

Treball de Fi de Màster
Enginyeria Industrial

**Programació matemàtica d'un sistema de gestió
d'energia amb el problema del flux òptim de
potència a una microxarxa**

*Mathematical programming for an Energy Management System with
Optimal Power Flow problem in a microgrid*

MEMÒRIA

Autor: Guillermo Pérez Casbas
Directors: Oriol Gomis Bellmunt
Manel Mateo Doll
Convocatòria: Abril 2018



Escola Tècnica Superior
d'Enginyeria Industrial de Barcelona



Resum

La generació distribuïda ha tornat amb forces renovades i és un dels nous reptes de l'enginyeria elèctrica per la propera dècada. L'auge de les energies renovables i el seu lent però progressiu abaratiment de costos fa que els sistemes distribuïts siguin atractius per als consumidors. En aquest sentit, el plantejament de microxarxes a mitjana i gran escala en què diversos usuaris puguin autoabastir-se amb un sistema autosuficient està sent una realitat aquests últims anys.

Aquestes microxarxes han d'anar acompanyades d'un sistema de gestió precís que pugui assegurar l'aprofitament del màxim d'energia de fonts renovables, minimitzant els costos de generació o les emissions produïdes per tot el sistema. En aquest sentit, s'han desenvolupat formulacions per a optimitzar la gestió de les microxarxes. Els EMS o sistemes de gestió d'energia són imprescindibles dins de les microxarxes actuals, més encara en les denominades Smart Grids del món actual en què vivim.

En aquest treball es presentaran diversos models per a la gestió d'una microxarxa, fent un petit anàlisi de l'estat de l'art dels diferents sistemes de gestió i de les possibles formulacions del problema.

Resumen

La generación distribuida ha vuelto con fuerzas renovadas y es uno de los nuevos retos de la ingeniería eléctrica para la siguiente década. El auge de las energías renovables y su lento pero progresivo abaratamiento de costes hace que los sistemas distribuidos sean atractivos para los consumidores. En este sentido, el planteamiento de microrredes a mediana o gran escala en que diversos usuarios puedan autoabastecerse de un sistema autosuficiente esta siendo una realidad estos últimos años.

Las microrredes tienen que ir acompañadas de un sistema de gestión preciso que pueda asegurar el aprovechamiento del máximo de energía de fuentes renovables, minimizando los costes de generación o las emisiones producidas por todo el sistema. En este sentido, se han desarrollado formulaciones para optimizar la gestión de las microrredes. Los EMS o sistemas de gestión de energía son imprescindibles dentro de las microrredes actuales, más aun en las denominadas Smart Grids del mundo actual en el que vivimos.

En este trabajo se presentaran diversos modelos para la gestión de una microrred, haciendo un pequeño analisis del estado del arte de los diferentes sistemas de gestión i de las posibles formulaciones del problema.

Abstract

Distributed generation has returned with renewed strength and it is one of the new challenges of electric engineering for the next decade. The uprising of renewable energies and its slow but progressive costs decrease make distributed systems appealing to consumers. In this sense, the approach to microgrids at medium or large scale in which many users could supply themselves from a self-sufficient system is becoming real.

Microgrids need of a precise management system that could ensure the maximum usage of energy coming from renewable sources, minimizing generation costs or the total emissions produced. This is why several formulations have been developed to optimize microgrids management. EMS (Energy Management Systems) are essential in present microgrids especially in the so called Smart Grids.

In this thesis some modelizations will be presented about the management of a microgrid, doing a brief state of the art analysis of different management systems and the possibles problem formulations.

Índex

GLOSSARI.....	III
ÍNDEX DE FIGURES.....	V
ÍNDEX DE TAULES.....	VII
1. INTRODUCCIÓ.....	1
1.1. Objectius del projecte	1
1.2. Abast del projecte.....	1
2. MICROXARXES	3
2.1. Definició de microxarxes.....	3
2.1.1. Tendència històrica.....	3
2.1.2. Beneficis de les microxarxes	4
2.2. Estructura i control de la microxarxa	5
2.2.1. Modes de funcionament de la microxarxa.....	5
2.2.2. Sistema de control d'una microxarxa	6
2.3. Energy Management Systems (EMS).....	7
3. PLANTEJAMENT DEL PROBLEMA	10
3.1. Definició	10
3.1.1. Localització	10
3.1.2. Dimensionament previ de la microxarxa.....	13
3.1.3. Estudi de resultats.....	13
3.2. Dades inicials	13
3.2.1. Intervals de temps	14
3.2.2. Irradiància solar	14
3.2.3. Corba de demanda.....	15
4. MODELITZACIÓ DELS ELEMENTS	17
4.1. Xarxa AC.....	17
4.1.1. Busos.....	17
4.1.2. Línies.....	18
4.1.3. Relació entre busos i línies.....	21
4.2. Plaques fotovoltaïques	22
4.3. Bateria	25
4.4. Generador Dièsel.....	29
4.4.1. Modelització discreta	30
4.5. Càrregues	32
4.6. Convertidors	34
5. MODELITZACIÓ DEL PROBLEMA	37

5.1.	Model EMS ideal (DCPF)	37
5.1.1.	Definició.....	37
5.1.2.	Programació matemàtica	38
5.2.	Model EMS real (ACOPF)	42
5.2.1.	Definició.....	42
5.2.2.	Programació Matemàtica	44
5.3.	Model EMS real linealitzat (ACOPFL)	47
5.3.1.	Mètode 1. Xarxes ramificades	47
5.3.2.	Mètode 2. Xarxes circulars.....	52
5.3.3.	Linealització en cas reduït.....	54
6.	MÈTODE DE RESOLUCIÓ PROPOSAT	56
6.1.	Mètode per unitat	56
6.2.	Elements i dades utilitzades.....	56
6.3.	Programa utilitzat	59
7.	RESULTATS	60
7.1.	Model DCPF	60
7.1.1.	Resultat del cas base.....	60
7.1.2.	Variació dels jocs de dades.....	62
7.1.3.	Resultat del cas base modificat.....	64
7.2.	Model ACOPF	67
7.2.1.	Validació amb el model OPF reduït.....	67
7.2.2.	Replantejament del model complet.....	69
8.	CONSIDERACIONS ECONÒMIQUES I MEDIAMBIENTALS DEL PROJECTE	71
8.1.	Pressupost	71
8.2.	Impacte medi ambiental.....	72
9.	CONCLUSIONS.....	74
BIBLIOGRAFIA.....		77
	Referències bibliogràfiques	77
	Bibliografia complementària.....	79

Glossari

AC (*Altern Current*) – Corrent Altern

DC (*Direct Current*) – Corrent Continu

EMS (*Energy Management System*) - Sistema de Gestió d'Energia

ES (*Energy Storage*) – Emmagatzematge d'Energia

f.d.p - Factor de potència

MCC (*Microgrid Central Controller*) – Controlador Central de la Microxarxa

OPF (*Optimal Power Flow*) – Flux Òptim de Potència

PM – Programació Matemàtica

PSU (*Power Supply Unit*) – Font d'alimentació

PV (*Photovoltaic*) – Fotovoltaic

Smart Grid – Xarxes intel·ligents/connectades a la xarxa

Índex de figures

Figura 1. Esquema de control d'una microxarxa	7
Figura 2. Enfocaments del problema de l'OPF	9
Figura 3. Localització del poble d'Alcaraz dins la Península Ibèrica (PVGIS - European Commission, 2018)	11
Figura 4. Mapa de la xarxa elèctrica de la Península Ibèrica (Red Eléctrica de España, 2018)	12
Figura 5. Esquema de la discretització en intervals de temps	14
Figura 6. Corbes d'irradiància per a eix fixat o de seguiment en dos eixos (PVGIS - European Commission, 2018)	15
Figura 7. Corba de demanda horària de potència al territori peninsular el 26/08/2017 (Red Eléctrica de España, 2018)	16
Figura 8. Esquema elèctric de les línies	19
Figura 9. Corba característica V-I dels panells solars en funció de la irradiància i la temperatura (Garcia, 2008)	24
Figura 10. Estratègia de càrrega típica per a una bateria de liti	26
Figura 11. Corba de rendiment tipus d'un generador dièsel (Galceran, 2016)	30
Figura 12. Esquema de la simplificació del tractament de les càrregues	33
Figura 13. Corba de potències tipus d'un inversor	35
Figura 14. Esquema elèctric de la microxarxa considerant el model DCPF	37
Figura 15. Esquema de la microxarxa considerant el model ACOPF	43

Figura 16. Representacions del graf de la microxarxa	47
Figura 17. Procés iteratiu de refinament de les llistes discretes	55
Figura 18. Demanda de potència activa i producció PV màxima	58
Figura 19. Potències de càrrega/descàrrega de la bateria per períodes (DCPF, cas inicial)	61
Figura 20. Evolució de l'estat de càrrega de la bateria (DCPF, cas inicial)	61
Figura 21. Consum de combustible per períodes (DCPF, cas inicial)	62
Figura 22. Potències de càrrega/descàrrega de la bateria per períodes (DCPF, cas S=32)	65
Figura 23. Evolució de l'estat de càrrega de la bateria (DCPF, cas S=32)	66
Figura 24. Consum de combustible per períodes (DCPF, cas S=32)	66
Figura 25. Histograma de la freqüència de funcionament de les diferents potències del generador (DCPF, cas S=32)	67
Figura 26. Replantejament del model complet ACOPF	70

Índex de taules

Taula 1. Variables associades als nodes	18
Taula 2. Dades associades a les línies	20
Taula 3. Classificació de les dades conegudes i les variables de cada node	22
Taula 4. Dades associades a les plaques fotovoltaïques	25
Taula 5. Exemple d'entrades de dades per a la bateria	27
Taula 6. Dades associades a les bateries	28
Taula 7. Variables associades a les bateries	29
Taula 8. Dades associades al generador AC en modelització discreta	32
Taula 9. Variables associades al generador AC en modelització discreta	32
Taula 10. Dades associades a les càrregues	33
Taula 11. Dades associades als convertidors	36
Taula 12. Dades necessàries del model DCPF	39
Taula 13. Variables associades al model DCPF	40
Taula 14. Dades noves necessàries pel model ACOPF	44
Taula 15. Variables noves associades al model ACOPF	45
Taula 16. Dades noves associades a la linealització del model ACOPF	48
Taula 17. Variables noves necessàries en la linealització del model ACOPF	49

Taula 18. Llista de valors per a les funcions trigonomètriques del mètode 1 _____	51
Taula 19. Llista de valors per a les funcions trigonomètriques del mètode 2 _____	53
Taula 20. Llistat d'elements considerats en els jocs de dades _____	56
Taula 21. Valors generals del problema DCPF i ACOF _____	57
Taula 22. Estrategia de càrrega del grup de bateries _____	57
Taula 23. Característiques del generador EMU-1875 _____	58
Taula 24. Resultats segons el nombre de períodes de l'horitzó a estudiar _____	63
Taula 25. Resultats segons el nombre d'elements per a la llista del model del generador	64
Taula 26. Valors de la funció objectiu del model OPF reduït per iteració _____	68
Taula 27. Comparació de la solució del model reduït amb la obtinguda per Newton-Raphson _____	68
Taula 28. Costos del projecte derivats dels recursos humans _____	71
Taula 29. Costos del projecte derivats dels components _____	72

1. Introducció

1.1. Objectius del projecte

La finalitat d'aquest projecte és desenvolupar el model de gestió d'una microxarxa de manera que es pugui treballar amb valors factibles i propers a la realitat. Per fer-ho, es planteja la caracterització i modelització dels diferents elements que componen el sistema. Altres treballs han intentat enfocar també l'operabilitat d'una microxarxa. En alguns casos (Galceran, 2016), no es considerava el problema del flux òptim de potència, primant la velocitat de resolució del problema i incloent altres problemàtiques com l'estabilitat de la freqüència, que no es tindran en compte en aquest treball. D'altres (Viñals, 2013) van tractar el problema a petita escala i en microxarxes domèstiques.

L'objectiu d'aquest treball és desenvolupar un model complet lineal (per tant convex) que pugui donar resposta al mateix temps al flux òptim de potència per a diversos intervals en un horitzó de temps determinat i que al mateix temps sigui capaç d'optimitzar l'emmagatzematge d'energia en una bateria.

Bona part de les equacions que es deriven de la modelització del problema tindran una forta component no lineal. L'estrategia que s'ha seguit per resoldre aquest inconvenient ha estat majoritàriament discretitzar els possibles valors de certes variables. La solució òptima del model discretitzat presentarà un cert error respecte el model contiu però el tamany de la llista de valors considerada podrà minimitzar aquest error.

1.2. Abast del projecte

Aquest projecte abarca des d'un anàlisi de l'estat de l'art de les microxarxes fins a un plantejament de diferents models d'un sistema de gestió EMS.

En primer lloc es fa una pinzellada general de les microxarxes a l'actualitat i s'intenta mostrar la necessitat de comptar amb un sistema de gestió d'energia que permeti optimitzar el seu funcionament.

En segon lloc s'intenta descriure un model de microxarxa real. Tot i que no forma part d'aquest projecte optimitzar o tractar el seu disseny i selecció dels elements que la formen, és necessari

definir un model de treball realista per tal de poder solucionar els models que es desenvoluparan. Per tant, es descriu un cas no real però factible.

En tercer lloc, es modelitzen tots els elements de la microxarxa incloent les seves restriccions elèctriques. Es proposen diversos models que assumeixen certes simplificacions per linealitzar certes restriccions no lineals per tal d'obtenir restriccions convexes. Les linealitzacions més habituals han estat discretitzar certes variables per tal de treballar amb variables binàries.

Per últim, s'exposen els resultats dels models i es fa un petit anàlisi de cada un d'ells.

2. Microxarxes

2.1. Definició de microxarxes

Segons (Hatzigaryiou, Asano, & Iravani, 2007) les microxarxes són xarxes de distribució de baixa tensió amb un o més punts de generació distribuïts com poden ser plaques fotovoltaïques, generadors eòlics o piles de combustible que, units a tecnologies d'emmagatzematge i càrregues controlables, conformen els elements principals. Altres autors com (Morstyn, Hredzak, & Agelidis, 2016) van una mica més enllà i la defineixen com un principi organitzatiu per gestionar la informació i el flux de potència amb l'objectiu d'aconseguir una operativitat autònoma. Aquests sistemes poden estar connectats a la xarxa de distribució elèctrica general (mode connectat) o funcionar com a xarxa de distribució independent (mode illa o aïllat).

La definició de (Chowdhury, Chowdhury, & Crossley, 2009) inclou la necessitat del control dels diferents elements de la microxarxa mitjançant interfícies d'electrònica de potència per tal d'assegurar un funcionament desitjat i la seva sincronització amb la xarxa principal en cas d'estar-hi connectats. Per altra banda, (Hyams & Razanousky, 2010) inclou en la seva definició que tots els elements del sistema han d'estar dissenyats i operats de forma òptima així com tenir una resposta activa de la demanda com una característica bàsica. Per tant, es relacionen els elements físics amb un sistema de gestió d'energia com un requeriment imprescindible d'una microxarxa.

La definició de microxarxa no diferencia entre corrent AC o DC, essent comuna la presència d'elements que funcionen en qualsevol dels dos modes. Donat que la distribució entre els elements acostuma a ser en corrent altern, és necessària la presència de convertidors o altres elements que transformin l'energia entre un mode o un altre. Per evitar pèrdues per conversió d'energia i harmònics generats pels inversors, és una estratègia agrupar tots els nodes en xarxes DC i AC independents en el que s'anomena una microxarxa híbrida (Peng, Goel, Xiong, & Fook, 2013). No obstant això, les limitacions de capacitat i d'espai acostumen a suposar una barrera, limitant-se aquesta estratègia a microxarxes de petit tamany en habitatges en què només és necessària la distribució en distàncies curtes.

2.1.1. Tendència històrica

Tot i que sembli un concepte contemporani, la generació distribuïda va ser la primera metodologia de generació elèctrica en els inicis. Donat que les primeres xarxes eren de DC (corrent continu), el voltatge de subministrament quedava limitat i de la mateixa manera ho

feia la distància a la que es podia subministrar l'energia elèctrica (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans, & Dhaeseleer, 2005). Per tant, les xarxes de distribució quedaven restringides al voltant dels nuclis de generació.

La irrupció de les xarxes de distribució en AC va permetre la distribució elèctrica a grans distàncies i el model productiu es va transformar, prioritzant l'economia d'escala i intentant reduir els costos de generació (que no de distribució). Les microxarxes van quedar parcialment marginades, destinant-les principalment com a fonts d'energia d'emergència en infraestructures clau davant de possibles caigudes de la xarxa principal.

Actualment, el paper de les microxarxes ha adquirit de nou rellevància amb l'auge del paper de les energies renovables i de les tecnologies de la informació. La millora en les tecnologies d'emmagatzematge d'energia i la seva reducció de costos de producció també han influït en aquest resorgiment. A més, tenim més capacitat de controlar-les eficientment i d'integrar-les amb l'entorn. Està clar que el paper de les microxarxes va lligat a la importància que se li doni a la generació distribuïda però els moviments de grans empreses del sector realitzant estudis (Jiménez, 2017) en els últims anys fan pensar que hi ha grans perspectives de cara al futur.

2.1.2. Beneficis de les microxarxes

Els beneficis de les microxarxes están irremediament lligats amb els de la generació distribuïda.

El benefici més immediat és la reducció quasi absoluta dels costos de transmissió i distribució, que permeten una reducció del cost de l'energia subministrada de fins al 30% (IEA, 2002). Tot i que les pèrdues per transmissió s'han aconseguit minimitzar gràcies al transport a molt alta tensió, les llargues distàncies a superar així com els costos de transformació de l'energia seguïen sent obstacles importants.

Una altra de les avantatges és el dimensionament dels punts de generació. Una part important de les centrals elèctriques (en especial aquelles que utilitzen combustibles fòssils) es troben sobredimensionades per fer front a sobrepics de demanda. Com són centrals que donen cobertura a molts usuaris, la sobredimensió és bastant important. Per altra banda, les microxarxes tenen l'avantatge de donar cobertura a un número més petit d'usuaris i comptar amb sistemes d'emmagatzematge que l'ajuden a fer front a períodes de sobrepics, de manera que poden dimensionar-se de manera més precisa.

També trobem que els sistemes distribuïts com les microxarxes tenen una escalabilitat major (Pepermans, Driesen, Haeseldonckx, Belmans, & Dhaeseleer, 2005). A diferència de les centrals

tradicionals de les que un cop dissenyades es fa molt difícil realitzar modificacions, les microxarxes presenten molta més facilitat per agregar un node.

