taula 19: Projecte inversió escenari 5.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PI	-39614,6	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	3706,15	9060,75

El valor actual net (VAN) d'aquesta inversió amb una rendibilitat exigida de  $r = 0,03$  és de 7831,16 €. Com és major que zero, diem que es produiran guanys per sobre de la rendibilitat exigida.

La taxa de rendibilitat interna (TIR), és a dir, la rendibilitat exigida que fa que el VAN d'aquesta inversió sigui zero, és 5,49%.

El projecte de finançament:

Taula 20: Pla finançament escenari 5.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FP	39614,6	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-40803,04
FG	39614,6	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-1188,44	-40803,04

Tal i com s'ha exposat anteriorment, el finançament només disposa de fons propis, per tant, si es paguen uns dividends corresponents al 3% el cost del capital  $k$  serà igual a aquest percentatge.

S'ha calculat el dividend màxim possible per tal que el VAN fos major a zero, per a aquest escenari 5,49%.

El projecte agregat, corresponent als fons alliberats, és la suma del pla d'inversió i de finançament:

Taula 21: Projecte agregat escenari 5.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PA	0,00	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	2517,71	-31742,29

Aquests valors de la Taula 21 són els que s'utilitzen per calcular el valor final net (VFN) de la instal·lació, que correspon al valor absolut per un capital al final d'un període determinat.

$$VFN_5 = 12566,71 \text{ €}$$

Cal apuntar que el valor futur net supera el valor present net. Això significa que la quantitat a la que es valora actualment la suma de diners de la inversió i els seus fluxos econòmics anuals són menors a l'avaluació de l'import que s'espera obtenir de la mencionada inversió al final del període estudiat, per tant, és atractiu dur-la a terme.

La taxa de rendibilitat relativa per sobre del dividend és 1,85% mentre que la global dels accionistes pren el valor de 4,28%.

#### 4.4.2 Estudi econòmic escenari 3

Un altre punt és l'estudi del cas amb generació fotovoltaica i intercanvi amb la xarxa però que no usa el sistema d'emmagatzematge energètic, és per aquest fet que s'ha desestimat el seu cost d'inversió i manteniment.

La inversió a realitzar es resumeix en la Taula 22:

Taula 22: Inversió inicial escenari 3.

	BATERIA	PV
<b>COST CAPITAL [€]</b>	-	12600
<b>COST OM [€]</b>	-	-
<b>COST PUNT CONNEXIÓ [€]</b>	314,6	
<b>TOTAL [€]</b>	<b>12914,6</b>	

De la mateixa manera que en l'estudi anterior, es calcula el cost d'oportunitat de realitzar la inversió o no i s'obtenen els fluxos d'efectiu de la Taula 23.

Taula 23: Valoració cost oportunitat escenari 3.

En [€]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Despeses anteriors	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25	7787,25
Despeses actuals	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5	-5261,5
Diferència	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72
Amort. Econ.	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504	-504
<b>Cost oportunitat</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>	<b>2021,72</b>

Així doncs, el projecte d'inversió serà:

Taula 24: Pla inversió escenari 3.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PI	-12914,6	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	2525,72	7880,32

El VAN associat a aquest cas amb una  $r = 0,03$  pren un valor de 20.072,03 €, mentre que la TIR és 18,65%. Ambdós valors són relativament superiors als del cas anteriors, per tant a priori aquesta inversió és més atractiva.

El pla de finançament pren forma idèntica a l'escenari 5, dividends  $k = 3\%$ , amb la diferència de la suma de capital inicial aportat.

Taula 25: Projecte finançament escenari 3.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FP	12914,6	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-13302,04
FG	12914,6	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-387,44	-13302,04

En referència als dividends, el màxim possible per tal que el VAN segueixi essent positiu és en aquest cas 18,65%, notablement superior a l'escenari 5. Cal remarcar que aquest valor coincideix amb la TIR i no és per atzar, sinó que aquestes estan lligades, la rendibilitat exigida coincideix amb la pagada.

L'agregació de la inversió i el finançament dona com a resultat la Taula 26.

Taula 26: Projecte agregat escenari 3.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
PA	0,00	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	2138,28	-5421,72

Es calcula el VFN del cas present:

$$VFN_3 = 32209,72 \text{ €}$$

La taxa de rendibilitat relativa per sobre del dividend és 8,70% mentre que la global dels accionistes pren el valor de 9,78%.

## 5 CONCLUSIONS

En el present capítol es determinen les conclusions a les que s'ha arribat amb l'estudi de l'optimització de la xarxa i es confirma l'assoliment dels objectius plantejats. A més, es fa una breu introducció a les possibles vies d'investigació que es poden seguir partint de la base d'aquest projecte i les referències bibliogràfiques consultades.

S'ha plantejat un model realista de gestió energètica basat en dades reals que ha permès minimitzar i calcular de manera precisa els costos elèctrics i econòmics de la instal·lació estudiada.

Dels cinc escenaris plantejats, s'ha determinat que els que ofereixen una solució menor en cost en comparació a situació de referència han estat els models 4 i 5, tot i això la diferència no arriba al 7% en el millor dels casos. Tal i com s'esperava, el cinquè model, en el que s'integra i utilitza tot l'equipament de generació i acumulació energètica, és el que té un menor cost elèctric i global, un 45,2% i un 93,3% respectivament, davant l'escenari 0. Així mateix, si es focalitza el punt de mira en el model 3 on només hi ha generació fotovoltaica, es veu com aquest cost global és el menor sense tenir en compte els costos associats a la bateria i representa un 79,9% del de base.

D'aquesta manera, a nivell general, s'ha provat que la utilització de la tecnologia de bateries d'acumulació energètica amb generació fotovoltaica ofereix beneficis en termes de cost d'oportunitat però aquests són menors que solament l'ús de les plaques solars per autoconsum i venda d'excedents. Per altra banda, amb la integració de generació distribuïda en les xarxes de distribució s'ha vist com, donats els perfils nets de generació, hi ha marge per poder reduir la potència contractada i d'aquesta manera disminuir un cost fix anual important (44% en l'escenari 5). S'ha comprovat que l'emissió de gasos d'efecte hivernacle a l'atmosfera no justifica l'ús de bateries, ja que la contaminació anual associada és major en l'escenari 5 (4,21  $tCO_2eq.$ ) que en el 3 (3,95  $tCO_2eq.$ ).

Referent al control de freqüència de la línia elèctrica, s'ha comprovat la facilitat que té el sistema per adaptar-se a canvis en la demanda si s'integra un control secundari que anticipi aquestes variacions i doni una senyal de referència als generadors que permeti eliminar l'error en l'estat estacionari. Aquesta anticipació es pot aconseguir mitjançant tècniques de previsió de demanda agregada de les localitzacions que es desitgin controlar.

Pel que fa a la rendibilitat econòmica, les conclusions segueixen la mateixa línia. Per una banda, ambdues inversions són atractives, és a dir, s'obté un VAN i un VFN positiu. Per l'altra, l'escenari 3 ofereix major rendibilitat relativa i global a més de mostrar un valor actual net que és gairebé el doble de la inversió inicial i un valor final net que està prop de triplicar-la.