2.2. Estructura i control de la microxarxa

A mode resum, segons les defincions de l'apartat 2.1, una microxarxa estarà formada pels següents elements:

- **Generadors.** Són elements que transformen diferents fonts d'energia en energia elèctrica. Les fonts poden ser d'origen renovable o fòssil i els generadors poden treballar en AC o DC. En aquest últim cas, es necessita un convertidor per connectar-lo a la microxarxa de distribució.
- **Sistemes ES (Enmagatzematge).** Són elements que poden aportar energia elèctrica a la microxarxa o enmagatzemar-la. Habitualment són grups de bateries que funcionen en DC i estan connectats a la microxarxa de distribució mitjançant un convertidor. També poden estar connectats directament a un generador en DC.
- **Convertidors.** Són la interfície entre els diferents elements en DC ja que s'encarreguen de transformar en AC per tal de poder distribuir la potència elèctrica generada per cada node a través de la xarxa.
- **Microxarxa de distribució.** Són les diferents línies o cables que uneixen els diferents busos o nodes (generadors, bateries, etc.) de la microxarxa.
- **Càrregues.** També connectades a la microxarxa són els diferents components que consumeixen energia elèctrica.
- **Controladors.** Són dispositius d'electrònica de potència encarregats de transmetre diferents consignes als elements de generació/enmagatzematge elèctrics. Aquests són gestionats per un EMS.

2.2.1. Modes de funcionament de la microxarxa

Com ja s'ha dit anteriorment, una microxarxa pot desenvolupar la seva activitat en dos modes diferents: l'aïllat o el connectat. A continuació es presenten una sèrie de característiques d'ambdós modes.

2.2.1.1. Mode connectat

En aquest mode, els convertidors i generadors es controlen únicament mitjançant consignes de potència activa i reactiva. S'ha d'assegurar una bona interconnexió amb la xarxa principal:

- És necessari un control de les potències bescanviades que assegurï que no es superi el límit establert
- És imprescindible que la microxarxa presenti una certa inèrcia davant les desviacions de freqüència. Tot i que aquestes desviacions no seran tan exagerades com en el mode aïllat, cal tenir-les presents.
- Cal assegurar que un sistema d'interrupció respecte la xarxa principal en cas de fallades pot assegurar un estat transitori en que tensió i freqüència es mantenen dins uns límits estables.

2.2.1.2. Mode aïllat

En aquest mode, la microxarxa es troba aïllada de la xarxa principal sense mantenir cap connexió. Pot ser una situació permanent pel propi disseny de la microxarxa o que s'hagi produït una desconexió programada o d'emergència per part d'una microxarxa que funciona en mode connectat. En aquest mode, és important que un dels nodes es controli com a font de tensió per mantenir un voltatge de referència. En el mode aïllat s'han de satisfer diversos requeriments:

- És crucial un sistema de control que gestioni i garantitzi l'estabilitat del voltatge i la freqüència.
- S'ha d'equilibrar el balanç entre generació i demanda així com assegurar la qualitat de la potència generada.

2.2.2. Sistema de control d'una microxarxa

Tots dos modes d'operació necessiten comptar amb un sistema de control repartit en 3 nivells (Morstyn, Hredzak, & Agelidis, 2016).

El control primari és el responsable de distribuir les càrregues entre els generadors de la microxarxa per a mantenir l'estabilitat i l'operabilitat autònoma. Té un ordre d'actuació molt petit de l'ordre de milisegons. Els mètodes més comuns són els de droop control (descentralitzats) o els controls de distribució activa de la càrrega (centralitzats). Aquests últims necessiten de comunicacions crítiques molt ràpides i només poden funcionar amb una configuració única. Per altra banda, els mètodes de droop control no es comuniquen entre ells, basant les seves consignes en lectures locals, així que l'escalabilitat de nous elements és menys complexa. Habitualment aquests mètodes de droop control han d'equilibrar la qualitat de la potència subministrada amb la precisió en la distribució de càrregues. Es basa en un controlador proporcional de manera que treballa amb un error en estat estacionari.

El control secundari opera en una escala de temps més lenta (de l'ordre de segons) i s'encarrega de corregir les desviacions en el voltatges i freqüències introduïdes pel control primari.

El control terciari actua en una escala de temps de l'ordre de minuts i es el que s'encarrega d'optimitzar el flux òptim de potències. Aquest control es pot fer de manera centralitzada des d'un MCC o de manera descentralitzada des de diferents agents locals connectats entre si. La introducció de sistemes ES en els últims anys a les microxarxes ha fet que l'horitzó d'optimització sigui molt més ample augmentant així doncs la complexitat del càlcul. El control descentralitzat garanteix una implmentació més ràpida i menys costosa de nous elements però al mateix temps no permet una optimització tan acurada com si es realitza un control centralitzat, que compta amb totes les restriccions elèctriques i totes les dades del sistema.

A la Figura 1. Esquema de control d'una microxarxa es pot veure un esquema de control d'una microxarxa. Les fletxes representen les consignes que s'envien mentre que les línies blaves representen connexions físiques elèctriques.

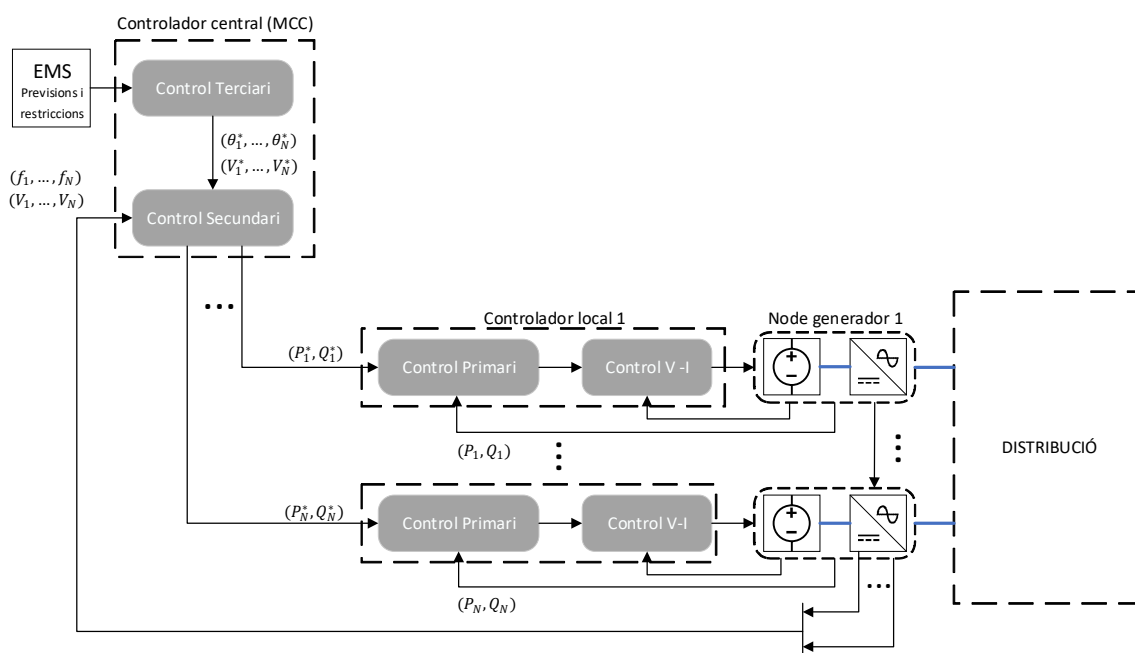


Figura 1. Esquema de control d'una microxarxa

2.3. Energy Management Systems (EMS)

Els Energy Management Systems són els sistemes de gestió encarregats de l'optimització de la generació i distribució elèctriques. Han estat utilitzats habitualment en els sistemes tradicionals

per planificar la producció en les centrals en funció de la demanda. També s'estan utilitzant en gestions més específics d'el'energia com podrien ser els habitatges intel·ligents.

En una microxarxa, el sistema de gestió d'energia actua sobre el segon i tercer nivell de control, establint una sèrie de consignes en base a previsions o lectures reals de dades. L'EMS pot tenir dues vessants, la correcció de previsions respecte a dades en temps real i la optimització en base a prediccions. En aquest treball ens centrarem en la última d'aquestes.

El sentit principal dels EMS a les microxarxes és la gestió dels grups de bateries que emmagatzemen energia. Sense grups de bateries, la gestió de la xarxa seria trivial, produint i utilitzant energies renovables sempre que fos possible. Per tant, és necessari que l'EMS treballi amb un model capaç d'anticipar el comportament del sistema en un horitzó determinat en base a unes dades prèvies, habitualment una predicció de la corba de demanda així com dades meteorològiques. La obtenció d'aquestes dades pot realitzar-se mitjançant regressions estadístiques del històric o amb mètodes de Machine Learning (Furqan & Zhang, 2018).

L'EMS pot ser implementat de manera centralitzada (en un MCC) o de manera descentralitzada (mitjançant una distribució multiagent dels controladors) com s'ha vist a l'apartat anterior. En el primer cas, el sistema compta amb tota la informació disponible i es realitza la optimització sense haver de coordinar els diferents elements de la microxarxa mentre que en el cas descentralitzat cal coordinar tots els elements per poder definir l'òptim de funcionament (Serna-Suárez, Ordóñez-Plata, & Carrilo-Caicedo, 2015).

Els sistemes centralitzats poden estar configurats per buscar els òptims amb estratègies diferents. Els algorismes heurístics són ideals en el cas de voler buscar solucions ràpides a problemes complexos. En particular, els algorismes genètics i els algorismes per aglutinament de partícules han estat molt utilitzats per a trobar solucions ràpides a problemes complexos. Tot i això, també s'han desenvolupat models no basats en heurístiques (Serna-Suárez, Ordóñez-Plata, & Carrilo-Caicedo, 2015).

Els problemes d'optimització en els quals es basen els models desenvolupats per al disseny d'un EMS habitualment necessiten dues definicions: la funció objectiu i les restriccions. La funció objectiu consta d'una o més variables del model que s'intentaran minimitzar (o maximitzar). Es poden definir molts objectius diferents: minimitzar emissions, costos totals, costos de generació, maximitzar vida útil dels elements del sistema, etc. També és comú trobar funcions multiobjectiu en què es ponderen les diferents variables segons un criteri determinat. Aquest sistema de gestió intenta optimitzar diverses variables en un horitzó de temps prèviament definit. La principal variable de control en l'horitzó de temps estudiat ha de ser la gestió de les bateries, que juguen un paper fonamental.

Per la seva banda, també trobem el problema del flux òptim de potència (OPF) que afegeix una sèrie de restriccions. Aquest defineix les variables elèctriques en tots els busos d'una xarxa per a un instant i unes condicions determinades. L'EMS és el model d'optimització que tracta de resoldre l'OPF en un determinat nombre d'interval·s consecutius dins d'un horitzó de temps definit buscant el millor valor per a una funció objectiu. Donat el caràcter no lineal de les restriccions, es tracta d'un problema complex i difícil de resoldre.

A la Figura 2. Enfocaments del problema de l'OPF, es presenten diferents aproximacions al problema de l'OPF. En aquest treball, ens centrarem en la B, la C i la D. La B permet trobar una primera solució (cota) aproximada de manera ràpida. Aquesta aproximació modelitza la xarxa de distribució a DC i transmissió ideal (línies sense pèrdues). La D representa el model complet però presentarà una sèrie de restriccions no-lineals que no asseguren una no convexitat del model resultant. Per últim, la C és una simplificació del model D que permet aproximar certes restriccions tot eliminant la no linealitat.

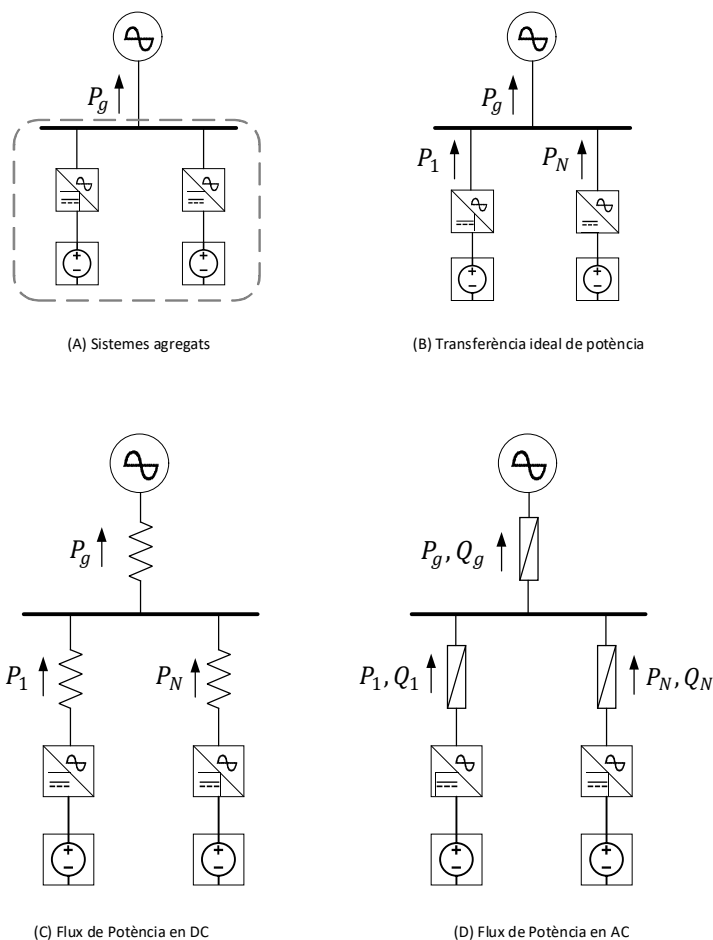


Figura 2. Enfocaments del problema de l'OPF

3. Plantejament del problema

3.1. Definició

Havent fet la introducció pertinent als conceptes teòrics, cal relacionar-nos amb el nostre cas concret. Es treballarà amb una microxarxa formada per plaques fotovoltaïques, bateries i un grup electrògen a més de les càrregues que consumeixen potència. Aquests elements estaran connectats entre si per una xarxa de distribució en AC. Si cal, aquesta connexió es farà mitjançant convertidors.

La microxarxa estarà aïllada de la xarxa elèctrica, és a dir, no existirà cap connexió directa que pugui compensar l'excident o dèficit de potència. Tot i que no sigui l'objectiu d'aquest treball, el mode illa hauria de permetre garantir la qualitat d'ona subministrada a més de garantir l'estabilitat de voltatge i freqüència, com s'ha dit anteriorment. Per aconseguir-ho caldria dissenyar de manera adequada els llaços de control de primer i segon nivell de cada un dels nodes generadors de la nostra xarxa. En aquest treball, s'actuarà únicament sobre el tercer nivell de control dissenyant el model d'optimització amb el que hauria de treballar el MCC per tal d'abastir de la manera més eficient possible a les càrregues pertinents.

El nostre objectiu és minimitzar el consum de combustible per fer que la microxarxa sigui el més sostenible possible. Això no implica que sigui la opció de menor cost ja que no es tindrà en compte la vida útil dels diferents elements.

3.1.1. Localització

Per poder definir dades del problema com la irradiància solar, caldrà suposar una localització geogràfica concreta. S'ha escollit el poble d'Alcaraz, a la província d'Albacete per diversos motius.

En primer lloc, es volia escollir una població relativament propera per poder il·lustrar un exemple que pogués resultar familiar.

En segon lloc, la situació geogràfica del poble cap al sud de la península fa que compti amb uns valors d'irradiància prou alts com per que les plaques fotovoltaïques que s'utilitzaran produeixin una potència per superfície prou alta.

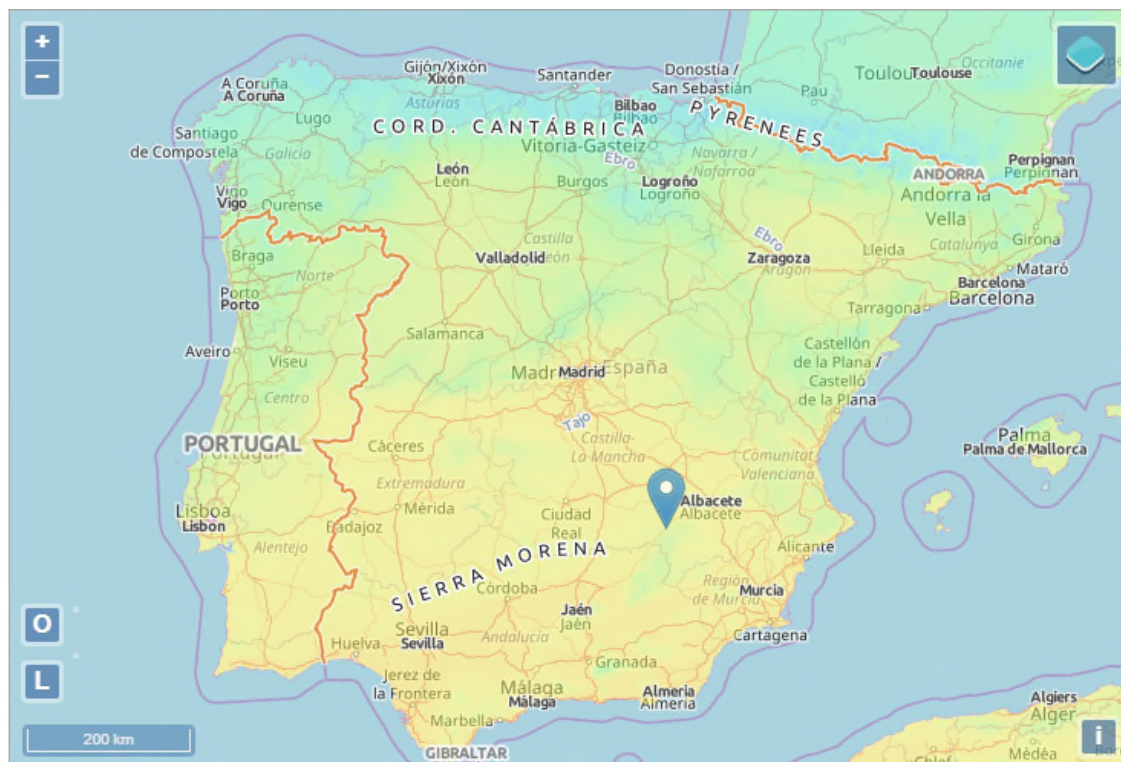


Figura 3. Localització del poble d'Alcaraz dins la Península Ibèrica (PVGIS - European Comission, 2018)

Per últim i més important, el poble d'Alcaraz és un dels pobles que més aïllat es troba de qualsevol línia de distribució d'alta tensió (>60 kV) de tota la península. Tot i que es veritat que a les xarxes de distribució que l'envolten hi trobem diverses centrals generadores (eòliques i hidràuliques) la més propera es troba a quasi 35km en línia recta. Això fa que fer arribar energia a aquesta localització sigui car, complexe i subjecte a moltes pèrdues energètiques. És, doncs, un candidat idoni per establir una microxarxa aïllada.

El fet que sigui un poble de tamany mitjà, de 1414 habitants (INE, 2017), fa que les seves necessitats s'adeqüin a la generació mitjançant energies renovables dins una microxarxa, sense que sigui necessari recórrer a una estació generadora de grans dimensions. A la Figura 4. Mapa de la xarxa elèctrica de la Península Ibèrica es pot apreciar el seu aïllament respecte les xarxes de distribució més properes.



Figura 4. Mapa de la xarxa elèctrica de la Península Ibèrica (Red Eléctrica de España, 2018)

Cal recordar que la proposta de model que es farà a aquest treball no està subjecte a cap localització concreta i serà genèrica per qualsevol altra. No obstant això, els resultats si que seran determinats pel joc de dades que extraurem.