Per acabar, sobre la validació del model de negoci d'una figura fins ara inexistent com és l'agregador energètic, es pot concloure que un marc legal actual és necessari per a la total explotació de les oportunitats que ha obert la contínua liberalització del

mercat elèctric. Actualment, els càlculs dels costos energètics anivellats (LCOE) no determinen cap possible model que permeti obtenir beneficis a nivell legal.

Les futures línies d'investigació més enllà del present treball presenten múltiples camins a seguir. Per la part tecnològica, es plantegen millores en rendiments de plaques fotovoltaïques o en càrrega i descàrrega de bateries, a més d'una rebaixa substancial en els preus específics de generació i acumulació energètica; en termes d'optimització de línies elèctriques es presenta l'oportunitat d'integrar un sistema de gestió energètica descentralitzat que permeti fer intercanvi entre individuals que es dediquin a la generació distribuïda i puguin fer contractes de compravenda d'electricitat en qualsevol moment. Aquest sistema, a part d'integrar agregadors energètics, podria basar-se en la tecnologia del *blockchain* mitjançant *smartcontracts* validats pels mateixos *prosumers*.

Així, s'arriba a la conclusió que pel que fa al desenvolupament de micro-xarxes, queda un llarg camí per recórrer, a nivell tecnològic i legal, abans es puguin implantar de forma completa a la xarxa elèctrica actual.



## 6 PRESSUPOST

A continuació es mostren els costos d'enginyeria associats a la realització d'aquest projecte.

<b>Descripció</b>	<b>Unitats</b>	<b>Preu</b>	<b>Total [€]</b>
<b>TREBALLS D'ENGINYERIA</b>			
Costos de personal			
Estudi previ del projecte	60h	30€/h	1.800
Definició i implementació de l'algorisme	150h	30€/h	4.500
Correcció i validació de l'algorisme	100h	30€/h	3.000
Elaboració de la documentació	70h	30€/h	2.100
Costos de gestió	1	50€	50
Costos administratius	1	200€	200
<b>Subtotal</b>			<b>11.650</b>
<b>RECURSOS INFORMÀTICS</b>			
Llicència MATLAB®	1	6000€	6.000
<b>Subtotal</b>			<b>6.000</b>
		Total brut	17.650
		I.V.A. 21%	3.706,5
		<b>Total Pressupost</b>	<b>€ 21.356,5</b>

El pressupost d'execució per contracte del projecte OPTIMITZACIÓ DEL FUNCIONAMENT D'UNA XARXA ELÈCTRICA DES DEL PUNT DE VISTA ENERGÈTIC I ECONÒMIC importa la quantitat de VINT-I-UN MIL TRES-CENTS CINQUANTA-SIS EUROS AMB CINQUANTA CÈNTIMS (21.356,5 Euros).

Girona, juny de 2019.

Autor del projecte: Eduard Gairín i Neras



## 7 REFERÈNCIES

- Agosti, L., Padilla, J. A., & Requejo, A. (2007). El mercado de generación eléctrica en España estructura, funcionamiento y resultados. *Economía Industrial*, 364, 21–37.
- Almagro Cabrera, D. (2012). *Almacenamiento Térmico en Aplicaciones Solares de Concentración de Alta Temperatura*. Retrieved from <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5328/fichero/Proyecto+fin+de+carrera.pdf>
- Alonso, P. M., Hewitt, R., Pacheco, J. D., Bermejo, L. R., Jiménez, V. H., Guillén, J. V., ... de Boer, C. (2016). Losing the roadmap: Renewable energy paralysis in Spain and its implications for the EU low carbon economy. *Renewable Energy*, 89, 680–694. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.12.004>
- Babacan, O., Ratnam, E. L., Disfani, V. R., & Kleissl, J. (2017). Distributed energy storage system scheduling considering tariff structure, energy arbitrage and solar PV penetration. *Applied Energy*, 205, 1384–1393. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.025>
- Barbose, G., Darghouth, N., Lacomme, K., Millstein, D., & Rand, J. (2018). *Tracking the Sun: Installed Price Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the US - 2018 Edition*. Retrieved from <https://escholarship.org/uc/item/04k2h3vn>
- Belderbos, A., Delarue, E., Kessels, K., & D'haeseleer, W. (2017). Levelized cost of storage — Introducing novel metrics. In *Energy Economics* (Vol. 67). <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.08.022>
- Berkley Lab. (2019). Building Microgrid. Retrieved May 25, 2019, from <https://building-microgrid.lbl.gov/>
- Biol, F. (2005). *WORLD ENERGY PROSPECTS AND CHALLENGES*. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/biol.pdf>
- Bodenhofer, U., & Ai, Q. (2014). *Genetic Algorithms : Theory and Applications Genetic Algorithms : Theory and Applications*. (May).
- BOE. (2001). *Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica*. Retrieved from [http://www.omie.es/files/reglas\\_mercado\\_0.pdf](http://www.omie.es/files/reglas_mercado_0.pdf)
- Brinsmead, T. S., Graham, P. W., Hayward, J. A., & Ratnam, E. L. (2015). *Future energy storage trends: An assessment of the economic viability, potential uptake and impacts of electrical energy storage on the NEM 2015-2035*. Retrieved from <https://www.researchgate.net/publication/282737404>
- Burgos-Payán, M., Roldán-Fernández, J. M., Trigo-García, Á. L., Bermúdez-Ríos, J. M., & Riquelme-Santos, J. M. (2013). Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain. *Energy Policy*, 56, 259–270. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2012.12.047>
- Cárdenas, B., Pimm, A. J., Kantharaj, B., Simpson, M. C., Garvey, J. A., & Garvey, S. D. (2017). Lowering the cost of large-scale energy storage: High temperature adiabatic compressed air energy storage. *Propulsion and Power Research*, 6, 126–133. <https://doi.org/10.1016/j.jprr.2017.06.001>
- Castillo, E., Conejo, A. J., Pedregal, P., García, R., & Alguacil, N. (2002). *Formulación*

- y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*. Retrieved from [https://moodle2.udg.edu/pluginfile.php/917279/mod\\_resource/content/2/Llibre\\_OTIMITZACIO\\_A\\_ENGINYERIA\\_Castillo\\_2002.pdf](https://moodle2.udg.edu/pluginfile.php/917279/mod_resource/content/2/Llibre_OTIMITZACIO_A_ENGINYERIA_Castillo_2002.pdf)
- Chowdhury, Chowdhury, & Crossley. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. Retrieved from <http://uni-site.ir/khuelec/wp-content/uploads/Microgrids-and-Active-Distribution-Networks.pdf>
- CNMC, C. N. de los M. y la C. (2017). *Informe de Seguimiento de Mercados a Plazo de Energía Eléctrica en España*.
- CNMC, S. E. (2019). Listado de Comercializadoras de electricidad. Retrieved May 25, 2019, from <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>
- CNMV. (2006). *Opciones y Futuros*. Retrieved from [https://moodle2.udg.edu/pluginfile.php/853956/mod\\_resource/content/1/GUIA\\_OPCYFUT.PDF](https://moodle2.udg.edu/pluginfile.php/853956/mod_resource/content/1/GUIA_OPCYFUT.PDF)
- Correa, R., Begambre, O., & Carrillo, J. C. E. (2011). Validation of a PSO-simplex hybrid algorithm of parametric evolution topology [Validación de un algoritmo híbrido del PSO con el método simplex y de topología de evolución paramétrica]. *DYNA (Colombia)*, 78(165), 255–265. Retrieved from <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-82055180531&partnerID=40&md5=507abbbd3aee095d1bfa0a4dcb9e3fea>
- Das, B., & Kumar, A. (2018). A NLP approach to optimally size an energy storage system for proper utilization of renewable energy sources. *Procedia Computer Science*, 125, 483–491. <https://doi.org/10.1016/J.PROCS.2017.12.062>
- Diario Oficial de la Unión Europea. (2009). *DIRECTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009*. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0029&from=EN>
- Ellingsen, L. A. W., Majeau-Bettez, G., Singh, B., Srivastava, A. K., Valøen, L. O., & Strømman, A. H. (2014). Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. *Journal of Industrial Ecology*, 18(1), 113–124. <https://doi.org/10.1111/jiec.12072>
- Endesa. (2019). Endesa. Retrieved May 25, 2019, from <https://www.endesa.com/es.html>
- Energía y sociedad. (2019). Aspectos básicos de la electricidad | Energía y Sociedad. Retrieved May 16, 2019, from <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>
- Energy Storage Association. (2019). Energy Storage Technologies. Retrieved May 26, 2019, from <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>
- Estabanell Energia. (2019). Tarifas. Retrieved May 20, 2019, from <http://www.estabanell.cat/serveis/tarifas/>
- Fathima, A. H., & Palanisamy, K. (2015). Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 431–446. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.01.059>

- Federico, G., & Vives, X. (2010). *Políticas energéticas en la UE: seguridad de suministro, medio ambiente y competencia*. Retrieved from <https://blog.iese.edu/xvives/files/2011/09/Políticas-energeticas-en-la-UE.pdf>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy, & Systems, I. (2019). *Photovoltaics Report*. Retrieved from [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)
- Galceran Feixas. (2016). *Optimización de la operación de plantas fotovoltaicas híbridas aisladas* (Universitat Politècnica de Catalunya). Retrieved from <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/105875>
- Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., & Marnay, C. (2007). Microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(4), 78–94. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2007.376583>
- Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., & Perez, R. (2014). Microgrid testbeds around the world: State of art. *Energy Conversion and Management*, 86, 132–153. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.05.012>
- IDAE. (2010). *Factores de Conversión Energía Final - Energía Primaria y Factores Emisión de CO2*. Retrieved from [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Factores\\_de\\_Conversion\\_Energia\\_y\\_CO2\\_\(2010\)\\_931cce1e.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Factores_de_Conversion_Energia_y_CO2_(2010)_931cce1e.pdf)
- IDAE. (2018). *Informe de Precios Energéticos Regulados*. Retrieved from [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/tarifas\\_reguladas\\_oct\\_2018.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_oct_2018.pdf)
- Jefatura Del Estado. (2017). *Disposición 7387 del BOE núm. 153 de 2017*. Retrieved from <http://www.boe.es>
- Jülch, V. (2016). Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Applied Energy*, 183, 1594–1606. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.08.165>
- Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., & Schlegl, T. (2018). *Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies*. Retrieved from [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)
- Larsson, P., & Börjesson, P. (2018). *Cost models for battery energy storage systems*. KTH School of Industrial Engineering and Management.
- Lazard. (2018). *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0*. Retrieved from <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>
- Lee, J., Nam, O., & Cho, B. H. (2007). Li-ion battery SOC estimation method based on the reduced order extended Kalman filtering. *Journal of Power Sources*, 174(1), 9–15. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2007.03.072>
- MATLAB & Simulink. (2019). Algoritmo genético. Retrieved May 26, 2019, from <https://es.mathworks.com/discovery/genetic-algorithm.html>
- Mehleri, E. D., Sarimveis, H., Markatos, N. C., & Papageorgiou, L. G. (2013). Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to Greek residential sector. *Renewable Energy*, 51, 331–342. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2012.09.009>

- Métivier, D., Luchnikov, I., & Chertkov, M. (2019). Power of Ensemble Diversity and Randomization for Energy Aggregation. *Scientific Reports*, 9(1), 5910. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-41515-4>
- Ministerio de Industria Energía y Turismo. (2015). BOE núm. 303, 19 Diciembre 2015. In *Boletín Oficial de Estado* (pp. 119723–119944). Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/19/pdfs/BOE-A-2015-13875.pdf>
- Ministerio de Industria y Energía. (1988). BOE núm. 197, 18 Agosto 1988. In *Boletín Oficial del Estado: Vol. núm. 151* (pp. 22737–22754). <https://doi.org/BOE-A-2012-5403>
- Mohsenian-Rad, A. H., Wong, V. W. S., Jatskevich, J., Schober, R., & Leon-Garcia, A. (2010). Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(3), 320–331. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2089069>
- Pawel, I. (2014). The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. *Energy Procedia*, 46, 68–77. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>
- Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J., & Weil, M. (2017). The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 491–506. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.08.039>
- Ponocko, J., & Milanovic, J. V. (2018). Forecasting Demand Flexibility of Aggregated Residential Load Using Smart Meter Data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5), 5446–5455. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2799903>
- PVGIS, E. C. (2017). Hourly Radiation Data. Retrieved May 20, 2019, from [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#DR](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#DR)
- Rakos, B., Stumpf, P., & Nagy, I. (2012). Investigation of the effects of nonlinear model of super-capacitors in local DC microgrids supplied by renewables. *15th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, EPE-PEMC 2012 ECCE Europe*, (September). <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2012.6397331>
- Ralon, P., Taylor, M., & Ilas, A. (2017). *Electricity Storage And Renewables: Costs And Markets To 2030*. Retrieved from [www.irena.org](http://www.irena.org)
- Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of Cleaner Production*, 199, 687–704. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2018.07.159>
- Ranaweera, I., & Midtgård, O.-M. (2016). Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage. *Renewable Energy*, 88, 262–272. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.11.044>
- Red Eléctrica de España. (2019). Series estadísticas nacionales. Retrieved May 15, 2019, from <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>