3.1.2. Dimensionament previ de la microxarxa

Cal recordar que l'objectiu d'aquest projecte no és dissenyar ni dimensionar la microxarxa. Partim d'uns elements ja dissenyats. Per tant, aquest treball no profunditza en els elements de control (primer i segon nivell) que assegurin un correcte funcionament de tots els nodes de la microxarxa i que assegurin la qualitat del subministrament. Tampoc tracta de donar una resposta inicial a quines són les dimensions ideals dels diferents nodes (plaques fotovoltaïques, les bateries o el generador) tot i que, en aquest cas, anàlisis successius dels resultats que s'obtinguin poden ajudar a redimensionar la xarxa. Per això hi ha treballs com (Ranaboldo, García-Villoria, & Pastor, 2015) que realitzen aquest dimensionament previ.

Igual que respecte a la localització, el fet d'utilitzar unes dimensions o altres, només afectarà als resultats d'aquest problema en concret però en cap cas afectarà al model d'optimització que es plantejarà.

3.1.3. Estudi de resultats

Per a verificar el correcte plantejament i coherència dels diversos models proposats, es resoldran una sèrie de casos (diferents jocs de dades) amb un software d'optimització. A més a més, això servirà per comparar com afecten les simplificacions realitzades en els diferents models i si representen una solució factible per al cas general o s'hi apropen. Tot això haurà de tenir intentant equilibrar el temps de resolució per tal de que no sigui gaire alt.

Per altra banda, també es vol veure la influència de diversos factors en el resultat del problema:

- 1) **Influència de l'època de l'any.** És evident que amb menys hores de llum solar serà necessària una major càrrega diària de combustible dièsel però es vol determinar com canvien exactament els patrons en funció de les estacions.
- 2) **Canvis en els jocs de dades.** Contrastar la resolució davant de diferents tipus de jocs de dades (corbes de demanda menys regulars, diferents estats de càrrega,...)
- 3) **Discretitzacions més precises.** Comparar com afecta una discretització més refinada de diverses variables en el resultat del problema així com en el temps de resolució.

3.2. Dades inicials

La utilització de variables contínues és molt freqüent en problemes d'optimització matemàtica ja que la majoria d'algoritmes de resolució utilitzen aproximacions iteratives per a la resolució dels models. No obstant això, el plantejament del model amb dades contínues no és tan simple i per poder treballar amb aquestes dades contínues caldria plantejar la funció associada

mitjançant interpolació o altres estratègies. Això faria que la dificultat del problema augmentés en gran mesura, fent que el temps de resolució creixés. Per evitar-ho, es planteja discretitzar (dividir les dades segons intervals) per tal d'obtenir bones solucions de manera ràpida. A continuació s'exposen els casos on s'ha hagut de dur a terme.

3.2.1. Intervals de temps

El temps és la variable continua per excel·lència i és la base de resolució del problema. Es definiran intervals de 15 min (96 al llarg d'un dia) tal com es mostra a la Figura 5. Esquema de la discretització en intervals de temps. Algunes de les variables són instantànies i necessitaran treballar amb els extrems dels intervals (97 en total) tot i que es pot aprofitar la mateixa modelització.

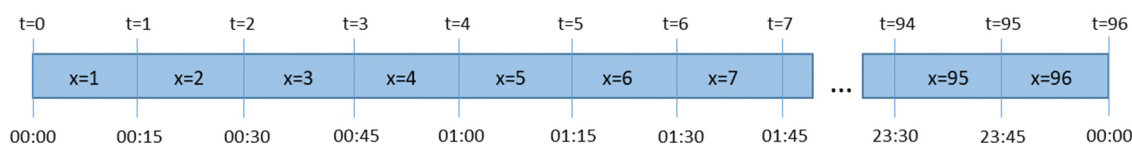


Figura 5. Esquema de la discretització en intervals de temps

A priori uns intervals més estrets portaran a millors solucions ja que les dades amb les quals es treballarà per a cada interval s'aproximaran més a la corba real. Fent això, variables elèctriques com la potència també quedaran discretitzades per intervals de temps, suposant constant aquesta variable durant l'interval estudiat.

3.2.2. Irradiància solar

La irradiància solar és la magnitud que mesura la potència en forma de radiació solar que arriba a la superfície terrestre i és habitual mesurar-la per unitat de superfície. Mitjançant l'eina PVGIS, es poden extreure les dades sobre les diferents corbes de irradiància.

A la Figura 6. Corbes d'irradiància per a eix fixat o de seguiment en dos eixos, es poden veure les corbes per a una inclinació d'una superfície fixada o en seguiment de dos eixos. La corba vermella representa la irradiància rebuda en un dia sense cap núvol per a un mes determinat, mentre que la blava representa la mitjana de potència rebuda tenint en compte els dies ennuvolats. La verda, pel seu compte representa la irradiància difusa (aquella que arriba després de dispersar-se en diferents partícules de l'atmosfera). Les plaques actuals són capaces d'aprofitar aquesta radiació i també serà considerada en aquest treball.

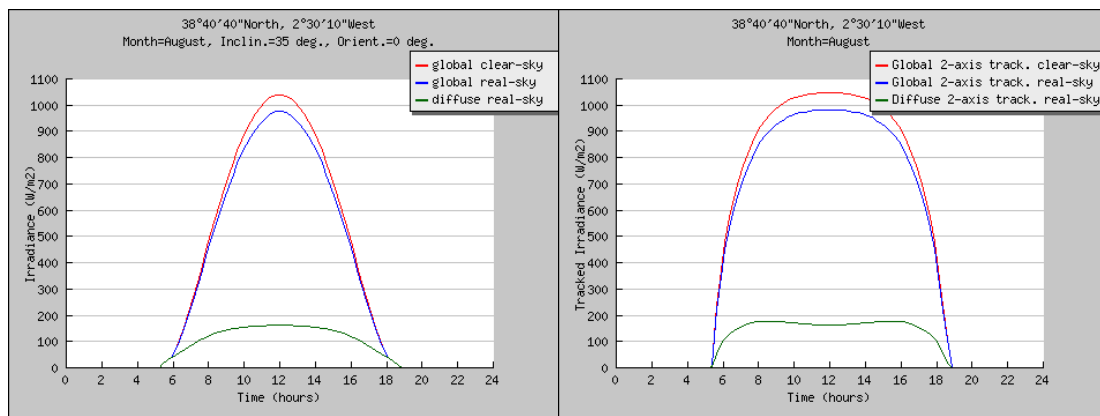


Figura 6. Corbes d'irradiància per a eix fixat o de seguiment en dos eixos (PVGIS - European Comission, 2018)

S'aprecien diferències notables entre els sistemes fixats i els de 2 eixos perquè aquests últims son capaços de optimitzar la seva posició en tot moment corregint-la en funció de la trajectoria del Sol. Això fa que la placa rebi més irradiància; si s'integrés l'àrea sota cada corba es podria comprovar com en el primer cas la quantitat d'energia obtinguda és més petita que en el segon.

Com en el cas anterior, cal discretitzar els valors de la corba per poder treballar amb ells. És necessari definir un valor d'irradiància per cada un dels nostres intervals de temps. Per fer-ho, es prenen els valors de la corba dels extrems de cada interval i es troba la mitjana de l'interval:

$$P_{FOT,t} = \frac{P_{IRR,n} + P_{IRR,n-1}}{2} \quad \forall t = 1 \dots T \quad \forall n = 0 \dots T \quad (\text{Eq. 3.2.1})$$

3.2.3. Corba de demanda

La corba de demanda és una mica més difícil de dimensionar. No existeixen dades públiques individuals per a cada municipi o territori. Si existeixen les dades de consum diari per a tot el territori peninsular dividida per hores. El que s'ha fet és dimensionar proporcionalment segons la població al poble d'Alcaraz. Evidentment, la corba no serà igual i és una mera aproximació. De fet és molt probable que fins i tot el pic de potència diari sigui encara més baix que el calculat, donat que en un poble petit no hi ha la mateixa densitat d'indústries (grans consumidors elèctrics) que a una ciutat. No obstant això es treballa amb aquesta aproximació donat que tampoc entre dins l'abast del treball trobar una predicció acurada de la demanda.

De manera anàloga a l'apartat anterior, cal discretitzar el valor de la demanda, aproximant a una demanda constant durant l'interval de 15min:

$$D_t = \frac{D_{ELEC,n} + D_{ELEC,n-1}}{2} \quad \forall t = 1 \dots T \quad \forall n = 0 \dots T \quad (\text{Eq. 3.2.2})$$

D_t seran les dades considerades al model mentre que $D_{ELEC,n}$ seran els valors dels extrems de l'interval obtingudes segons la corba de demanda que es pot veure a la Figura 7. Corba de demanda horària de potència al territori peninsular el 26/08/2017 .

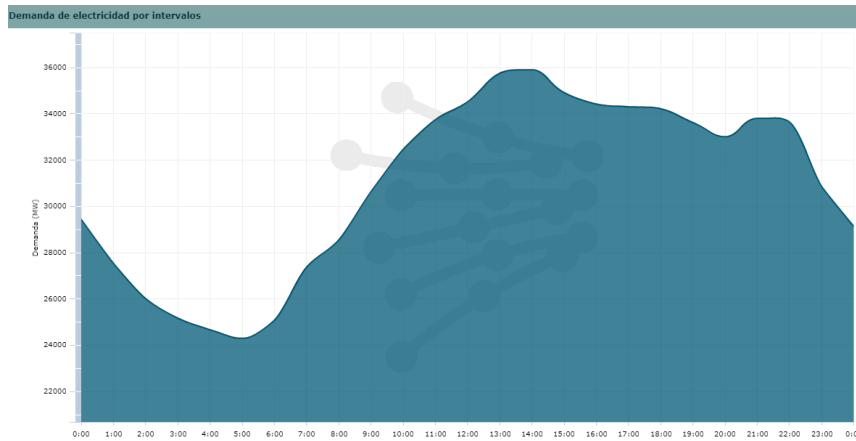


Figura 7. Corba de demanda horària de potència al territori peninsular el 26/08/2017 (Red Eléctrica de España, 2018)

Tenint en compte la població d'Alcaraz, caldria reduir els valors de la corba en un factor k que representés el quocient de la seva població entre tota la població peninsular:

$$k = \frac{1414 \text{ hab}}{43.176.933 \text{ hab}}^1$$

¹ (INE, 2017) Les xifres de població peninsulars són les referents a tot l'estat espanyol sense incloure Ceuta, Melilla, Canàries i les illes Balears.

4. Modelització dels elements

El primer pas és fer l'estudi previ de les característiques dels diferents elements de la microxarxa per separat i proposar una possible modelització. A continuació es recullen els paràmetres inicials i les variables necessàries per definir cada element, tot justificant alguna de les eleccions.

4.1. Xarxa AC

La xarxa de distribució modelitzada és una de les claus del problema de l'OPF ja que seran el mitjà pel qual es transmetrà la potència generada. Per tant, afegiran restriccions importants al problema com podrien ser les pèrdues.

En primer lloc, és important definir que la xarxa AC es modelitza mitjançant dos tipus de components: els busos (o nodes) i les línies. Els busos són aquells punts de la xarxa on es connecten els diferents elements de la nostre microxarxa. Les línies, per la seva banda, són els cables que uneixen aquests punts entre si.

4.1.1. Busos

Els busos queden definits per certes variables com podrien ser el voltatge, la potència injectada o la intensitat injectada. Segons la primera llei de Kirchoff, la conservació de la càrrega en un node fa que el seu balanç de corrent sigui zero. Per tant, es pot concloure que $\underline{I}_S - \underline{I}_E = \underline{I}_i$, és a dir, la intensitat injectada (o extreta) d'un node serà igual a la diferència entre els corrents de sortida i entrada en aquell node per part de la xarxa de distribució.

Al mateix temps, es pot definir un balanç de potències per al node i es troba que:

$$S_G - S_D = S_i \leftrightarrow P_G - P_D = P_i; \quad Q_G - Q_D = Q_i \quad (\text{Eq. 4.1.1})$$

És a dir, que la potència injectada en un node serà igual a la diferència entre la potència generada i la demandada per aquest bus. En el cas d'aquest treball, un bus no podrà ser consumidor i generador a la vegada i, per tant, la potència del bus serà igual a la demanda o a la generació respectivament. Respectant aquest conveni, una potència injectada/generada al node serà (+) i una potència extreta/demandada serà (-).

A partir d'aquestes expressions es pot definir la relació entre potència i intensitat en un node com:

$$\underline{S}_i = P_i + j \cdot Q_i = \underline{V}_i \cdot \underline{I}_i^* \quad (\text{Eq. 4.1.2})$$

La potència injectada a cada node serà funció del voltatge al qual es troba aquest node i el balanç de corrent en aquest node. A l'apartat 0 es relacionarà la intensitat amb les admitàncies de la línia per tal de treballar amb menys variables.

És important assenyalar que els nostres elements principals (4.2, 0, 0, 4.5) estaran connectats a la microxarxa a través de convertidors (0). En el cas del generador dièsel, aquest convertidor que seria l'alternador ja queda inclòs dins del propi element.

Per tant, aquests busos tindran associades una sèrie de variables:

Variables	Descripció	Unitats	Subíndex
P_{it}	Potència activa injectada al node i durant l'interval t	[kW]	$i = 1 \dots N$
Q_{it}	Potència reactiva injectada al node i durant l'interval t	[kVA]	
U_{it}	Voltatge al node i durant l'interval t	[V]	$t = 1 \dots T$
α_{it}	Angle del voltatge al node i durant l'interval t	[rad]	

Taula 1. Variables associades als nodes

4.1.2. Línies

Les línies porten associades unes càrregues que provoquen que entre els diferents busos puguin existir petites caigudes de tensió. En un dels casos que es modelitzaran en aquest projecte, es considerarà una microxarxa amb distribució ideal. Això es prescindir de les línies de transmissió com a tals i, per tant, suposar un bus únic (tots els elements amb el mateix voltatge).

Les línies elèctriques es poden representar sempre segons la seva impedància:

$$\underline{Z} = R + j \cdot X \quad (\text{Eq. 4.1.3})$$

Aquesta impedància habitualment es transforma en l'admitància de la línia ja que permet més flexibilitat en posteriors càlculs:

$$\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}} = \frac{1}{R + j \cdot X} = G + j \cdot B \tag{Eq. 4.1.4}$$

Una xarxa de distribució, doncs, la podem representar com una matriu d'admitàncies que representarà les connexions entre cada node. Com que el flux elèctric és bidireccional, per a una xarxa de n nodes la matriu d'admitàncies seria:

$$Y = \begin{pmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nn} \end{pmatrix}$$

On:

$$y_{ii} = \sum_{k \in \Omega} y_{ik} \quad \forall i = 1..N, \quad \Omega: \text{conjunt de nodes veïns}$$

$$y_{ij} = y_{ji} = -\underline{Y}_{ij} \quad \forall i \neq j, \quad \forall i, j = 1..N$$

Si dos nodes no estan connectats, l'admitància resultant entre els dos nodes hauria de ser 0.

Com a exemple, si tinguéssim una xarxa de tres nodes connectats entre si, la matriu d'admitàncies resultant seria la següent:

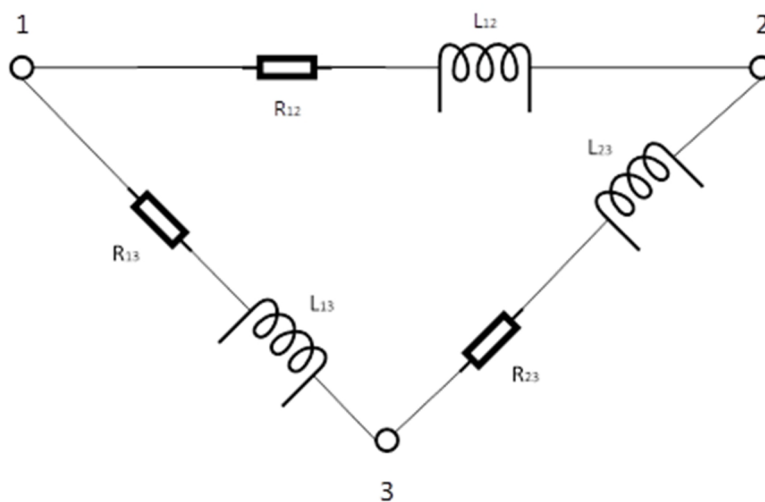


Figura 8. Esquema elèctric de les línies

Si es consideren les connexions a terra de cada bus despreiables, la matriu d'admitàncies resultant serà:

$$Y = \begin{pmatrix} y_{12} + y_{13} & -y_{12} & -y_{13} \\ -y_{21} & y_{12} + y_{23} & -y_{23} \\ -y_{31} & -y_{32} & y_{31} + y_{32} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{12} + y_{13} & -y_{12} & -y_{13} \\ -y_{12} & y_{12} + y_{23} & -y_{23} \\ -y_{13} & -y_{23} & y_{13} + y_{23} \end{pmatrix}$$

$$y_{12} = \frac{1}{R_{12} + j\omega L_{12}}; \quad y_{13} = \frac{1}{R_{13} + j\omega L_{13}}; \quad y_{23} = \frac{1}{R_{23} + j\omega L_{23}}$$

A continuació s'inclouen el càlcul de les admitàncies en forma binòmica:

$$y_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + j \cdot X_{ij}} \cdot \frac{R_{ij} - j \cdot X_{ij}}{R_{ij} - j \cdot X_{ij}} = \frac{R_{ij} - j \cdot X_{ij}}{R_{ij}^2 - j^2 \cdot X_{ij}^2} = \frac{R_{ij} - j \cdot X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (\text{Eq. 4.1.5})$$

$$y_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} + j \cdot \frac{-X_{ij}}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} = G + j \cdot B$$

Cal remarcar que les admitàncies seran una dada coneguda que formarà part del preprocés del model. Per tant, el caràcter no lineal de les expressions anteriors no afectarà a la resolució del problema.

És necessari també definir la matriu de connexions $M_{CON,ij}$ (simètrica) que prendrà un 1 en cas que el node i i j estiguin connectats i un 0 en cas contrari. Els elements de la diagonal també seran 1.