- Ren, H., Gao, W., & Ruan, Y. (2009). Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings. *Renewable Energy*, 34(3), 883–889. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2008.06.011>
- SESLab. (2015). *Memorias del Congreso Iberoamericano sobre Microrredes de Generación Distribuida de Renovables*. Retrieved from [http://seslab.org/documentos/MIGEDIR2015\\_Memorias.pdf#page=102](http://seslab.org/documentos/MIGEDIR2015_Memorias.pdf#page=102)
- Stamp, A., Lang, D. J., & Wäger, P. A. (2012). Environmental impacts of a transition toward e-mobility: the present and future role of lithium carbonate production. *Journal of Cleaner Production*, 23(1), 104–112. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2011.10.026>
- Taminiau, J., Banks, J. P., Bleviss, D., & Byrne, J. (2019). Advancing transformative sustainability: A comparative analysis of electricity service and supply innovators in the United States. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*. <https://doi.org/10.1002/wene.337>
- TarifasGasLuz. (2019). Impuesto de Electricidad. Retrieved May 19, 2019, from <https://tarifasgasluz.com/faq/impuesto-electricidad>
- TESTVOLT. (n.d.). *Technical specifications TESVOLT battery module Complete system*. Retrieved from [www.tesvolt.com](http://www.tesvolt.com)
- Trujillo, J., & Romero, E. (2016). *Simulación del control Potencia-Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en Matlab*. Retrieved from [https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/44271/TFG\\_JAVIER\\_TRUJILLO\\_SOTO.pdf?sequence=1](https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/44271/TFG_JAVIER_TRUJILLO_SOTO.pdf?sequence=1)
- UdG, UPC, SIN, JR, ICOM, EYPESA, & CS. (2018). Research and Innovation Action: Stakeholders, actors and roles. In *Renewable penetration levered by Efficient Low Voltage Distribution grids*. Retrieved from [https://resolvd.eu/wp-content/uploads/2019/03/D6.2\\_FV-rev1.pdf](https://resolvd.eu/wp-content/uploads/2019/03/D6.2_FV-rev1.pdf)
- Ustun, T. S., Ozansoy, C., & Zayegh, A. (2011). Recent developments in microgrids and example cases around the world—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 4030–4041. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.07.033>
- Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.10.011>
- Zhao, F., Si, J., & Wang, J. (2016). Research on optimal schedule strategy for active distribution network using particle swarm optimization combined with bacterial foraging algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 78, 637–646. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.112>
- Zubi, G., Dufo-López, R., Carvalho, M., & Pasaoglu, G. (2018, June 1). The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 89, pp. 292–308. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.002>





## **8 ANNEXOS A LA MEMÒRIA**

### **Annex A Dades model optimització**

- A.1 Preus de compra d'electricitat a la xarxa
- A.2 Preus venda al mercat de l'endemà
- A.3 Perfils de consum energètic agregat
- A.4 Dades irradiació solar horitzontal

### **Annex B Algorisme genètic Matlab**

- B.1 Definició de la FO
- B.2 Definició de les restriccions
- B.3 Càlculs varis
- B.4 Càlcul cost estiu
- B.5 Càlcul cost hivern
- B.6 Càlcul cost total

### **Annex C Resultats escenaris**

- C.1 Escenari 1 80
- C.2 Escenari 2 81
- C.3 Escenari 3 82
- C.4 Escenari 4 83
- C.5 Escenari 5 84



## Annex A Dades model optimització

### A.1 Preus de compra d'electricitat a la xarxa

Es regeixen segons la discriminació horària de l'estació, estiu o hivern. Vegeu Taula 27:

Taula 27: Dades preus de compra a la xarxa. Font: (Estabanell Energia, 2019)

HORA	$P_{Potencia} \left( \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{dia}} \right)$	$P_{Energia} \left( \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right)$	$P_{HEnergia} \left( \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right)$
0	0,121649	0,08811	0,08811
1	0,121649	0,08811	0,08811
2	0,121649	0,08811	0,08811
3	0,121649	0,08811	0,08811
4	0,121649	0,08811	0,08811
5	0,121649	0,08811	0,08811
6	0,121649	0,08811	0,08811
7	0,121649	0,08811	0,08811
8	0,121649	0,08811	0,08811
9	0,121649	0,08811	0,08811
10	0,121649	0,08811	0,08811
11	0,121649	0,08811	0,08811
12	0,121649	0,08811	0,164646
13	0,121649	0,164646	0,164646
14	0,121649	0,164646	0,164646
15	0,121649	0,164646	0,164646
16	0,121649	0,164646	0,164646
17	0,121649	0,164646	0,164646
18	0,121649	0,164646	0,164646
19	0,121649	0,164646	0,164646
20	0,121649	0,164646	0,164646
21	0,121649	0,164646	0,164646
22	0,121649	0,164646	0,08811
23	0,121649	0,08811	0,08811

## A.2 Preus venda al mercat de l'endemà

S'ha fet una mitjana de l'històric de preus de l'any 2017 i s'ha obtingut els resultats de la Taula 28.

Taula 28: Preus venda mercat de l'endemà. Font: (Red Eléctrica de España, 2019)

<b>HORA</b>	<b>ESTIU</b> [€/kWh]	<b>HIVERN</b> [€/kWh]
<b>0</b>	0,049	0,051
<b>1</b>	0,046	0,045
<b>2</b>	0,044	0,042
<b>3</b>	0,043	0,040
<b>4</b>	0,043	0,039
<b>5</b>	0,044	0,041
<b>6</b>	0,046	0,046
<b>7</b>	0,049	0,053
<b>8</b>	0,051	0,056
<b>9</b>	0,052	0,058
<b>10</b>	0,052	0,058
<b>11</b>	0,051	0,057
<b>12</b>	0,051	0,056
<b>13</b>	0,051	0,055
<b>14</b>	0,050	0,054
<b>15</b>	0,049	0,052
<b>16</b>	0,048	0,052
<b>17</b>	0,048	0,055
<b>18</b>	0,048	0,060
<b>19</b>	0,050	0,063
<b>20</b>	0,052	0,063
<b>21</b>	0,054	0,061
<b>22</b>	0,052	0,057
<b>23</b>	0,050	0,054

### A.3 Perfils de consum energètic agregat

Definits els perfils de consum per tots els clients de la xarxa de distribució, segmentats per estacionalitat. Vegeu Taula 29.

Taula 29: Dades perfils de consum energètic. Font: (Estabanell Energia, 2019)

<b>HORES</b>	<b>ESTIU [kWh]</b>	<b>HIVERN [kWh]</b>
<b>0</b>	2,06	2,68
<b>1</b>	1,94	2,52
<b>2</b>	1,75	2,62
<b>3</b>	1,79	2,67
<b>4</b>	1,67	2,76
<b>5</b>	1,57	3,28
<b>6</b>	1,70	3,37
<b>7</b>	2,18	4,18
<b>8</b>	2,49	4,21
<b>9</b>	2,47	3,89
<b>10</b>	2,23	3,73
<b>11</b>	2,25	3,34
<b>12</b>	2,28	3,48
<b>13</b>	2,48	3,26
<b>14</b>	3,17	4,41
<b>15</b>	2,53	3,67
<b>16</b>	2,46	3,14
<b>17</b>	2,12	2,88
<b>18</b>	2,08	3,09
<b>19</b>	2,10	3,71
<b>20</b>	2,93	4,45
<b>21</b>	3,73	5,06
<b>22</b>	3,25	4,15
<b>23</b>	2,85	3,11

#### A.4 Dades irradiació solar horitzontal

Es presenta el perfil d'irradiació solar horitzontal de la zona on es realitza la instal·lació fotovoltaica. Vegeu Taula 30.

Taula 30: Dades irradiació solar horitzontal. Font: (PVGIS, 2017)

<b>HORES</b>	<b>ESTIU</b> $\frac{kW}{m^2}$	<b>HIVERN</b> $\frac{kW}{m^2}$
<b>0</b>	0.00	0.00
<b>1</b>	0.00	0.00
<b>2</b>	0.00	0.00
<b>3</b>	0.00	0.00
<b>4</b>	0.00	0.00
<b>5</b>	0.00	0.00
<b>6</b>	0.02	0.00
<b>7</b>	0.11	0.01
<b>8</b>	0.24	0.06
<b>9</b>	0.39	0.20
<b>10</b>	0.52	0.34
<b>11</b>	0.62	0.46
<b>12</b>	0.68	0.53
<b>13</b>	0.68	0.53
<b>14</b>	0.64	0.47
<b>15</b>	0.55	0.36
<b>16</b>	0.41	0.23
<b>17</b>	0.26	0.06
<b>18</b>	0.12	0.00
<b>19</b>	0.02	0.00
<b>20</b>	0.00	0.00
<b>21</b>	0.00	0.00
<b>22</b>	0.00	0.00
<b>23</b>	0.00	0.00

## Annex B Algorisme genètic Matlab

### B.1 Definició de la FO

```
function cost = fitness_fun(output_bat, load, pv_gen, price_purchase,
price_sell, cost_op_bat_kwh, mult)
rinvac = 0.98;

purchase = max(0, load - pv_gen * rinvac - output_bat' * rinvac);
sell = max(0, (pv_gen + output_bat') * rinvac - load);

cost_operation_battery = sum(abs(output_bat .* (output_bat > 0))) *
cost_op_bat_kwh;

cost = (price_purchase' * purchase - price_sell' * sell +
cost_operation_battery) * mult;
end
```

### B.2 Definició de les restriccions

```
function [cineq, ceq] = soc_cons_fun2(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap,
rbat)
% Inicialitzem SoC (fa que els càlculs siguin més ràpids)
soc = calcul_soc(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap, rbat);
% Nota: el valor del SoC per cada instant t (timeslot), és le SoC al final
% del timeslot, i.e. després de carregar/descarregar el que marca output_bat(t).
if ((soc >= soc_min) & (soc <= soc_max)) cineq=-1;
else cineq=1000;
end
end

function soc = calcul_soc(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap, rbat)

soc = zeros(24,1);
% Calculem SoC per l'instant 1 a partir del SoC inicial.
% Nota: Per agafar només un valor d'un vector/matriu, es posa l'índex entre ()
if (output_bat(1) > 0)
    soc(1) = soc_start - (output_bat(1)*rbat)/cap;
else
    soc(1) = soc_start - (output_bat(1)/rbat)/cap;
end
% Calculem la resta del SoC a partir de l'instant anterior
for t = 2:numel(soc)
    if (output_bat(t)>0)
        soc(t) = soc(t-1) - (output_bat(t)*rbat)/cap;
    else
        soc(t) = soc(t-1) - (output_bat(t)/rbat)/cap;
    end
end
end
```

## B.3 Càlculs variis

### B.3.1 Càlcul compra energia

```
function purchase = calcul_purchase(output_bat, load, pv_gen)
rinvac = 0.98;
purchase = max(0, load - pv_gen * rinvac - output_bat' * rinvac);

end
```

### B.3.2 Càlcul venda energia

```
function sell = calcul_sell(output_bat, load, pv_gen)
rinvac = 0.98;
sell = max(0, (pv_gen + output_bat') * rinvac - load);

end
```

### B.3.3 Càlcul cost operatiu bateria

```
function cost_operation_battery = calcul_cost_operation_battery(output_bat,
cost_op_bat_kwh)
cost_operation_battery = sum(abs(output_bat .* (output_bat > 0))) *
cost_op_bat_kwh;

end
```

## B.4 Càlcul cost estiu

```
d = 217; cap=30; rbat=0.9; rinvac = 0.98; soc_max=0.9; soc_min=0.2; soc_start=0.2;
load = vegeu annex A.3
load = load(1:24);
price_purchase = vegeu annex A.1
price_purchase = price_purchase(1:24);
price_sell = vegeu annex A.2
price_sell = price_sell(1:24);
pv_gen = vegeu annex A.4
pv_gen = pv_gen(1:24);

nonlcon = @(output_bat) soc_cons_fun2(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap,
rbat);
FitnessFunction = @(output_bat) fitness_fun(output_bat, load, pv_gen,
price_purchase, price_sell, cost_op_bat_kwh, mult);

options = gaoptimset(@ga);
options.MaxStallTime = time;
options.MaxGenerations = 300;
options.MaxStallGenerations = Inf;
options.StallTest = 'geometricWeighted';
options.InitialPopulationMatrix = zeros(200,24);
options.InitialScores = ones(200,1) * fitness_fun(zeros(1,24), load, pv_gen,
price_purchase, price_sell);
options.FunctionTolerance = tol;
options.ConstraintTolerance = tol;

[output_bat, fval, exitflag, output, population, scores] =
ga(FitnessFunction, numel(load), [], [], [], [-30, 30], nonlcon, gaoptimset);
soc = calcul_soc(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap, rbat);
purchase = calcul_purchase(output_bat, load, pv_gen);
```



```

sell = calcul_sell(output_bat, load, pv_gen);
cost_operation_battery = calcul_cost_operation_battery(output_bat,
cost_op_bat_kwh);

figure, subplot(2,2,1);
xl = 0:1:23;
bar(xl,soc);
ylabel('Estat de càrrega E')
xlabel('Hores')
subplot(2,2,2);
bar(xl,output_bat);
ylabel('Càrrega bateria E [kWh]')
xlabel('Hores')
subplot(2,2,3);
bar(xl,purchase);
ylabel('Compra energia E [kWh]')
xlabel('Hores')
subplot(2,2,4);
bar(xl,sell);
ylabel('Venda energia E [kWh]')
xlabel('Hores')
figure, bar(scores);

cost_e = d * fval;
sum_pur_e = (price_purchase' * purchase) * d;
sum_sell_e = (price_sell' * sell) * d;
sum_cost_op_bat_e = cost_operation_battery * d;
sum_sell_e;
sum_pur_e;
sum_cost_op_bat_e;
val_e = fval;

```

## B.5 Càlcul cost hivern

```

d = 147; cap=30; rbat=0.9; rinvac = 0.98; soc_max=0.9; soc_min=0.2; soc_start=0.2;
load = vegeu annex A.3
load = load(25:48);
price_purchase = vegeu annex A.1
price_purchase(25:48);
price_sell = vegeu annex A.2
price_sell = price_sell(25:48);
pv_gen = vegeu annex A.4
pv_gen = pv_gen(25:48);

nonlcon = @(output_bat) soc_cons_fun2(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap,
rbat);
FitnessFunction = @(output_bat) fitness_fun(output_bat, load, pv_gen,
price_purchase, price_sell, cost_op_bat_kwh, mult);

options = gaoptimset(@ga);
options.MaxStallTime = time;
options.MaxGenerations = 300;
options.MaxStallGenerations = Inf;
options.StallTest = 'geometricWeighted';