En resum, els paràmetres amb els quals comptarem com a dades inicials de les línies són:

Dades	Descripció	Unitats	Subíndex
R_{ij}	Resistivitat de la línia del node i al j	$[\Omega]$	$i = 1 \dots N$
X_{ij}	Inductància de la línia del node i al j	$[\Omega]$	
$M_{CON,ij}$	1 sii el bus i i el j estan connectats.	<i>s. u.</i>	$j = 1 \dots N$

Taula 2. Dades associades a les línies

4.1.3. Relació entre busos i línies

Mitjançant les fórmules en apartats anteriors, es pot trobar la relació entre voltatges i potències dels nodes, que dependran de les intensitats respectives que circulen per cada línia. Així es troba que:

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \cdot \left(\sum_{j=1}^N Y_{ij} \cdot \underline{U}_j \right)^* \quad (\text{Eq. 4.1.6})$$

Amb aquesta expressió i partint de l'expressió polar del voltatge U_α i la binòmica de l'admitància $\underline{Y} = G + j \cdot B$, es troben les expressions següents després d'operar:

$$P_i = M \cdot U_i \cdot \sum_{j=1}^N U_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos(\alpha_i - \alpha_j) + B_{ij} \cdot \sin(\alpha_i - \alpha_j)) \quad (\text{Eq. 4.1.7})$$

$$Q_i = M \cdot U_i \cdot \sum_{j=1}^N U_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin(\alpha_i - \alpha_j) - B_{ij} \cdot \cos(\alpha_i - \alpha_j)) \quad (\text{Eq. 4.1.8})$$

Amb $M=1$ si es tracta d'una xarxa monofàsica i $M=3$ en cas de ser trifàsica (es treballa sempre amb les tensions de fase i les admitàncies de cada cable en aquest cas)

Donat que totes les nostres línies són conductores, per la llei d'Ohm existirà un corrent elèctric entre dos busos de diferent potencial que estiguin connectats entre ells.

A la Taula 3. Classificació de les dades conegudes i les variables de cada node, es pot veure que el sistema té, com a mínim, 7 graus de llibretat: 2 de les plaques PV, 2 del generador dièsel i 3 de la bateria (aquesta última té una variable binària que defineix si està carregant o no i les dues variables que defineixen la potència). A més a més, s'afegiran una sèrie de variables binàries per ajudar a modelitzar els diferents elements que afegiran encara més graus de llibertat al problema.

Es consideraran com a variables de decisió la P i la Q de cada node mentre que la U i α quedaran determinades per les equacions anteriors. La resolució del model substituirà les variables per un valor òptim que permetrà resoldre el problema del flux de potència per a cada interval. Amb una o es mostren les variables que es determinaran mitjançant les equacions del flux de potència, amb una x es mostren aquelles variables de decisió sobre les que haurà de prendre un valor la resolució del model i amb un \checkmark s'indiquen les dades conegudes.

Prenent les equacions 4.1.7 i 4.1.8, es pot comprovar que es treballa amb diferències d'angles i el mòdul dels voltatges afecten a tota la potència nodal. És necessari, doncs, fixar un voltatge

(en mòdul i angle) de referència. El node que fixa aquests dos valors s'anomena slack i en el nostre model serà el grup de bateries.

	U	α	P_G	Q_G	P_D	Q_D
Bus 1 - Plaques PV	o	o	x	x	✓	✓
Bus 2 – Bateries (Slack)	✓	✓	x	x	x	x
Bus 3 - Generador Dièsel	o	o	x	x	✓	✓
Bus 4 - Càrregues	o	o	✓	✓	✓	✓

Taula 3. Classificació de les dades conegudes i les variables de cada node

4.2. Plaques fotovoltaïques

Les plaques fotovoltaïques són els elements generadors d'energia connectats a la xarxa mitjançant un inversor DC/AC unidireccional. Sense entrar en gaire detall, estan formats per una cèl·lula fotoelèctrica d'un material semiconductor (habitualment silici) en una unió PN que al ser excitat pels fotons provinents de la llum del sol generen una certa circulació d'electrons. Tot i que aquest tipus d'elements encara tenen un rendiment molt baix, aquest depèn en gran mesura del material del que estan fets.

Prenent les equacions 4.1.7 i 4.1.8, es pot comprovar que es treballa amb diferències d'angles i el mòdul dels voltatges afecten a tota la potència nodal. És necessari, doncs, fixar un voltatge (en mòdul i angle) de referència. El node que fixa aquests dos valors s'anomena slack i en el nostre model serà el grup de bateries.

El comportament d'aquestes cel·les queda determinat per la corba V-I. Aquesta defineix la corrent que és capaç de subministrar la cel·la quan està sotmesa a un voltatge determinat per la càrrega a la que es troba connectada. Tota corba presenta un punt de màxima potència a un voltatge determinat. És necessari l'ús de seguidors que s'assegurin que la placa fotovoltaïca treballa al voltant d'aquest punt de potència màxima (P_{MPTT}). En el cas del cas que ens escau, aquesta tasca serà realitzada pels inversors. És molt important la definició d'aquestes corbes ja

que si considerem que sempre estarem treballant en aquest punt de potència màxima, es pot definir el rendiment de la placa com:

$$\eta_{PANELL} = \frac{P_{MPTT}}{I_{SOLAR} \cdot S_{PANELL}} \quad (\text{Eq. 4.2.1})$$

Aquestes corbes, com es pot veure a la Figura 9. Corba característica V-I dels panells solars en funció de la irradiància i la temperatura, varien de forma en funció de diferents variables, com poden ser la irradiància rebuda i la temperatura de la superfície de les plaques. La irradiància afecta a la quantitat d'electrons excitats en la unió PN i té una incidència linealment proporcional sobre la corrent generada per la placa. No obstant això, la forma de la corba és similar i el voltatge on es produeix la potència màxima no varia gaire. Es pot admetre, doncs, que el rendiment de la placa fotovoltaica és constant enfront diferents condicions d'irradiància.

No passa el mateix amb la temperatura de funcionament de les plaques (habitualment aquesta temperatura està entre 10-15 °C per sobre la temperatura ambient), on es presenten diferents corbes de funcionament. Per a uns valors constants d'irradiància, es pot veure que a mesura que augmenta la temperatura de treball, el punt de màxima potència disminueix el seu valor. Es pot concloure que el rendiment de la placa disminueix quan augmenta la temperatura. Així trobem que una placa fotovoltaica genèrica tindrà un rendiment més alt a l'hivern però generarà menys energia donat que la irradiància rebuda serà menor.

Donat que el rendiment és una dada inicial del model es considerarà com un paràmetre constant tot i que al llarg d'un dia es podrien presentar variacions de temperatura.

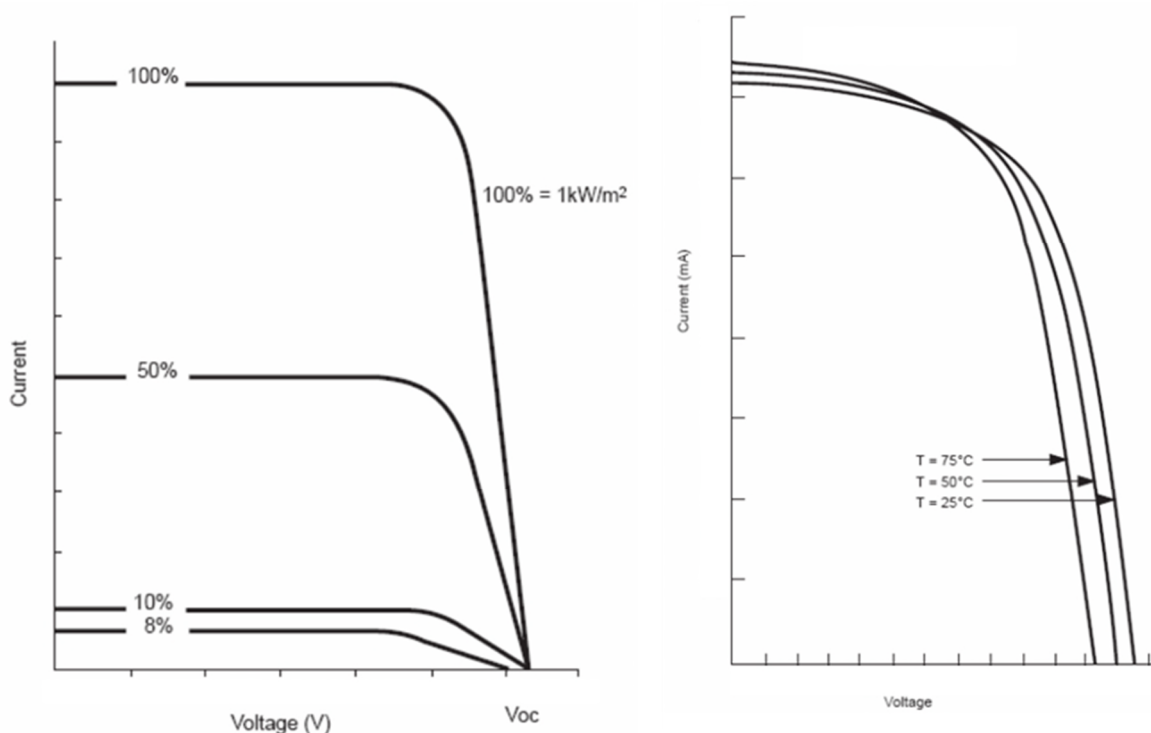


Figura 9. Corba característica V-I dels panells solars en funció de la irradiància i la temperatura (Garcia, 2008)

La potència generada per una sola placa fotovoltaica la mesurem a partir del producte del seu rendiment, la seva superfície i la potència en forma d'irradiància rebuda. Per a un instant concret:

$$P_{MPTT} = \eta_{PV} \cdot I_{SOLAR} \cdot S_{PV} \tag{Eq. 4.2.2}$$

Per tant, la potència generada pel conjunt de n panells serà:

$$P_{PV} \leq n_{PV} \cdot P_{MPTT} \tag{Eq. 4.2.3}$$

El cas que ens ocupa no té en compte si la distribució de les plaques es fa en paral·lel o en sèrie. Posar-los en sèrie augmenta el voltatge generat pel conjunt mentre que posar-los en paral·lel augmenta el corrent generat. Això té influència en el cas d'instal·lar bateries connectades directament amb el grup de plaques solars si treballen a un determinat voltatge però la microxarxa contemplada està dissenyada tenint el grup de bateries en un node diferent. A més a més, únicament considerarem la potència generada pel conjunt, que a priori serà la mateixa tant si estan en sèrie com si estan en paral·lel.

Els paràmetres que ens serviran per modelitzar les plaques solars dins el problema i que seran dades inicials del model són:

Dada	Descripció	Unitats	Subíndex
η_{PV}	Rendiment de la placa fotovoltaica	s.u.	
S_{PV}	Superfície de la placa fotovoltaica	$[m^2]$	
$Isol_t$	Irradiància rebuda en el període t	$\left[\frac{kW}{m^2}\right]$	$t = 1 \dots T$
n_{PV}	Número de plaques fotovoltaiques	s.u.	

Taula 4. Dades associades a les plaques fotovoltaiques

4.3. Bateria

La bateria o grups de bateries estan connectats a la xarxa AC mitjançant un convertidor DC/AC bidireccional. Tot i que les bateries també treballen amb DC, estan en un node diferent al de les plaques fotovoltaiques. En instal·lacions reals, això pot succeir per limitacions d'espai.

L'estat d'una bateria es pot representar pel seu estat de càrrega fent servir el mètode de comptatge de Coulomb (Ausswamaykin & Planklang, 2014) que dona l'estat de càrrega en tant per 1:

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \frac{I_t}{C_{BAT}} \cdot \Delta t \quad (\text{Eq. 4.3.1})$$

Aquest mètode no té present altres variables que poden afectar a la càrrega i descàrrega com poden ser la temperatura o la variabilitat del voltatge segons el propi estat de càrrega de la bateria. No obstant això, serveix com una aproximació molt útil per a representar el seu comportament. En el nostre cas, modificarem aquesta equació per tal d'adaptar-la al treball amb potències (les unitats de C_{BAT} són els A·h):

$$V_{BAT,t} \cdot C_{BAT} \cdot SOC_t = V_{BAT,t} \cdot C_{BAT} \cdot SOC_{t-1} + C_{BAT} \cdot \frac{V_{BAT,t} \cdot I_{BAT,t}}{C_{BAT}} \cdot \Delta t \quad (\text{Eq. 4.3.2})$$

$$s_t = s_{t-1} + P_{BAT,t} \cdot \Delta t \quad (\text{Eq. 4.3.3})$$

Multiplicant per la capacitat de la bateria i el voltatge a banda i banda de l'equació, s'obté un estat de càrrega mesurat en unitats d'energia (sabent que la bateria treballa a DC, la potència obtinguda és activa).

Una de les estratègies més utilitzades en la càrrega de tot tipus de dispositius és limitar la potència màxima de càrrega de la bateria en funció del seu estat de càrrega per a maximitzar la seva vida útil. Per fer-ho, es diferencien dues etapes de càrrega. Una a intensitat constant, en que la potència de càrrega és constant (ja que el voltatge presenta augments molt petits) i una en què es va disminuint la intensitat (i, per tant, la potència), A la Figura 10. Estratègia de càrrega típica per a una bateria de liti es pot apreciar aquesta estratègia.

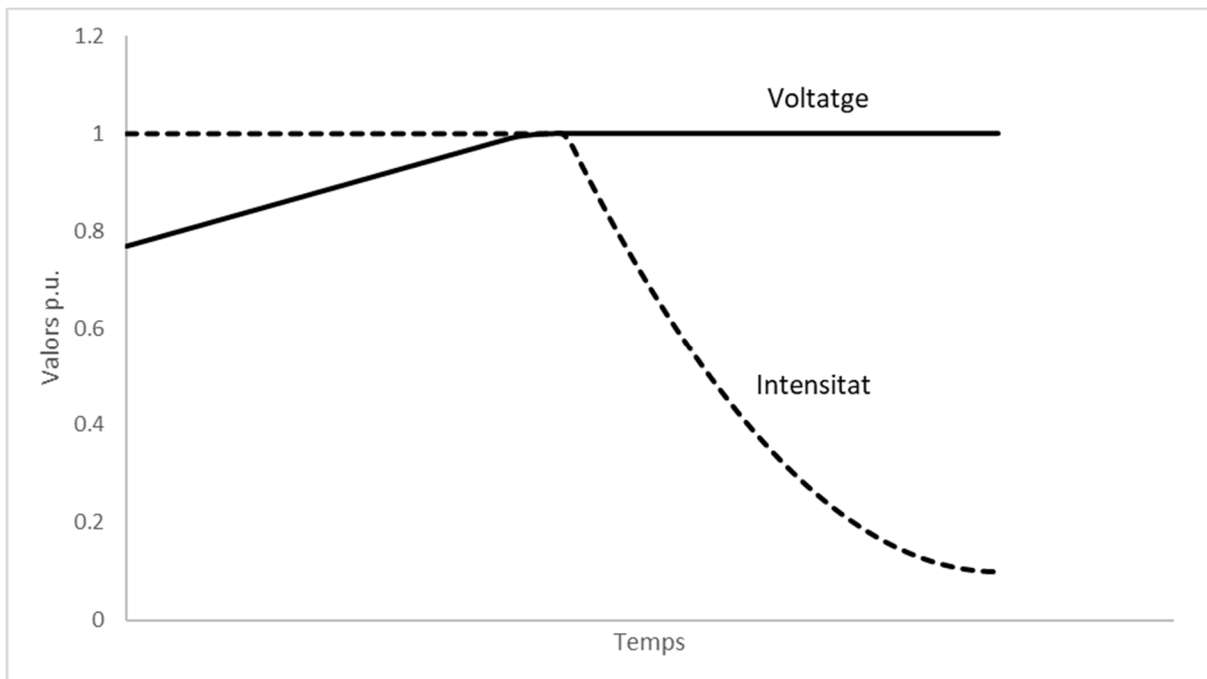


Figura 10. Estratègia de càrrega típica per a una bateria de liti

La bateria presenta una intensitat màxima constant de càrrega en les primeres etapes mentre el voltatge augmenta i la potència assoleix un màxim aproximadament a la meitat del procés. Quant a la descàrrega, no hi ha un limit en el corrent subministrat a la xarxa però cal tenir en compte que el voltatge anirà disminuint a mesura que la bateria es descarregui si es subministra un corrent constant.

Considerarem que la bateria presenta unes característiques de càrrega similars a les mostrades a la Taula 5. Exemple d'entrades de dades per a la bateria. Limitarem la seva potència màxima de càrrega segons el seu estat de càrrega. Seguint l'exemple de la taula, si la bateria es troba amb un estat de càrrega de 575 kWh, corresponent a l'interval 3, la seva potència màxima de càrrega serà de 80 kW.

w	1	2	3	...	10
PMax [kW]	200	100	80		10
socMin [kWh]	100	450	550		800
socMax [kWh]	400	500	600		820

Taula 5. Exemple d'entrades de dades per a la bateria

Per tal de poder treballar amb uns valors del voltatge més o menys constants, es forçarà al nostre grup de bateries que treballi sempre en un interval d'entre el 10 i el 90% de la seva capacitat. Si mirem els gràfics, es treballarà en la zona en que el voltatge es troba al voltant del seu valor nominal.

$$P_{BAT,t} \leq y_{soc_{wt}} \cdot P_{Max_w} \quad (\text{Eq. 4.3.4})$$

$$s_{t-1} < y_{soc_{wt}} \cdot soc_{Max_w} \quad (\text{Eq. 4.3.5})$$

$$s_{t-1} \geq y_{soc_{wt}} \cdot soc_{Min_w} \quad (\text{Eq. 4.3.6})$$

A mode resum, a continuació s'exposen les dades amb les quals comptarem inicialment així com les variables que es necessitaran considerar.

Dades	Descripció	Unitats	Subíndex
s_{MAX}	Estat de càrrega màxim permès	[kWh]	
s_{MIN}	Estat de càrrega mínim permès	[kWh]	
n_{BAT}	Número de bateries	s.u.	
$socMax_w$	Estat de càrrega màxim permès de l'interval w que tindrà associat una potència màxima determinada	[kWh]	
$socMin_w$	Estat de càrrega mínim permès de l'interval w que tindrà associat una potència màxima determinada	[kWh]	$w = 1 \dots W$
$Pbat_w$	Potència màxima de càrrega a l'interval w	[kW]	

Taula 6. Dades associades a les bateries

Variables	Descripció	Unitats	Subíndex
P_{2t}^-, P_{2t}^+	Potència activa de càrrega (-) o descàrrega (+) injectada al node i durant l'interval t (la que entra/surt del node des de/cap al convertidor)	[kW]	
Q_{2t}^-, Q_{2t}^+	Potència reactiva de càrrega (-) o descàrrega (+) injectada al node i durant l'interval t (la que entra/surt del node des de/cap al convertidor)	[kVAr]	
s_t	Estat de càrrega de la bateria al final de l'interval t (s_0 serà l'estat de càrrega en l'inici de l'horitzó de temps)	[kWh]	$t = 0 \dots T$
$ysoc_{wt}$	Variable binària que defineix en quin interval de l'estat de càrrega es troba la bateria al final del	s.u.	$t = 1 \dots T$

	període anterior. 1 si la bateria està dins l'interval w durant l'interval de temps t	$w = 1 \dots W$
$xcar_t$	Variable binària que defineix si la bateria es troba carregant o no. 1 si la bateria es troba carregant i 0 si està descarregant. En cas de no cedir ni absorbir potència, podrà prendre qualsevol valor.	<i>s.u.</i>

Taula 7. Variables associades a les bateries

Per últim, és també important destacar el fet que el bus al qual es connectarà la bateria serà el node slack de la nostra microxarxa. En aquest cas, doncs, el node slack definirà la referència de la xarxa de distribució definint un mòdul del V constant així com el seu angle (0°) ja que es treballa per diferències d'angles i es necessita aquest node de angle de referència.