```

```

options.InitialPopulationMatrix = zeros(200,24);
options.InitialScores = ones(200,1) * fitness_fun(zeros(1,24), load, pv_gen,
price_purchase, price_sell);
options.FunctionTolerance = tol;
options.ConstraintTolerance = tol;

[output_bat,fval,exitflag,output,population,scores] =
ga(FitnessFunction,numel(load),[],[],[],[],-30,30,nonlcon,gaoptimset);
soc = calcul_soc(output_bat, soc_max, soc_min, soc_start, cap, rbat);
purchase = calcul_purchase(output_bat, load, pv_gen);
sell = calcul_sell(output_bat, load, pv_gen);
cost_operation_battery = calcul_cost_operation_battery(output_bat,
cost_op_bat_kwh);

figure, subplot(2,2,1);
xl = 0:1:23;
bar(xl,soc);
ylabel('Estat de càrrega H')
xlabel('Hores')
subplot(2,2,2);
bar(xl,output_bat);
ylabel('Càrrega bateria H [kWh]')
xlabel('Hores')
subplot(2,2,3);
bar(xl,purchase);
ylabel('Compra energia H [kWh]')
xlabel('Hores')
subplot(2,2,4);
bar(xl,sell);
ylabel('Venda energia H [kWh]')
xlabel('Hores')
figure, bar(scores);

cost_h = d * fval;
sum_pur_h = (price_purchase' * purchase) * d;
sum_sell_h = (price_sell' * sell) * d;
sum_cost_op_bat_h = cost_operation_battery * d;
val_h = fval;
sum_sell_h;
sum_pur_h;
sum_cost_op_bat_h;

```

## B.6 Càlcul cost total

```

time = 10000; mult = 1; tol = 1e-1000000; price_pot = 0.121649 ; days; 364;
cost_op_bat_kwh = 0;
POT = 73.05;
ga_estiu; score_e = min(scores); val_e = fval;
ga_hivern; score_h = min(scores); val_h = fval;
CRFPV = 0.057; CPVINV = 12600; CRFB = 0.084; CBINV = 27600; CPVOM = 252;CBOM = 267;
CTAX = (sum_pur_e + sum_pur_h - sum_sell_e - sum_sell_h + CPOT) * 0.2611;
CINST = 314.6;
CPOT = days * price_POT * POT;

```

```
cost_total = CRFPV * CPVINV + CRFB * CBINV + CPVOM + CBOM + CTAX + CINST + CPOT +  
cost_e/mult + cost_h/mult;
```



## Annex C Resultats escenaris

### C.1 Escenari 1

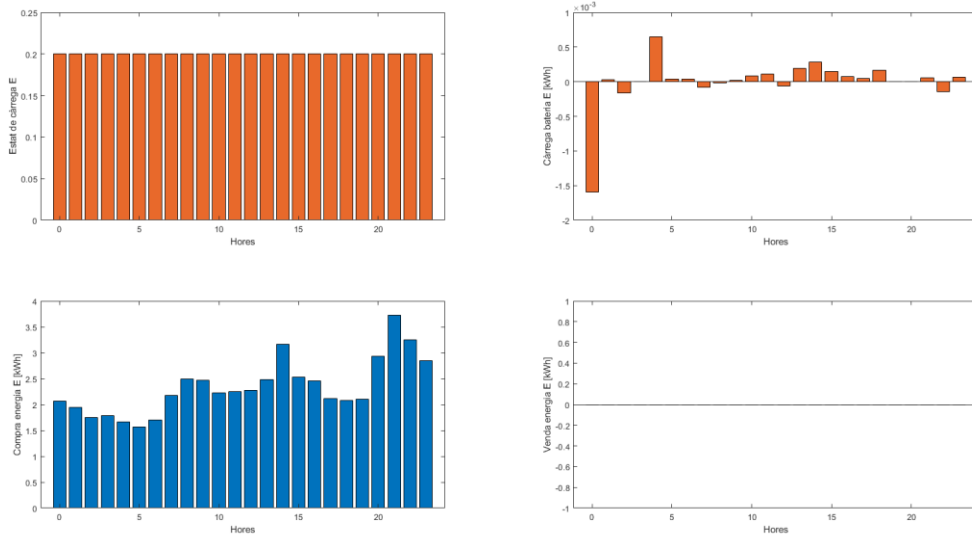


Figura 32: Resultats escenari 1 estiu.

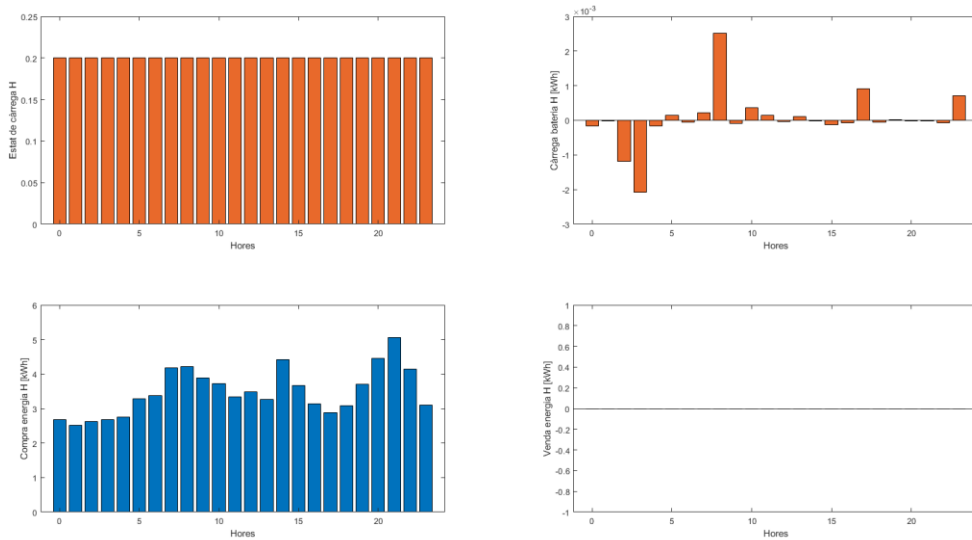


Figura 33: Resultats escenari 1 hivern.