4.4. Generador Dièsel

El generador dièsel es una màquina síncrona connectada directament a la xarxa AC que no hauria de requerir la intervenció de cap element del tipus inversor. No obstant això, un convertidor AC/AC connectat al generador ajuda a assegurar un consigna constant i fiable del voltatge desenvolupat al node de la xarxa AC. En cas que ens ocupa, es considerarà en aquest cas que es tracta d'un convertidor integrat en el propi generador i que el seu rendiment formarà part del propi rendiment de tota la màquina.

La corba típica de rendiment d'un generador és no lineal, com es pot observar a la figura 10. Això implica que el consum relatiu no es pugui representar tampoc de manera lineal, sabent que hi ha consums diferents segons la potència desenvolupada.

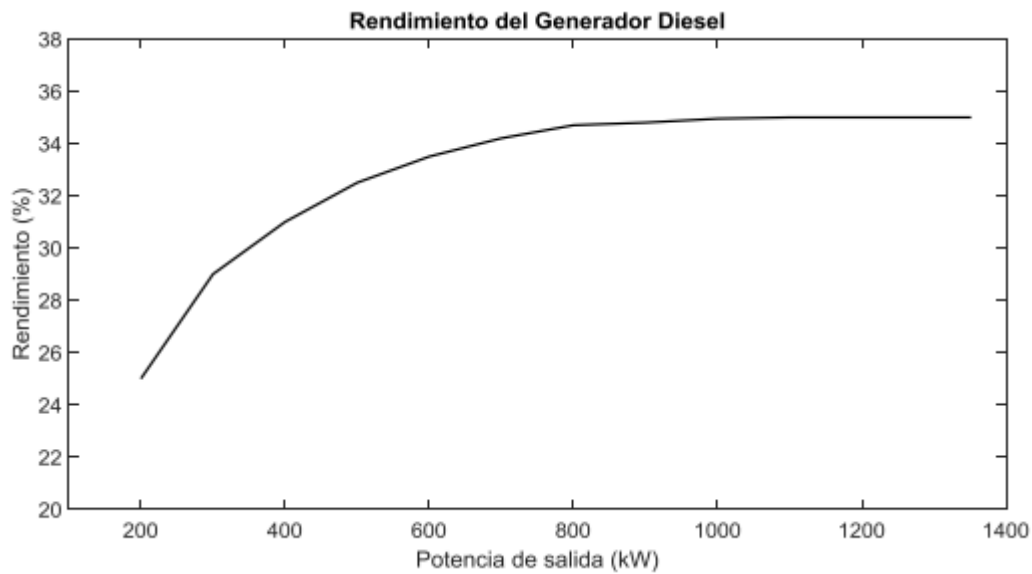


Figura 11. Corba de rendiment tipus d'un generador dièsel (Galceran, 2016)

La modelització que s'ha decidit fer per al generador és del tipus discret. El generador només podrà prendre una sèrie d'estats de funcionament (potència i consum associats) per a cada interval de temps. Això té l'inconvenient que l'òptim global per al nostre problema no coincideixi amb l'òptim del problema continu. No obstant això, linealitzar el rendiment del generador implicaria aproximar la corba a una recta amb el qual encara s'assumiria un error bastant gran. Si s'intentés aproximar la corba per trams, el error podria seguir sent rellevant i s'introduirien una sèrie de no linealitats (productes entre variables binàries i contínues) que s'han d'evitar donat el caràcter no lineal de moltes de les variables ja existents.

Per tant, s'escull aquest enfocament discret de la modelització del generador. L'avantatge d'aquest model és que augmentar el tamany de la llista de valors aproparà a la solució a l'òptim global del model continu.

4.4.1. Modelització discreta

Cada model és diferent: alguns presenten un rendiment màxim amb baixes càrregues i d'altres al contrari. Per modelitzar-ho, es restringiran les potències desenvolupades pel generador a una llista de possibles valors que tindran un consum associat i en seleccionarem un mitjançant una variable binària. Per a un instant de temps concret:

$$P_{node} = \sum_{s=1}^S y_s \cdot P_{GEN,s} \quad (\text{Eq. 4.4.1})$$

$$C_G = \sum_{s=1}^S y_s \cdot C_{GEN,s} \quad (\text{Eq. 4.4.2})$$

Per últim, cal penalitzar l'engegada reiterada del generador al model donat que la seva posada en marxa exigeix un consum més elevat. La modelització general per a un instant de temps concret seria:

$$C_G = y_{ON} \cdot k + \sum_{s=1}^S y_s \cdot C_{GEN,s} \quad (\text{Eq. 4.4.3})$$

Caldria afegir una variable binària y_{ON} que determinés si el generador ha passat d'estar inactiu a estar en funcionament i aniria acompanyada d'una constant k que faria disminuir aquest rendiment. Cal tenir en compte el temps des de l'estat transitori de la màquina fins el seu temps estacionari, a més del rendiment durant aquest estat transitori, per poder calcular la constant k . És evident que el rendiment varia durant l'estat transitori però s'ha de fer aquesta aproximació per tal de obtenir una restricció lineal i convexa. Per altra banda, durant l'interval d'aturada també es podria tenir en compte que la màquina segueix generant una certa energia però en aquest cas s'interpretarà que el motor desembrega del generador i , per tant, no hi ha producció d'energia elèctrica.

La desavantatge de utilitzar aquest sistema en què discretitzem els punts de funcionament del generador és que la potència generada podria no coincidir amb les que venen donades pel node. D'aquesta manera caldria relaxar l'equació 4.4.1 que queda:

$$0 \leq P_{node} \leq \sum_{s=1}^S y_s \cdot P_{GEN,s} \quad (\text{Eq. 4.4.4})$$

Les dades amb les quals comptarem des de l'inici, així com les variables necessàries per modelitzar el generador són:

Dades	Descripció	Unitats	Subíndex
$P_{GEN,s}$	Nivell s de càrrega (potència) del generador	[kW]	$s = 1 \dots S$
C_s	Consum de combustible per a la potència donada	$\left[\frac{L}{h}\right]$	
k	Factor d'engegada	s.u.	
fdp_{GEN}	Factor de potència del generador	s.u.	

Taula 8. Dades associades al generador AC en modelització discreta

Variables	Descripció	Unitats	Subíndex
$ygen_{st}$	Variable binària que selecciona la potència activa desenvolupada d'una llista de valors que tenen associats potència i consum. 1 sii en l'interval de temps t està generant la potència s de la llista	s.u.	$t = 1 \dots T$ $s = 1 \dots S$
yon_t	Potència activa de càrrega (-) o descàrrega (+) injectada al node i durant l'interval t (la que entra/surt del node des de/cap al convertidor)	s.u.	

Taula 9. Variables associades al generador AC en modelització discreta

4.5. Càrregues

Les diferents càrregues presents es simplificaran al problema de manera que sigui una de sola. D'aquesta manera, tots els requeriments de les càrregues es poden agrupar en un sol node comú amb la pertinent potència activa i reactiva necessàries.

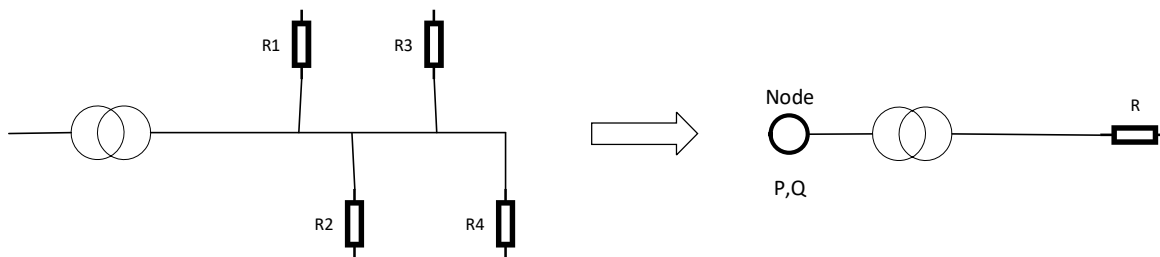


Figura 12. Esquema de la simplificació del tractament de les càrregues

Com es pot veure a la Figura 12. Esquema de la simplificació del tractament de les càrregues, l'objectiu és utilitzar l'esquema agregat amb una càrrega, de manera que només es necessitin una sèrie de paràmetres per a modelitzar el problema. És clar que cada càrrega té un requeriment concret de potència activa i reactiva. Això fa que també hauria de fer que s'hagués de plantejar un OPF incloent la xarxa de distribució per la banda de les càrregues. Per fer això, cal suposar que totes les càrregues es troben allunyades dels nodes generadors i que connecten totes entre si a un mateix node. D'aquesta manera, la simplificació és vàlida. En el cas que les càrregues es trobessin disperses i no connectades al mateix bus o node, la simplificació no seria vàlida.

Caldria també considerar el rendiment de transformació d'un transformador que s'encarregués de reduir el voltatge de la xarxa per a que les càrregues el puguin consumir. No obstant això, es considerarà que les dades demanda de potència ja inclouen tots els elements de transformació.

Per tant, les dades de les quals disposarem per a les càrregues són:

Dada	Descripció	Unitats	Subíndex
$D_{ACT,t}$	Demanda de potència activa durant l'interval t	[kW]	$t = 1 \dots T$
$D_{REAC,t}$	Demanda de potència reactiva durant l'interval t	[kVAR]	

Taula 10. Dades associades a les càrregues

4.6. Convertidors

Els tres elements que gestionen la producció o enmagatzematge d'energia (bateries, generador dièsel i plaques PV) estan connectats a la microxarxa mitjançant convertidors. Segons la classe de transformació d'energia que duen a terme s'anomenen d'una manera o altre.

L'alternador és l'element auxiliar del generador que transofrma l'energia mecànica desenvolupada pel motor en energia elèctrica AC; l'inversor s'encarrega de convertir l'energia elèctrica de DC a AC mentre que la font d'alimentació realitza la transformació contrària (AC a DC). Tot i que tots ells tenen característiques pròpies, el comportament que presenten és molt similar i els tractarem com un element únic.

Cada convertidor té un rendiment de transformació de potència activa que és variable i depen de diversos factors com el valor de la potència desenvolupada (d'entrada o sortida) o la tensió de treball. No obstant això, es considerarà un rendiment de transformació constan perquè els valors es troben acotats en un interval prou estret.

Aquesta eficiència fa referència únicament a la conversió de potència activa. Els convertidors, però, també són generadors de potència reactiva. Cada inversor té uns valors màxims de potència activa i aparent. Aquests valors són els que determinen quanta potència reactiva és capaç d'absorbir o generar l'inversor. A la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, es pot observar la relació entre potències activa, reactiva i aparent per a un inversor amb factor de càrrega de 0.8 en la seva P_{\max} ($P_{\max}=0.8 \cdot S_{\max}$). En aquest punt, $Q_{\max}=0.6 \cdot S_{\max}$. Si l'inversor treballés amb una potència activa més baixa, per exemple $P_{\max}=0.4 \cdot S_{\max}$, la potència reactiva màxima passaria a ser $Q_{\max}=0.92 \cdot S_{\max}$.

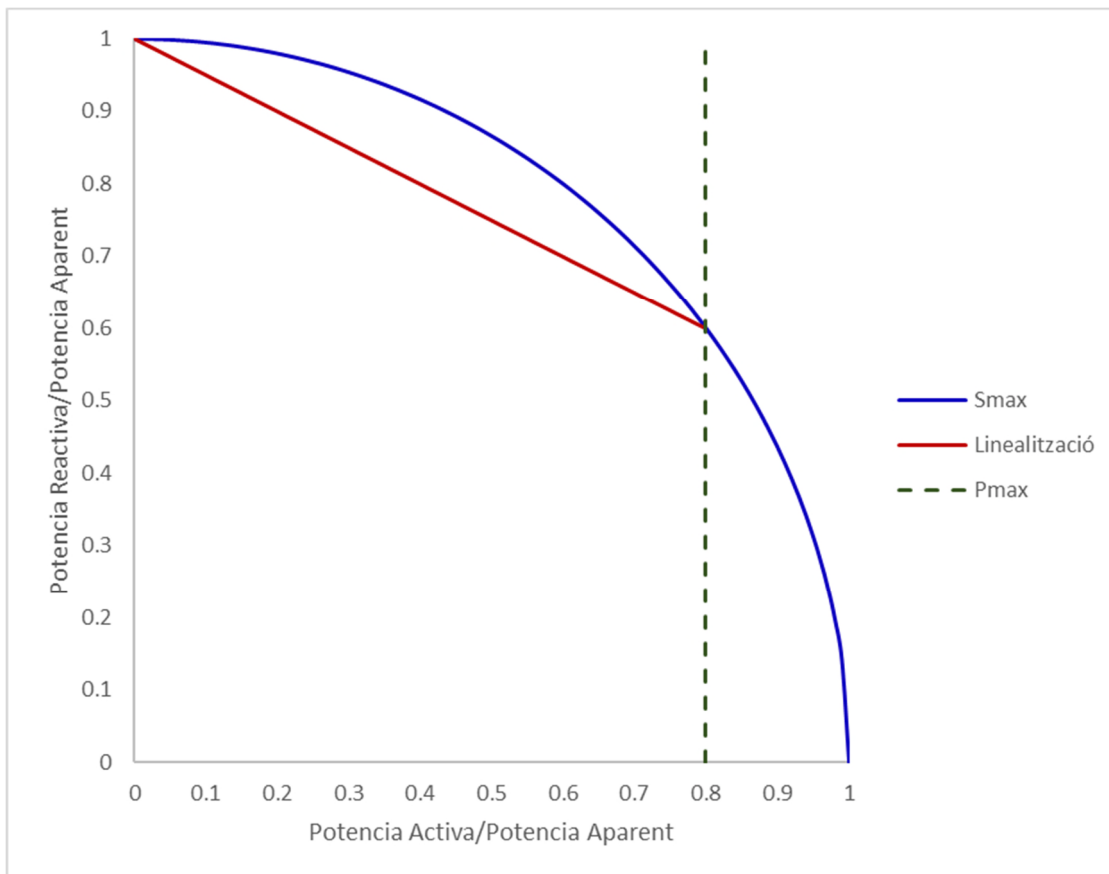


Figura 13. Corba de potències tipus d'un inversor

Sabent que la potència aparent màxima sempre serà la mateixa, per trobar la potència reactiva màxima en funció del punt de funcionament (potència activa) serà:

$$Q_{MAX,func} = \sqrt{S_{MAX}^2 - P_{func}^2} \tag{Eq. 4.6.1}$$

Aquesta equació és no lineal i de difícil implementació en el model. Per aquesta raó es procedeix amb la linealització que s'observa en la mateixa **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Cal destacar que quan més alt sigui el valor del factor de càrrega a la potència activa màxima de funcionament, major error en la linealització de la restricció. La simplificació d'aquesta restricció es fa representant una recta entre dos punts coneguts de la corba de manera que:

$$Q_{MAX,func}(P_{func}) = m \cdot P_{func} + n = \frac{Q(0) - Q(P_{MAX})}{0 - P_{MAX}} \cdot P_{func} + Q(0) \tag{Eq. 4.6.2}$$

$$Q_{MAX,func} = \frac{S_{MAX} - \sqrt{S_{MAX}^2 - P_{MAX}^2}}{0 - P_{MAX}} \cdot P_{func} + S_{MAX} \quad (\text{Eq. 4.6.3})$$

Per exemple, seguint amb la figura, en què estan representades les potències p.u de potència aparent màxima utilitzant l'equació 4.6.3 tindríem la recta:

$$Q_{MAX,func}(P_{func}) = \frac{1 - \sqrt{1 - 0.8^2}}{-0.8} \cdot P_{func} + 1 = -0.5 \cdot P_{func} + 1 \quad (\text{Eq. 4.6.4})$$

És important assenyalar que pel càlcul del pendent només es necessitaran dades de l'inversor (proporcionades pel fabricant) i que, per tant, l'equació anterior quedarà modelitzada com una restricció lineal del tipus:

$$Q_{nt} \leq Q_{MAX,func}(P_{nt}) \quad (\text{Eq. 4.6.5})$$

Per tant, cada convertidor tindrà llibertat per ajustar el seu factor de potència sempre que treballi amb una potència activa submàxima.

A continuació s'exposen les diferents dades per a cada convertidor. En el cas de l'alternador el rendiment de transformació ja es contabilitza dins del global de la màquina. A la Taula 9. Variables associades al generador AC s'indicava el factor de càrrega del generador en la seva potència activa màxima desenvolupada, amb el qual també es podran realitzar els càlculs descrits.

Dades	Descripció	Unitats	Subíndex
η_{CONV}	Rendiment de l'inversor en la conversió de potència activa	<i>s. u.</i>	
S_{MAX}	Potència aparent màxima del convertidor	[kVA]	
P_{MAX}	Potència activa màxima del convertidor	[kW]	

Taula 11. Dades associades als convertidors

5. Modelització del problema

5.1. Model EMS ideal (DCPF)

5.1.1. Definició

En primer lloc, es defineix el model per tal d'obtenir una solució bàsica (fita). Es duen a terme una sèrie de simplificacions com les descrites a l'apartat 2.3. Es considerarà una connexió a un únic bus de manera ideal, en què no existeixen pèrdues per resistències o inductàncies a les línies. Gràcies a això, es podrà definir de manera immediata un balanç de potències per a la xarxa nodal. Donat que no es consideraran les pèrdues, en tot moment la potència generada haurà de ser equivalent a la demandada. En el cas que hi hagi una sobreproducció a les plaques solars que no pugui ser absorbida per la microxarxa, el model d'optimització ja escollirà el valor màxim de producció permès i realitzant un postprocés es podrà determinar quina quantitat d'energia no s'ha aprofitat. Aquest model inclou les restriccions del flux de potències (B) de la Figura 2. Enfocaments del problema de l'OPF

Per altra banda, tot i que es considera el rendiment dels inversors com un paràmetre del model, es treballarà suposant una xarxa ideal en DC i, per tant, no existiran potències reactives degudes a càrregues capacitives o inductives de la microxarxa, essent el factor de càrrega 1 en qualsevol punt/element.

A la figura 13 s'inclou el nombre de subíndex n que prendran els nodes de cada element: plaques fotovoltaïques ($n=1$), bateries ($n=2$), generador dièsel ($n=3$) i càrregues ($n=4$).