## C.2 Escenari 2

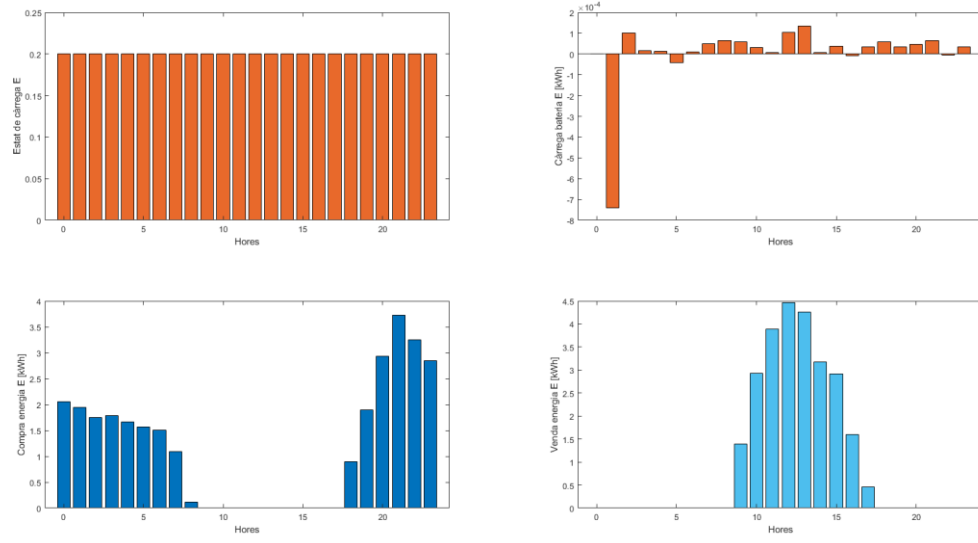


Figura 34: Resultats escenari 2 estiu.

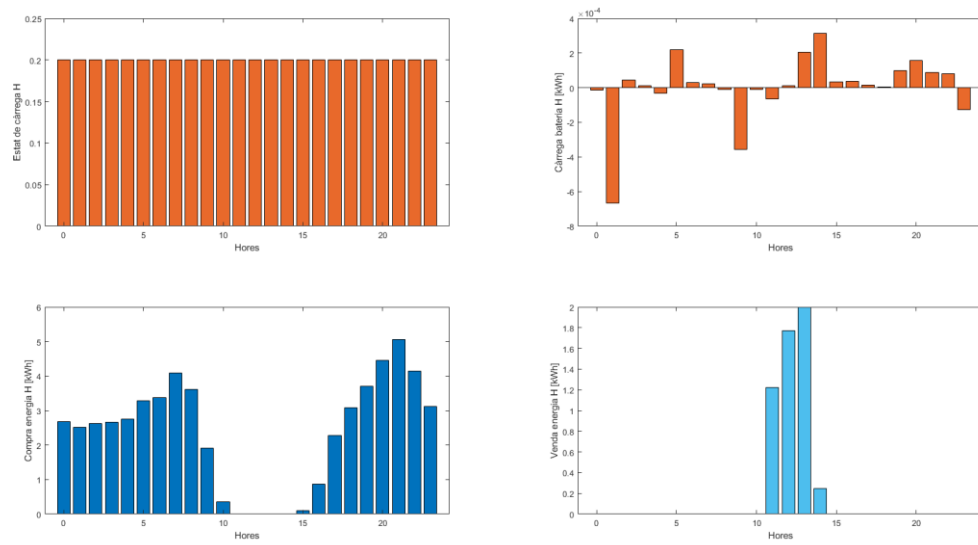


Figura 35: Resultats escenari 2 hivern.

C.3 Escenari 3

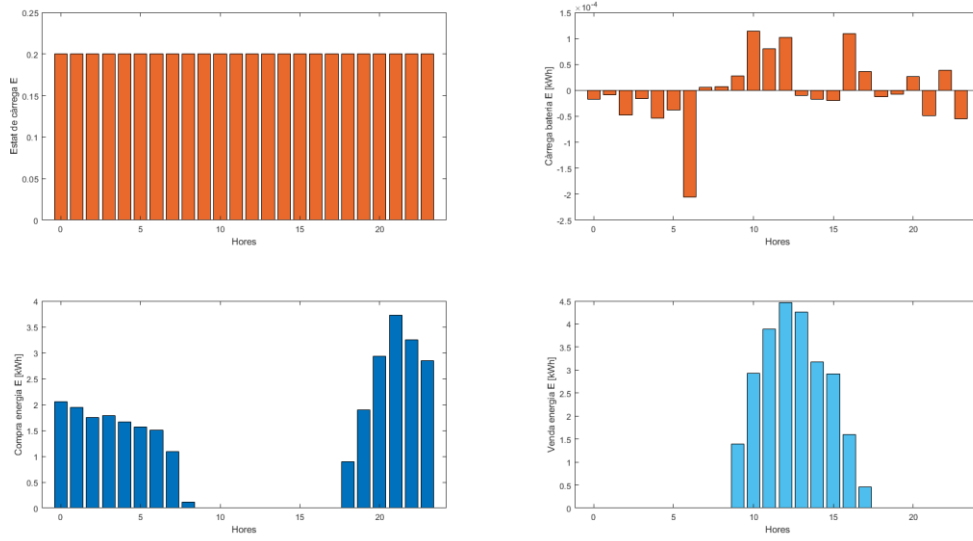


Figura 36: Resultats escenari 3 estiu.

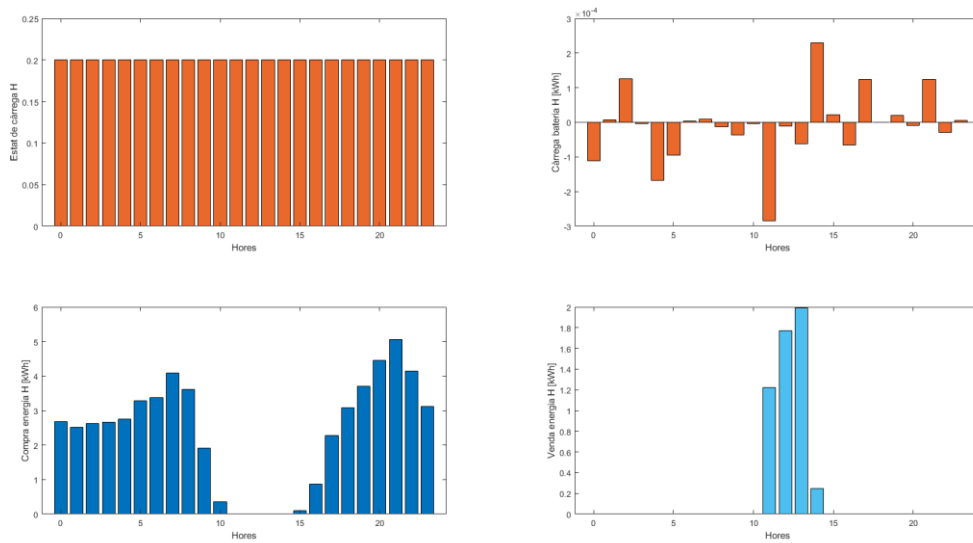


Figura 37: Resultats escenari 3 hivern.