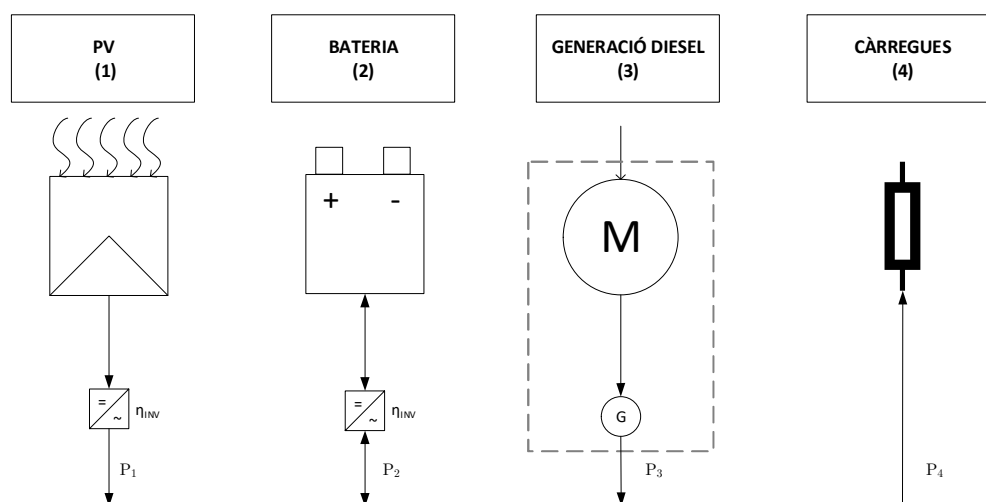


Figura 14. Esquema elèctric de la microxarxa considerant el model DCPF

5.1.2. Programació matemàtica

DADES

Dada	Descripció	Unitats	Subíndex
T	Nombre d'interval·s en què dividim el dia. El subíndex t es defineix per $t=1\dots T$ (si no s'indica auna altra cosa)	s.u.	
I	Valor dels interval·s de temps	[h]	
N	Nombre de nodes generadors de la microxarxa. Segons el nostre model $n=1\dots N$ ($N=4$). A la figura 13 s'indica el subíndex de cada element	s.u.	
S	Nombre d'interval·s de potència del generador. El subíndex s es defineix per $s=1\dots S$.	s.u.	
W	Número d'interval·s de càrrega de la bateria. El subíndex w es defineix per $w=1\dots W$	s.u.	
$Isol_t$	Irradiància solar rebuda per superfície durant el període t .	[W/m ²]	
S_{PV}	Superfície de cada placa solar	[W/m ²]	
n_{PV}	Nombre de plaques fotovoltaiques	s. u.	$t = 1 \dots T$
η_{PV}	Rendiment de transformació d'una placa PV	s. u.	
$Dact_t$	Demanda de potència elèctrica activa durant el període t	[kW]	
C_s	Consum horari del motor dièsel per a l'interval s del generador	$\left[\frac{L}{h}\right]$	$s = 1 \dots S$
$Pgen_s$	Potència desenvolupada pel generador a l'interval s del generador	[kW]	

k	Factor d'engegada del generador	[L]
η_{INV}	Rendiment dels inversors	s.u.
s_{MIN}, s_{MAX}	Estat de càrrega mínim/màxim permès de la bateria	[kWh]
$socMin_w, socMax_w$	Estat de càrrega mínim/màxim permès de l'interval w que tindrà associat una potència màxima determinada	[kWh]
		$w = 1 \dots W$
$Pbat_w$	Potència màxima de càrrega a l'interval w	[kW]
s_0	Estat de càrrega inicial de la bateria	[kWh]

Taula 12. Dades necessàries del model DCPF

VARIABLES

Variable	Descripció	Unitats	Subíndex
P_{it}	Potència activa de línia en el node n al període t	[kW]	
P_{2t}^+	Potència de línia subministrada a la bateria (càrrega) al període t	[kW]	
P_{2t}^-	Potència de línia subministrada per la bateria (descàrrega) al període t	[kW]	$t = 1 \dots T$
$xcar_t$	(Variable binària) 1 sii la bateria està carregant i 0 sii està descarregant al període t. En cas de no fer cap de les dues coses, mantenint-se en el mateix estat de càrrega, podrà prendre qualsevol valor	s. u.	$i = 1 \dots N$ $s = 1 \dots S$
$ygen_{st}$	(Variable binària) 1 sii el generador dièsel està en marxa al període t amb càrrega de potència corresponent a l'interval s	s. u.	

yon_t	(Variable binària) 1 sii el generador dièsel s'ha posat en marxa al període t	s. u.
$xsoc_{wt}$	(Variable binària) 1 sii la bateria es troba en el percentatge de càrrega corresponent a l'interval w per al període t	s. u.
s_t	Estat de càrrega de la bateria al final del període t	[kWh]

Taula 13. Variables associades al model DCPF

FUNCIÓ OBJECTIU

La funció objectiu quedarà definida pel volum de combustible utilitzat al llarg de tot l'horitzó de temps i quedarà definida com:

$$[MIN]_Z = \sum_{t=1}^T \left(\left(\sum_{s=1}^S ygen_{st} \cdot C_s \cdot I \right) + yon_t \cdot k \right) \quad (\text{Eq. 5.1.1})$$

RESTRICCIONS

A continuació s'agrupen les restriccions en diferents grups. No segueixen un ordre concret però en primer lloc s'imposen les restriccions del node de demanda així com el balanç de potències de tota la microxarxa i a continuació s'imposen les restriccions de cada element

(A.1) Balanç de potències nodals considerant un model sense pèrdues en què tots els elements estan connectats al mateix bus.

$$\sum_{i=1}^N P_{it} = 0 \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.2})$$

(A.2) Imposició de la potència extreta del node 4 per satisfer la demanda.

$$P_{4t} = -D_{ACT,t} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.3})$$

(A.3) Tractament de les variables de càrrega i descàrrega de la bateria en un mateix instant t de manera excloent. És a dir, en un interval t de temps, la bateria només podrà estar carregant ($P_{2t}^- \geq 0 \leftrightarrow P_{2t}^+ = 0 \leftrightarrow xcar_t = 1$) o descarregant ($xcar = 0 \leftrightarrow P_{2t}^+ \geq 0 \leftrightarrow P_{2t}^- = 0$; $xcar = 0$). En cas d'estar en repòs ($P_{2t}^- = 0$ i $P_{2t}^+ = 0$), $xcar_t$ podrà prendre qualsevol valor. La suma dels valors de càrrega i descàrrega serà la potència injectada al node.

$$P_{2t} = -P_{2t}^- + P_{2t}^+ \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.4})$$

$$0 \leq P_{2t}^- \leq xcar_t \cdot M \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.5})$$

$$0 \leq P_{2t}^+ \leq (1 - xcar_t) \cdot M \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.6})$$

(A.4) Relació de l'estat de càrrega de la bateria al final del període t definit a partir de l'estat inicial així com l'energia carregada o descarregada durant l'interval t .

$$s_t = s_{t-1} - \frac{P_{2t}^+ \cdot I}{\eta_{INV}} + P_{2t}^- \cdot I \cdot \eta_{INV} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.7})$$

(A.5) Acotació de l'estat de càrrega al final del període t entre uns valors mínim i màxim (10% i 90% de la capacitat de la bateria respectivament) així com imposició que l'estat inicial ha de ser igual al valor final (cicle diari).

$$S_{MIN} \leq s_t \leq S_{MAX} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.8})$$

$$s_T = s_0 \quad (\text{Eq. 5.1.9})$$

(A.6) Representació de la potència màxima de càrrega en funció de l'estat la bateria. La variable $xsoc_{bt}$ defineix en quin interval de l'estat de càrrega es troba la bateria en funció de l'estat inicial de l'interval (s_{t-1}).

$$P_{2t}^- \leq \sum_{w=1}^W xsoc_{wt} \cdot PMax_w \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.10})$$

$$s_{t-1} \leq -\varepsilon + \sum_{w=1}^W xsoc_{wt} \cdot socMax_w \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.11})$$

$$s_{t-1} \geq \sum_{b=1}^B xsoc_{wt} \cdot socMin_w \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.12})$$

$$\sum_{w=1}^W xsoc_{wt} = 1 \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.13})$$

(A.7) Balanç de potència al node de les plaques PV. La potència produïda per les plaques podria ser superior a la que es pot injectar al node per l'estat del sistema. Imposem una restricció de no igualtat perquè pot ser que no tota la potència fotovoltaica pugui ser aprofitada.

$$P_{1t} \leq (Isol_t \cdot S_{PV} \cdot n_{PV} \cdot \eta_{PV}) \cdot \eta_{INV} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.14})$$

(A.8) La potència desenvolupada pel generador (node 3) ha de ser igual a un valor únic llistat segons la llista amb s intervals sempre i quan el generador estigui activat.

$$0 \leq P_{3t} \leq \sum_{s=1}^S Pgen_s \cdot ygen_{st} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.15})$$

$$\sum_{s=1}^S ygen_{st} \leq 1 \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.16})$$

(A.9) Per representar cada engegada del generador, s'associa una variable binària. Per tant, només podrà prendre dos valors (0 o 1). Hi ha tres possibles escenaris per a $\sum_{s=1}^S ygen_{st} - \sum_{s=1}^S ygen_{s,t-1}$: serà -1 quan el generador passi d'un període engegat a un desconnectat; 0 si no hi ha hagut canvis d'estat; 1 si ha passat d'un període desconnectat a un engegat. En aquest últim cas la variable yon es veurà forçada a prendre el valor 1. En els altres casos, la variable podrà prendre qualsevol valor però, com que aquesta variable penalitza la funció objectiu, serà 0 sempre que tingui opció.

$$\sum_{s=1}^S ygen_{st} - \sum_{s=1}^S ygen_{s,t-1} \leq yon_t \leq 1 \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.1.17})$$

5.2. Model EMS real (ACOPF)

5.2.1. Definició

El nou model ha d'incloure les restriccions pròpies del problema de l'OPF que consisteix, com ja s'ha dit, en distribuir de la manera més eficient la potència generada. Per tant, en aquest problema es consideraran totes les variables elèctriques de cada bus així com les pèrdues a la

xarxa de distribució trifàsica, tenint en compte les admitàncies de línia. Aquest model inclou les restriccions del flux de potències (D) de la Figura 2. Enfocaments del problema de l'OPF

Inicialment, s'ha proposat la malla de la Figura 15. Esquema de la microxarxa considerant el model ACOPF per començar a tractar el problema. No obstant això, la introducció o eliminació de línies formarà part de l'anàlisi de resultats posterior.

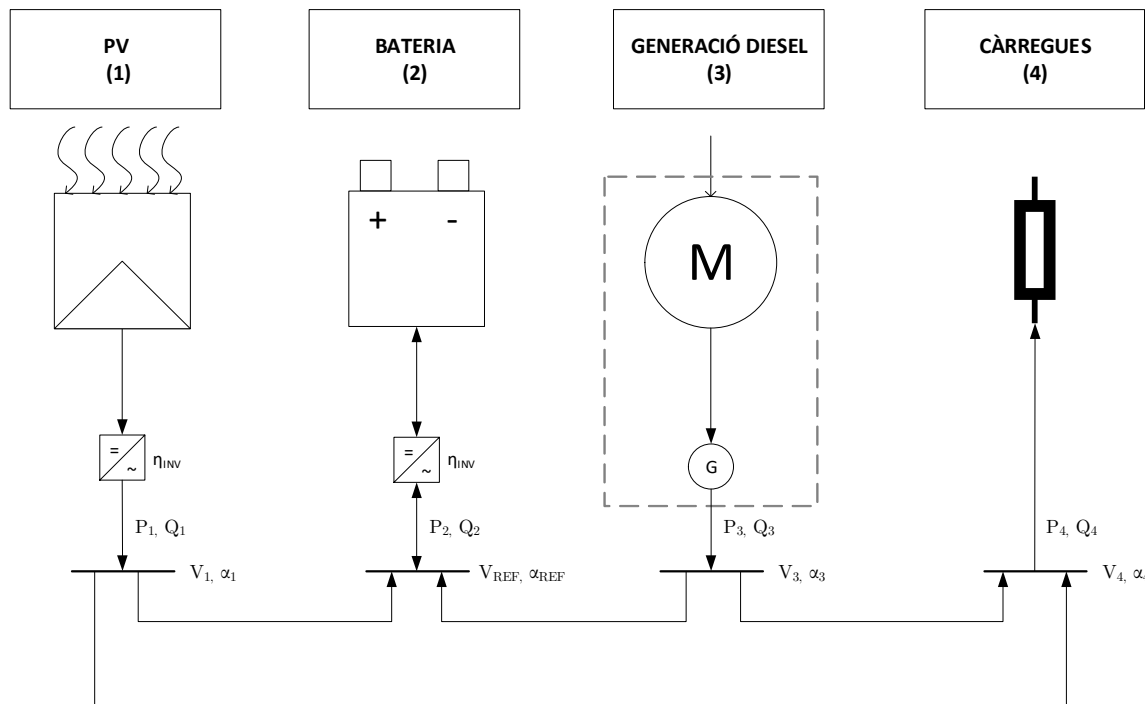


Figura 15. Esquema de la microxarxa considerant el model ACOPF

En aquest cas, es consideren les caigudes de tensió entre les línies (pèrdues) i, per tant, no es pot mantenir el balanç de potències del model anterior. Aquestes pèrdues vindran determinades pels valors del mòdul del voltatge així com els angles que relacionaran a tots els nodes entre ells a partir de les equacions del flux de potències.

Una de les aproximacions comuns al problema de l'ACOPF és la de plantejar una sèrie de simplificacions que permetin reduir la complexitat del problema, trobar una solució lineal convexa i reduir el temps de computació. Les aproximacions que realitza (Kirschen & Strbac, 2006) són les següents:

- 1) La resistència de les línies és molt petita comparada amb la reactància ($R \ll X$).
- 2) La magnitud del voltatge és equivalent a un voltatge de referència igual per a tots els nodes.

- 3) La diferència d'angles entre els nodes connectats és suficientment petita com per aplicar la simplificació $\cos(\alpha_i - \alpha_j) = 1$ i $\sin(\alpha_i - \alpha_j) = \alpha_i - \alpha_j$

Com que en el sistema estudiat la resistència no és negligible a la reactància, aquesta simplificació no es pot plantejar de manera acurada. Els angles obtinguts no serien representatius però si que es donaria informació aproximada de la magnitud dels fluxos de potència activa per a cada línia. S'ha plantejat el model però s'ha decidit no incloure en aquesta memòria.

5.2.2. Programació Matemàtica

DADES NOVES

Dada	Descripció	Unitats	Subíndex
G_{ij}	Conductància entre els nodes i i j de la microxarxa	[S]	$i, j = 1..N$
B_{ij}	Susceptància entre els nodes i i j de la microxarxa	[S]	
$Dreac_t$	Demanda de potència reactiva al període t	[kVAr]	$t = 1 \dots T$
U_{REF}	Voltatge de referència del node slack (node 2 - bateries)	[V]	
α_{REF}	Angle de referència del node slack (node 2 - bateries)	[rad]	
$P_{MAX,GEN}$	Potència activa màxima desenvolupada pel generador	[kW]	
$S_{MAX,GEN}$	Potència aparent màxima desenvolupada pel generador	[kVA]	
$P_{MAX,INV}$	Potència activa màxima desenvolupada per l'inversor	[kW]	
$S_{MAX,INV}$	Potència aparent màxima desenvolupada per l'inversor	[kVA]	
$Mcon_{ij}$	Matriu de connexions dels nodes (1 si dos nodes estan units per una línia o formen part de la diagonal de la matriu i 0 en cas contrari)	s. u.	$i, j = 1..N$

Taula 14. Dades noves necessàries pel model ACOPF

VARIABLES NOVES

Variable	Descripció	Unitats	Subíndex
Q_{it}	Potència reactiva de línia en el node i al període t	[kVar]	$t = 1 \dots T$
U_{it}	Mòdul del voltatge de fase del node i al període t	[V]	
α_{it}	Angle del voltatge de fase del node i al període t	[rad]	$i = 1 \dots N$

Taula 15. Variables noves associades al model ACOPF

FUNCIÓ OBJECTIU

La funció objectiu romandrà igual que la del model anterior, l'eq 5.1.1.

RESTRICCIONS

(B.1) Definició de les potències nodals a partir dels fluxos de potència a cada node. Acaba sent un conjunt de restriccions anàlog a l'(A.1) del model anterior, incloent la potència reactiva. Relacionen els voltatges i angles dels busos amb els fluxos de potència. Cal recordar que una potència injectada al bus (la suma de les intensitats d'entrada de la xarxa al node és menor que el total de la suma de les de sortida i cal equilibrar amb una intensitat injectada) serà (+) per conveni de signes mentre que en el cas contrari, potència extreta, serà (-).

$$P_{it} = 3 \cdot U_{it} \cdot \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot (G_{ij} \cdot \cos(\alpha_{it} - \alpha_{jt}) + B_{ij} \cdot \sin(\alpha_{it} - \alpha_{jt})) \quad \{\forall t = 1 \dots T, \forall i = 1 \dots N\} \quad (\text{Eq. 5.2.1})$$

$$Q_{it} = 3 \cdot U_{it} \cdot \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot (G_{ij} \cdot \sin(\alpha_{it} - \alpha_{jt}) - B_{ij} \cdot \cos(\alpha_{it} - \alpha_{jt})) \quad \{\forall t = 1 \dots T, \forall i = 1 \dots N\} \quad (\text{Eq. 5.2.2})$$

(B.2) Adaptació del conjunt de restriccions (A2). S'inclou la potència reactiva i es relaxa la igualtat per tal de que la resolució no dugui a inafectibilitats.

$$P_{4t} \leq -D_{ACT,t} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.3})$$

$$Q_{4t} \leq -D_{REAC,t} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.4})$$

(B.3-B.9) Es mantenen les restriccions (A.3-A.9) tal i com estaven en el model anterior.

(B.10) Acotació de la potència reactiva a l'inversor del generador del node 1 segons la linealització tractada a l'apartat 4.6.

$$Q_{1t} \leq f q_{INV} \cdot P_{1t} + S_{MAX,INV} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.5})$$

$$Q_{1t} \geq -f q_{INV} \cdot P_{1t} - S_{MAX,INV} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.6})$$

(B.11) Acotació de la potència reactiva a l'inversor de les bateries del node 2 segons la linealització tractada a l'apartat 4.6.

$$Q_{2t} \leq f q_{INV} \cdot P_{2t}^+ + f q_{INV} \cdot P_{2t}^- + S_{MAX,INV} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.7})$$

$$Q_{2t} \geq -f q_{INV} \cdot P_{2t}^- - f q_{INV} \cdot P_{2t}^+ - S_{MAX,INV} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.8})$$

(B.12) Acotació de la potència reactiva a l'alternador del generador del node 3 segons la linealització tractada a l'apartat 4.6.

$$Q_{3t} \leq f q_{GEN} \cdot P_{3t} + S_{MAX} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.9})$$

$$Q_{3t} \geq -f q_{GEN} \cdot P_{3t} - S_{MAX} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.10})$$

(B.13) Definició de la referència del mòdul i l'angle del voltatge per al bus slack (node 2 – bateries)

$$U_{2t} = U_{REF} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.11})$$

$$\alpha_{2t} = \alpha_{REF} \quad \{\forall t = 1 \dots T\} \quad (\text{Eq. 5.2.12})$$

5.3. Model EMS real linealitzat (ACOPFL)

El model ACOPF es pot linealitzar sense haver d'utilitzar totes les simplificacions vistes a l'apartat 5.3. Només l'aproximació per a les funcions trigonomètriques s'haurà d'utilitzar en algun dels mètodes que es proposen a continuació.

S'han plantejat dos mètodes segons quin tipus de distribució dels busos tingui la microxarxa. Es considerarà una xarxa ramificada aquella que es pot representar per un arbre, un graf en què dos vèrtexs estan connectats per un sol camí. Per altra banda, una xarxa circular serà qualsevol microxarxa que no es pugui representar per un arbre. A la figura Figura 16. Representacions del graf de la microxarxa es pot veure la diferència entre una i altra. L'exemple a representa una xarxa ramificada ja que els nodes connectats entre si només tenen un possible camí. A l'exemple (b) això no es compleix ja que es pot arribar des del node 1 al 3 mitjançant la línia que els connecta directament o a través del node 2.

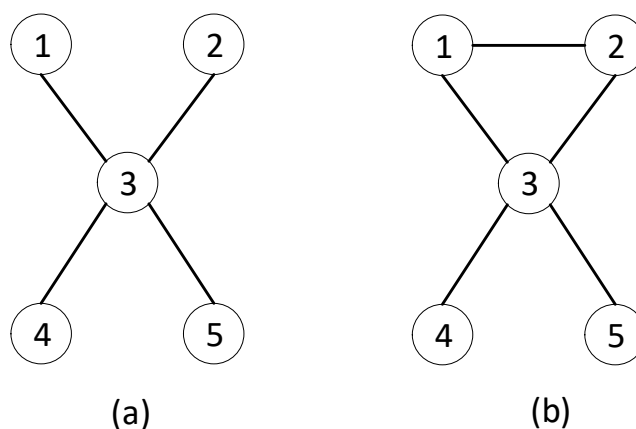


Figura 16. Representacions del graf de la microxarxa

La microxarxa considerada en aquest treball és del tipus circular i, per tant, s'haurà de treballar amb el segon mètode que és genèric per qualsevol xarxa mentre que el primer és específic per a xarxes ramificades.

5.3.1. Mètode 1. Xarxes ramificades

Per aquest mètode, es discretitzen les variables del voltatge a cada node així com les funcions trigonomètriques de la diferència d'angles de manera que les variables només puguin prendre els valors d'una llista predefinida. Una llista més àmplia permetrà valors més acurats però al mateix temps elevarà exponencialment el temps de càlcul. A continuació s'exposa un llistat de noves dades i variables necessàries per a la linealització del model.

Dades	Descripció	Unitats	Subíndex
A	Nombre de valors que pot prendre el voltatge. El subíndex a es defineix per a=1...A	<i>s. u.</i>	
B	Número de valors que pot prendre la funció trigonomètrica del cosinus o el sinus de la diferència d'angles. El subíndex a es defineix per a b=1...B	<i>s. u.</i>	
UN_a	Llista d' a possibles valors del voltatge	[V]	$a = 1 \dots A$
TC_b	Llista de b possibles valors del cosinus de la diferència d'angles	<i>s. u.</i>	$b = 1 \dots B$
TS_b	Llista de b possibles valors del sinus de la diferència d'angles	<i>s. u.</i>	

Taula 16. Dades noves associades a la linealització del model ACOPF

Variables	Descripció	Unitats	Subíndex
IP_{it}	Canvi de variable per a representar la part activa de intensitat injectada al node i en l'interval t	[A]	$i = 1 \dots N$
IQ_{it}	Canvi de variable per a representar la part reactiva de intensitat injectada al node i en l'interval t	[A]	$j = 1 \dots N$
R_{ijt}	Canvi de variable per a representar el cosinus de la diferència d'angles entre els nodes i i j per a l'interval t	<i>s. u.</i>	$t = 1 \dots T$ $a = 1 \dots A$
P_{ijt}	Canvi de variable per a representar el sinus de la diferència d'angles entre els nodes i i j per a l'interval t	<i>s. u.</i>	$b = 1 \dots B$
xu_{iat}	Variable binària. 1 sii per al node i a l'interval t està seleccionat el voltatge a corresponent de la llista UN _a	<i>s. u.</i>	

xtr_{ijbt}	Variable binària. 1 sii entre el node i i el j per a l'interval t està seleccionada la diferència b de cosinus i sinus corresponent de la llista TC_b i TS_b respectivament.	s. u.
r_{ijabt}	Variable binària. 1 sii el producte del voltatge del node j i les funcions respectives del sinus i el cosines de la diferència d'angles entre els nodes i i j prenen els valors a i b de les llistes respectives per a l'interval t	s. u.

Taula 17. Variables noves necessàries en la linealització del model ACOPF

A continuació es descriu el procediment per a la linealització. A partir de les restriccions inicials de la potència activa i reactiva a cada node (Eq 5.2.4, Eq. 5.2.5) amb les quals es realitza el canvi de variable corresponent als sumatoris de cada restricció:

$$P_{it} = 3 \cdot U_{it} \cdot IP_{it} \quad (\text{Eq. 5.4.0})$$

$$Q_{it} = 3 \cdot U_{it} \cdot IQ_{it}$$

Per tant, partint de les noves variables IP_{it} i IQ_{it} :

$$IP_{it} = \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot (G_{ij} \cdot \text{Cos}(\alpha_{it} - \alpha_{jt}) + B_{ij} \cdot \text{Sin}(\alpha_{it} - \alpha_{jt})) \quad (\text{Eq. 5.4.1})$$

$$IQ_{it} = \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot (G_{ij} \cdot \text{Sin}(\alpha_{it} - \alpha_{jt}) - B_{ij} \cdot \text{Cos}(\alpha_{it} - \alpha_{jt})) \quad (\text{Eq. 5.4.2})$$

Es realitza el canvi de variables $\text{Cos}(\alpha_{it} - \alpha_{jt}) = R_{ijt}$ i $\text{Sin}(\alpha_{it} - \alpha_{jt}) = P_{ijt}$. Com que es perd la variable individual de cada angle, es necessita afegir la restricció de simetria de les noves variables (es suposa que la diferència d'angles sempre es trobarà en el 1r o 4t quadrant, és a dir $\alpha_{it} - \alpha_{jt} < \frac{\pi}{2}$) així com imposar certs valors:

$$IP_{it} = \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot (G_{ij} \cdot R_{ijt} + B_{ij} \cdot P_{ijt}) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.3})$$

$$IQ_{it} = \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot (G_{ij} \cdot P_{ijt} - B_{ij} \cdot R_{ijt}) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.4})$$

$$R_{ijt} = R_{jit} \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.5})$$

$$P_{ijt} = -P_{jit} \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T\}$$

$$R_{iit} = 1 \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.6})$$

$$P_{iit} = 0 \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\}$$

Si s'opera una mica, s'acaba obtenint restriccions on només cal linealitzar dos productes de dues variables:

$$IP_{it} = \sum_{j=1}^N G_{ij} \cdot U_{jt} \cdot R_{ijt} + B_{ij} \cdot U_{jt} \cdot P_{ijt} \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.7})$$

$$IQ_{it} = \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot G_{ij} \cdot P_{ijt} - B_{ij} \cdot U_{jt} \cdot R_{ijt} \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.8})$$

(B.14) Si es consideren les hipòtesis abans esmentades de la discretització dels valors resultants de les funcions trigonomètriques i dels voltatges a cada node, es poden redefinir les variables U_{jt} , R_{ijt} , i P_{ijt} . Així queda el grup de restriccions següent. S'haurien d'incloure les equacions (5.4.5, 5.4.6).

$$R_{ijt} = \sum_{b=1}^B xtr_{ijbt} \cdot TC_b \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.9})$$

$$P_{ijt} = \sum_{b=1}^B xtr_{ijbt} \cdot TS_b \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.10})$$

$$U_{jt} = \sum_{a=1}^A xu_{jat} \cdot U_a \quad \{\forall j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.11})$$

Les equacions 5.4.10 i 5.4.11 fan servir la mateixa variable binària ja que el sinus i el cosinus del mateix angle estan relacionats per la fórmula $\cos^2 x + \sin^2 x = 1$. Això vol dir que el valor b d'una llista serà funció del valor b de l'altre llista (la sensibilitat dels extrems de la llista hauria de ser més alta al tractar-se de funcions trigonomètriques). Donat que les diferències d'angles no acostumen a superar els 30° , s'acoten les llistes entre aquests valors

b	1	2	...	n	n+1	...	B
$\Delta\alpha$	-30 °	-29 °		0 °	1 °		30 °
R_b	0.866	0.874		1	0.999		0.866
P_b	-0.5	-0.485		0	0.017		0.5

Taula 18. Llista de valors per a les funcions trigonomètriques del mètode 1

(B.15) Considerant la hipòtesis de valors del voltatge i de les funcions trigonomètriques discretitzats, es poden reformular les equacions anteriors gràcies a les variables binàries que defineixen els valors seleccionats de les llistes segons els nodes avaluats:

$$IP_{it} = \sum_{j=1}^N \left(G_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^B r_{ijabt} \cdot U_a \cdot R_b \right) + B_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^B r_{ijabt} \cdot U_a \cdot P_b \right) \right) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.12})$$

$$IQ_{it} = \sum_{j=1}^N \left(G_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^B r_{ijabt} \cdot U_a \cdot P_b \right) - B_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^B r_{ijabt} \cdot U_a \cdot R_b \right) \right) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.13})$$

(B.16) Cal relacionar les variables binàries de cada variable del producte per separat amb la variable binària conjunta del producte, per això es tenen les restriccions següents. La primera relaciona les variables binàries que seleccionen els valors del voltatge i els valors de les funcions trigonomètriques amb la variable binària del producte de les dues:

$$2 \cdot r_{ijabt} \leq xu_{jat} + xtr_{ijbt} \leq 1 + r_{ijabt} \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T, \forall a = 1..A, \forall b = 1..B\} \quad (\text{Eq. 5.4.14})$$

(B.17) La següent restricció imposa que per a cada node j i interval de temps t només es pot seleccionar un valor de la llista. En el cas de les variables sinus i cosinus, la variable binària serà 0 sempre entre dos nodes no connectats. Tot i que a les equacions dels flux de potència les admitàncies són nul·les per a dos nodes no connectats, es decideix marcar-ho també a la variable binària.

$$\sum_{a=1}^A xu_{jat} = 1 \quad \{\forall j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.15})$$

$$\sum_{b=1}^B xtr_{ijtb} = Mcon_{ij} \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.16})$$

(B.18) Per últim en les eq. 5.4.20 i 5.4.21 s'intenta modelitzar el producte del voltatge de cada node i les variables IP_{it} i IQ_{it} respectivament.

$$-M \cdot (1 - xu_{iat}) \leq P_{it} - U_a \cdot IP_{it} \leq M \cdot (1 - xu_{iat}) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T, \forall a = 1..A\} \quad (\text{Eq. 5.4.17})$$

$$-M \cdot (1 - xu_{iat}) \leq Q_{it} - U_a \cdot IQ_{it} \leq M \cdot (1 - xu_{iat}) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T, \forall a = 1..A\} \quad (\text{Eq. 5.4.18})$$

5.3.2. Mètode 2. Xarxes circulars

Aquest mètode serà vàlid per a qualsevol tipus de xarxa però presentarà un error més gran que el mètode anterior per l'aproximació que es realitzarà sobre les funcions trigonomètriques.

Per poder resoldre aquest mètode, s'han de realitzar les aproximacions per a angles molt petits de l'eq 5.4.19.

$$\cos(\alpha_i - \alpha_j) = 1 \quad \sin(\alpha_i - \alpha_j) = \alpha_i - \alpha_j \quad (\text{Eq. 5.4.19})$$

Per tant, considerant els canvis de variable de la linealització anterior queda:

$$IP_{it} = \sum_{j=1}^N G_{ij} \cdot U_{jt} \cdot 1 + B_{ij} \cdot U_{jt} \cdot P_{ijt} \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.20})$$

$$IQ_{it} = \sum_{j=1}^N U_{jt} \cdot G_{ij} \cdot P_{ijt} - B_{ij} \cdot U_{jt} \cdot 1 \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.21})$$

Ja que les aproximacions realitzades només són vàlides per a angles molt petits, s'ha de limitar la diferència d'angles entre cada node. El que es fa és primar la factibilitat de la solució per sobre el valor òptim ja que si no es limités l'angle, l'aproximació no seria vàlida per a determinades diferències molt grans. Es decideix acceptar una diferència d'angles màxima de $\Delta x = 15^\circ$. Això és:

$$\frac{1 - \cos(|\Delta x|)}{1} = 0,034 \quad (\text{Eq. 5.4.22})$$

$$\left| \frac{\sin(\Delta x) - \Delta x}{\sin(\Delta x)} \right| = 0,011 \quad (\text{Eq. 5.4.23})$$

L'angle límit de -15° , $+15^\circ$ presentarà un error màxim del 3,4% respecte les aproximacions realitzades en el cas del cosinus. Quan mes petita sigui la diferència d'angles, menys error

La variable P_{ijt} passa a ser una variable discretitzada que representa directament la diferència d'angles mentre que R_{ijt} deixa de considerar-se (passa a ser 1 per a totes les combinacions de nodes connectats). La nova llista TC_b queda com una llista discretitzada amb els possibles valors que pot prendre la diferència d'angles mentre que xtr_{ijbt} passa a ser la variable binària de selecció d'aquesta llista.

b	1	2	...	n	n+1	...	B
$\Delta\alpha$	-15°	-14°		0°	1°		15°
P_b	-0,26	-0,24		0	0,02		0,26

Taula 19. Llista de valors per a les funcions trigonomètriques del mètode 2

Les equacions 5.4.12 i 5.4.13 queden modificades ja que només cal discretitzar el producte de dues variables una vegada. Per tant el grup de restriccions (D.16) es transforma. Les equacions 5.4.14-5.4.1.19 queden iguals i sense canvis

$$IP_{it} = \sum_{j=1}^N \left(G_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A x u_{jat} \cdot U_a \right) + B_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^B r_{ijabt} \cdot U_a \cdot P_b \right) \right) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.24})$$

$$IQ_{it} = \sum_{j=1}^N \left(G_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^B r_{ijabt} \cdot U_a \cdot P_b \right) - B_{ij} \cdot \left(\sum_{a=1}^A x u_{jat} \cdot U_a \right) \right) \quad \{\forall i = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.25})$$

(B.19) En aquest model, cal incloure unes restriccions per relacionar les diferències dels angles entre elles. Això es fàcil si es té en compte que hi haurà un node de referència (slack) on el valor de l'angles serà conegut.

$$P_{ijt} = (\alpha_{it} - \alpha_{jt}) \cdot Mcon_{ij} \quad \{\forall i = 1..N, \forall j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.26})$$

$$P_{ijt} = Mcon_{ij} \cdot \sum_{b=1}^B xtr_{ijbt} \cdot TC_b \quad \{\forall i, j = 1..N, \forall t = 1..T\} \quad (\text{Eq. 5.4.27})$$

L'equació 5.4.26 modifica la selecció de la variable P_{ijt} fent que només pugui prendre un valor diferent de 0 si els nodes i i j estan connectats. Com que també s'inclou aquesta restricció al relacionar-ho directament amb els angles, la diferència d'angles entre dos nodes no connectats acabarà sent determinada pels valors dels angles en els nodes connectats. Per tant, entre dos nodes no connectats la variable P_{ijt} no representarà la diferència d'angles de la solució però es necessita que sigui 0 per a tot interval de temps t per al correcte funcionament del model. Tot i això, la solució serà capaç de mostrar dos nodes no connectats amb una diferència d'angles superior a 15° .

5.3.3. Linealització en cas reduït

Donat que treballar i depurar el model pot ser complicat amb un cas complet i complex com l'anterior, s'ha dissenyat un model auxiliar que permeti validar les equacions del flux de potència per separat. Per fer-ho, s'ha proposat un nou model de prova a partir dels grups de restriccions (B.2) i (B.14-B.19).

S'ha partit d'un dels casos resoltos a (Departament d'Enginyeria Elèctrica, ETSEIB, 2017) i s'ha comparat la solució amb els resultats que s'obtenen mitjançant l'aplicació dels algoritmes tradicionals de Newton-Raphson per el flux òptim de potència en un instant determinat. Les equacions del model es troben a l'annex.

Es resoldrà iterativament el model refinant a cada iteració la llista de magnituds i angles del voltatge. A la Figura 17. Procés iteratiu de refinament de les llistes discretes, es descriu el procés que es seguirà per refinar la solució mallant de manera més precisa les diferents llistes a cada iteració i s'exposa un senzill algoritme heurístic. La combinació amb la resolució per PM dona lloc a una eina útil. Aquesta estratègia caldrà utilitzar-la en el model complet per tal de reduir el nombre de variables i restriccions per a cada iteració.

A l'annex C.1 es pot veure el model plantejat per al cas escollit.

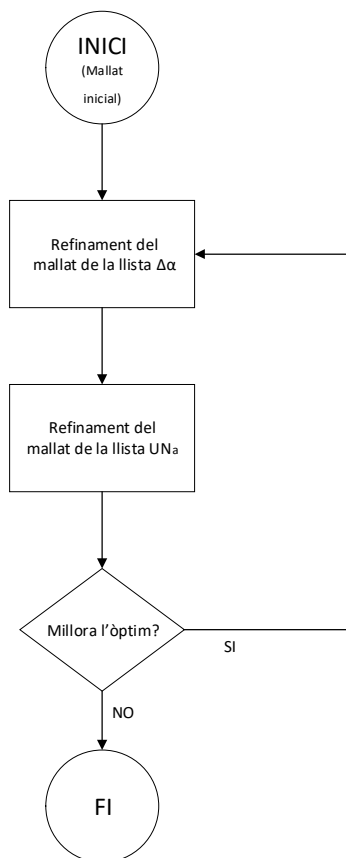


Figura 17. Procés iteratiu de refinament de les llistes discretes

6. Mètode de resolució proposat

6.1. Mètode per unitat

Per a les resolucions, s'utilitzarà el mètode per unitat per representar els resultats. Aquest consisteix en representar les variables elèctriques respecte un valor de base. Donat que es treballa amb els valors de fase de la xarxa trifàsica, els valors de base a considerar són:

$$V_{base} = V_{fase} = \frac{V_{linia}}{\sqrt{3}} = 600V \quad S_{base} = S_{(3f)} = 1000 \text{ kVA}$$

$$Z_{base} = \frac{3 \cdot V_{base}^2}{S_{base}} = 1.08 \Omega \quad E_{base} = S_{base} \cdot 1h = 1000 \text{ kWh}$$

Qualsevol unitat del sistema podrà treballar en tant per u dividint-se per les magnituds de base que s'exposen, treballant així en unitats p.u. És a dir, per expressar una potència desenvolupada per un generador de 1360kW només caldria dividir aquesta potència entre S_{base} per expressar-la en unitats p.u. Aquest generador seria equivalent segons les nostres unitats de base a 1.36 p.u.

6.2. Elements i dades utilitzades

A la taula Taula 20. Llistat d'elements considerats en els jocs de dades presenta una llista dels diferents models dels elements considerats per a la validació dels models.

Element	Model	Unitats
Generador Dièsel	Electra Molins EMU-1875	1
Placa PV	Yingli YL330P-35b	3250
Bateria	Narada 10OPzV1000 (x6x100)	600
Inversors	Sungrow SG1250HV	2
Cables	DRS AWG 350 Cu	-

Taula 20. Llistat d'elements considerats en els jocs de dades

A la Taula 21. Valors generals del problema DCPF i ACOPF també es presenten les dades utilitzades, tant en unitats absolutes (V, kW, etc.) com en unitats p.u.