### C.4 Escenari 4

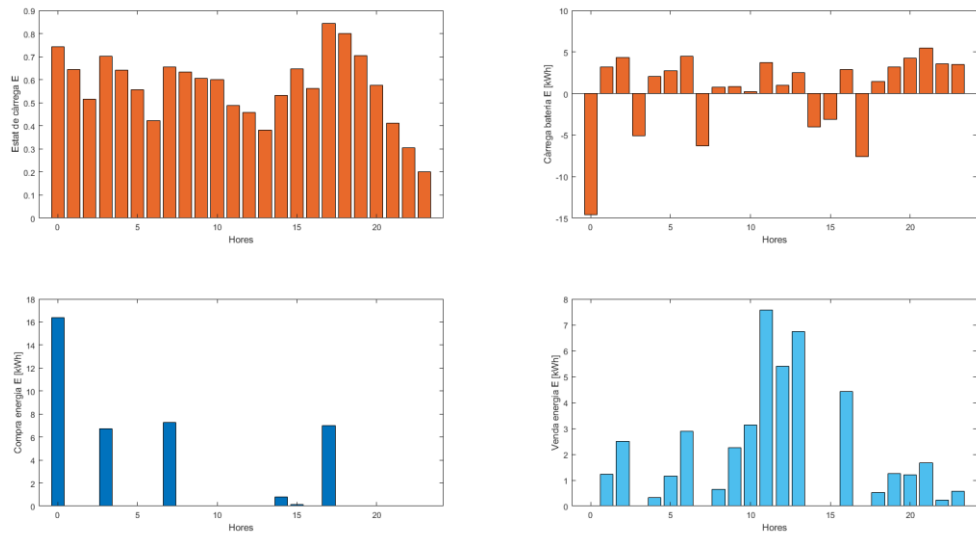


Figura 38: Resultats escenari 4 estiu.

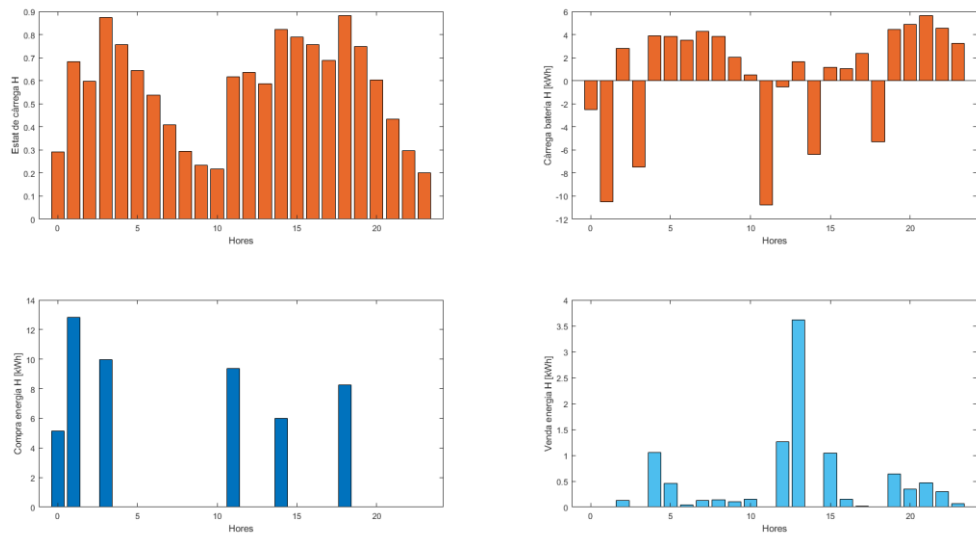


Figura 39: Resultats escenari 4 hivern.



### C.5 Escenari 5

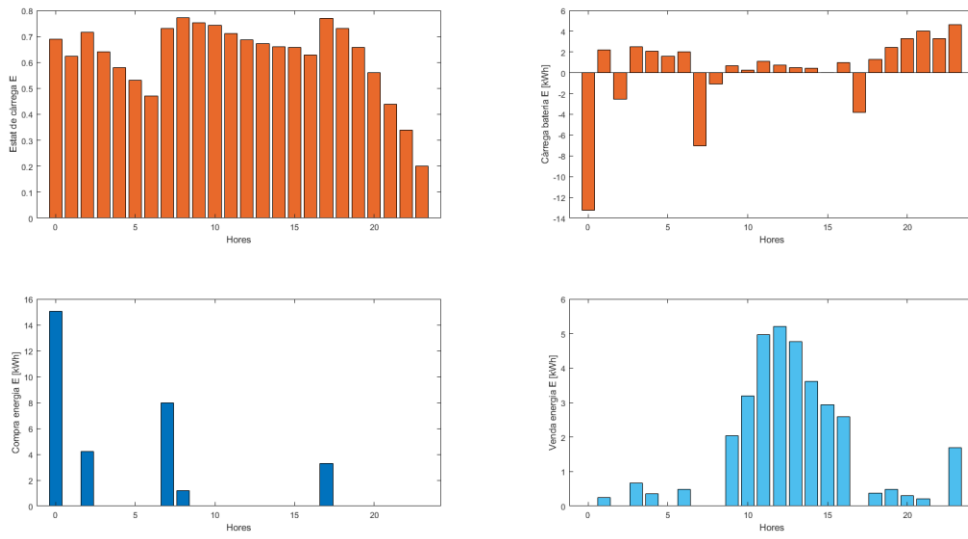


Figura 40: Resultats escenari 5 estiu.

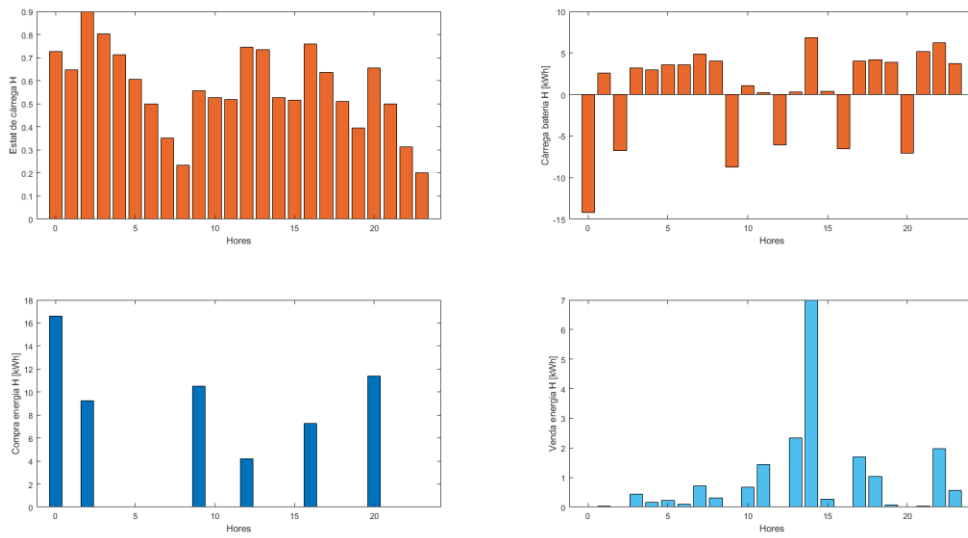


Figura 41: Resultats escenari 5 hivern.