Dada DCPF	Descripció	Dada ACOPF	Descripció
T	96	U_{REF}	600 V fase (1 p.u.)
I	0.25 h	α_{REF}	0°
N	4 nodes	$P_{MAX,GEN}$	1120 kW (1.12 p.u.)
S	4	$S_{MAX,GEN}$	1400 kVA (1.4 p.u.)
W	7	$P_{MAX,INV}$	1375 kW (1.375 p.u.)
k	5 L	$S_{MAX,INV}$	1375 kVA (1.375 p.u.)
η_{INV}	0.98		
S_{MIN}, S_{MAX}	200 kWh (0.2 p.u.), 1200 kWh (1.2 p.u)		
s_0	400 kWh (0.4 p.u)		

Taula 21. Valors generals del problema DCPF i ACOPF

w	1	2	3	4	5	6
PMax [kW p.u.]	250 0,25	150 1,5	100 0,1	80 0,08	60 0,06	50 0,05
socMin [kWh p.u.]	200 0,2	700 0,7	800 0,8	900 0,9	1000 1	1100 1.1
socMax [kWh p.u.]	700 0,7	800 0,8	900 0,9	1000 1	1100 1.1	1200 1.2

Taula 22. Estrategia de càrrega del grup de bateries

s	1	2	3	4
PGen [kW p.u.]	460 0,46	760 0,76	1060 1,06	1360 1,36
C [L/h]	127,95	197,84	270,41	346,95

Taula 23. Característiques del generador EMU-1875

Per a la modelització dels cables, s'ha de tenir en compte que són de coure. La resistivitat dels cables així com les distàncies considerades entre els nodes es mostren a continuació. A partir d'aquests valors es podran construir les matrius de conductàncies i susceptàncies

$$r = \frac{1,71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m}{177 \cdot 10^{-6} m^2} = 9,66 \cdot 10^{-5} \frac{\Omega}{m}$$

$$d_{1 \rightarrow 2} = 760m \quad d_{2 \rightarrow 3} = 570m \quad d_{3 \rightarrow 4} = 1100m \quad d_{1 \rightarrow 4} = 940m$$

Per últim, la figura de demanda de potència activa així com la potència màxima que poden desenvolupar les plaques PV (en un dia típic d'agost).

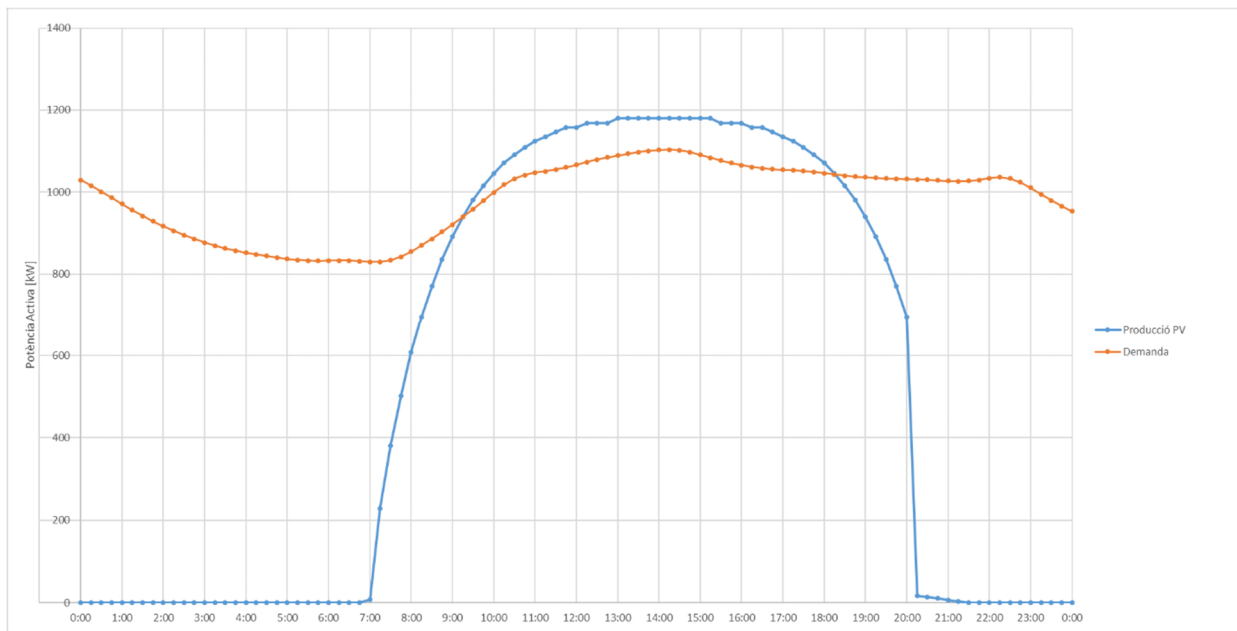


Figura 18. Demanda de potència activa i producció PV màxima

A la realitat aquestes corbes seran més variables i no seguiran una corba perfecte. De totes maneres ens pot servir per analitzar el correcte funcionament dels models.

6.3. Programa utilitzat

L'eina de programari utilitzada en aquest treball ha estat l'IBM CPLEX 12.6.0, un paquet de software orientat a l'optimització que permet la introducció del model de manera quasi literal. Aquest programa permet resoldre models lineals gràcies a diversos algoritmes com el símplex o el mètode de punts interiors.

Per limitar les iteracions de càlcul del programa, s'aturarà la resolució quan hagin transcorregut 15 min o la diferència entre la funció objectiu de la millor solució factible trobada fins al moment i l'òptim global estimat sigui més petita que el 0.1%.

L'ordinador utilitzat compta amb un processador i7-7700K i 16 GB de RAM (3200 Mhz)

7. Resultats

7.1. Model DCPF

El primer model plantejat no inclou cap restricció elèctrica de la xarxa de distribució (equacions del flux de potència) així que no es pot assegurar la factibilitat de la solució trobada. A més, la resolució d'aquest model no proporciona cap informació sobre les variables nodals com el voltatge o el seu angle sinó que es limita a proporcionar informació sobre el bescanvi de potència dels diferents elements i la xarxa.

No obstant això, la solució del model pot donar una fita en el cas de voler desenvolupar un algoritme heurístic i obtenir uns valors que a priori podrien ser propers a l'òptim del cas general. A continuació es presenta els resultats obtinguts a partir de la resolució del cas base del DCPF (dades especificades a l'apartat anterior) i es realitza una comparativa per a diferents jocs de dades.

A continuació es presenten els resultats obtinguts amb el joc de dades del cas base. En primer lloc, com ja s'ha dit anteriorment, la gestió de les bateries i de la seva càrrega i descàrrega és la variable decissiva en l'EMS. El fet que la funció objectiu del model tracti de minimitzar el volum de combustible consumit es tradueix en maximitzar l'aprofitament amb les bateries de l'excedent d'energia no subministrat a les càrregues per a tots els instants de temps.

7.1.1. Resultat del cas base

Com es pot comprovar a les FiguresFigura 19. Potències de càrrega/descàrrega de la bateria per períodes (DCPF, cas inicial) iFigura 20. Evolució de l'estat de càrrega de la bateria (DCPF, cas inicial), la tendència es que la bateria es carregui (barres verdes) gràcies a l'excedent de potència ja sigui del generador (interval 4-22) o de les plaques fotovoltaïques (interval 39-72). Per altra banda, es descarrega principalment en els intervals en que la potència fotovoltaïca no és suficient per satisfer la demanda requerida.

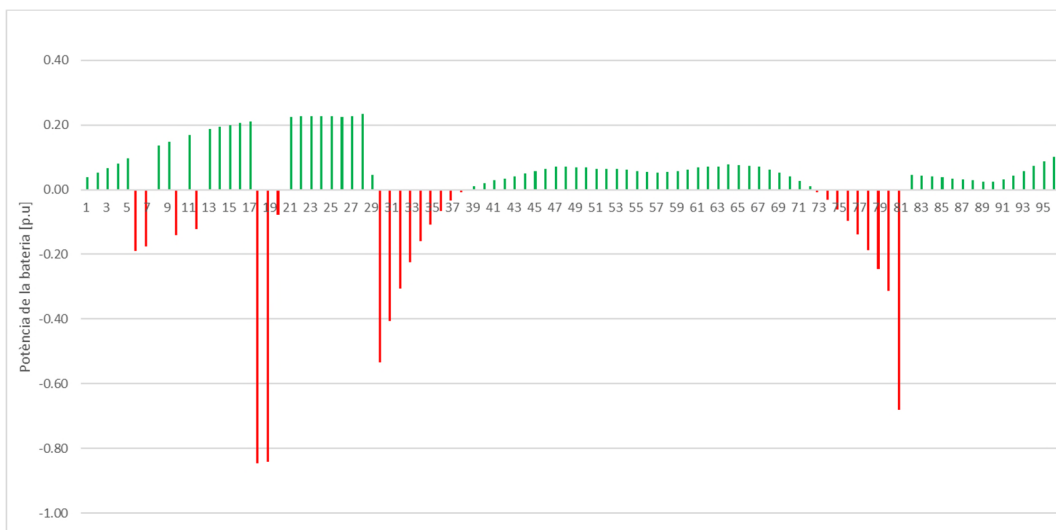


Figura 19. Potències de càrrega/descàrrega de la bateria per períodes (DCPF, cas inicial)

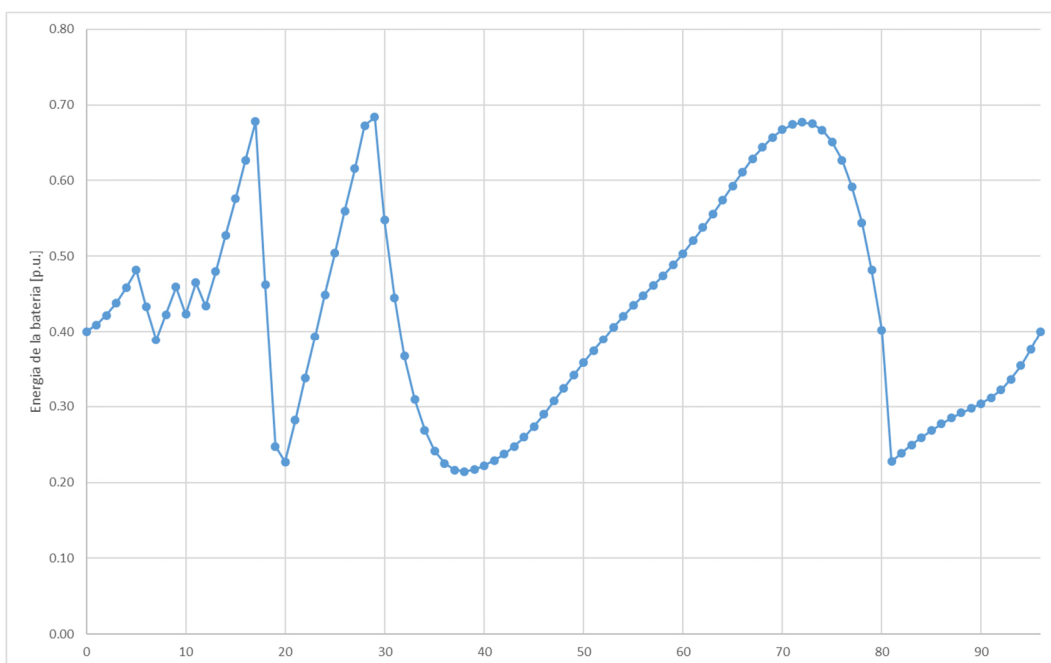


Figura 20. Evolució de l'estat de càrrega de la bateria (DCPF, cas inicial)

És lògic doncs que s'obtingui un perfil de consum del generador com el que s'observa a la Figura 21. Consum de combustible per períodes (DCPF, cas inicial), en què el generador està activat durant els intervals en què no hi ha producció fotovoltaica.

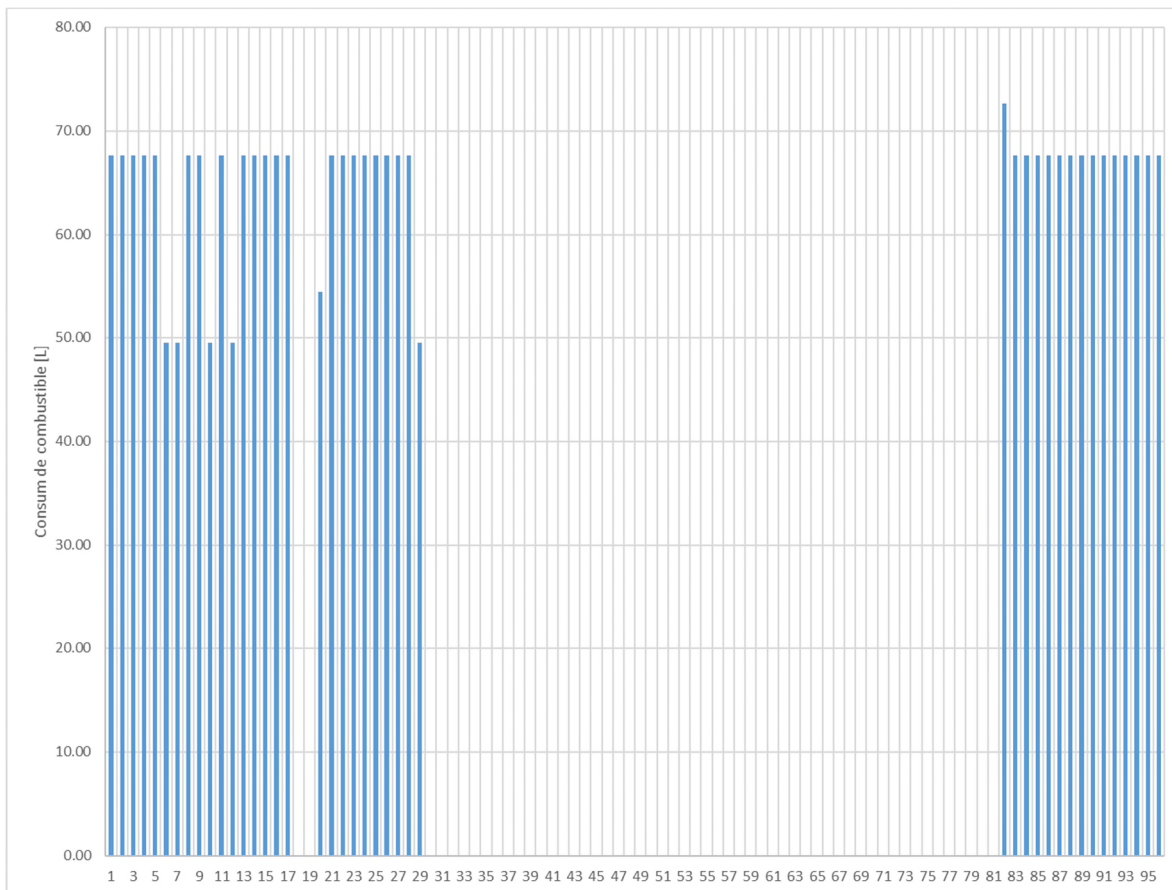


Figura 21. Consum de combustible per períodes (DCPF, cas inicial)

7.1.2. Variació dels jocs de dades

És interessant considerar les variacions en les solucions segons les dades inicials del problema per a tenir-ho en compte en els posteriors models. En primer lloc s’ha estudiat com afecta del nombre d’interval·s considerats en l’horitzó d’estudi. A la Taula 24. Resultats segons el nombre de períodes de l’horitzó a estudiar s’observa una certa correlació entre el temps de resolució i els interval·s considerats. És evident que menys interval·s de temps impliquen menys variables (en concret la meitat per a 48 interval·s i una quarta part per a 24). Ara bé, com en aquest model el nombre de variables i restriccions no és excessiu, les diferències en els temps de resolució no són excessives. Per això ens podem trobar casos com el de S=16 en què per a 96 interval·s de temps la resolució és més ràpida que per a menys interval·s.

En pràcticament tots els casos s’ha aconseguit arribar al límit de tolerància del 0,1% entre la solució i l’objectiu trobat pel MIP (Δe). El que sí que ha quedat clar és que amb més restriccions (més interval·s de temps i valors de funcionament per al generador) la resolució del model troba millors valors per a la funció objectiu. En totes les resolucions troba el valor òptim per

al joc de dades plantejat però és evident que amb mallats més refinats (l·listes de valors discretitzats més àmplies) s'obtindran models més pròxims al cas de variables contínues,

T	24		48		96	
Unitats	p.u.	abs	p.u.	abs	p.u.	abs
t_{resol}	5,83s	8,35s	274s	5,17s	19,04s	19,27s
Variables	506	506	1010	1010	2018	2018
Restriccions	458	458	914	914	1826	1826
f_{obj}	2800,00	2800,00	2751,88	2740,48	2740,48	2740,48
Δe	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Taula 24. Resultats segons el nombre de períodes de l'horitzó a estudiar

També s'ha intentat analitzar com afecta la quantitat de valors de la llista que representa el consum i potència del generador. A la taula 25 hi figuren els resultats en funció de la S utilitzada. Es pot comprovar que una llista més àmplia porta a millors resultats sense que impliqui un major temps de resolució en general. Això es deu a que tot i que el nombre de variables augmenta, no ho fa el nombre de restriccions i això no augmenta la potència de càlcul necessària.

S=8						
T	24		48		96	
Unitats	p.u.	abs	p.u.	abs	p.u.	abs
t_{resol}	53,3s	91,3s	5,84s	12,13s	900s	96,01s
Variables	602	602	1202	1202	2402	2402
Restriccions	458	458	914	914	1826	1826

f_{obj}	2763,24	2763,24	2741,19	2741,19	2740,21	2739,89
Δe	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
S=16						
T	24		48		96	
Unitats	p.u.	abs	p.u.	abs	p.u.	abs
t_{resol}	7,42s	7s	900s	86s	6,26s	7,13s
Variabls	794	794	1586	1586	3170	3170
Restriccions	458	458	914	914	1826	1826
f_{obj}	2740,26	2740,87	2738,07	2734,97	2731,88	2732,45
Δe	0,1%	0,1%	0,19%	0,1%	0,1%	0,1%

Taula 25. Resultats segons el nombre d'elements per a la llista del model del generador

A les Taules Taula 24. Resultats segons el nombre de períodes de l'horitzó a estudiar i Taula 25. Resultats segons el nombre d'elements per a la llista del model del generador, s'observen grans diferències entre treballar amb unitats p.u. o unitats absolutes en alguns casos. Sembla que treballar amb valors absoluts és més eficient ja que la resolució del model es fa en menys temps. Ara bé, en els models ACOPF es treballarà amb números molt grans (de l'ordre de 10^6) i això donarà lloc a nombres molt grans. El tractament que pot fer el programa de valors tan grans serà pitjor que en els casos actuals i, per tant, treballar en unitats p.u. és una avantatge.

7.1.3. Resultat del cas base modificat

Es pot concloure que la millor combinació de paràmetres és aquella que fa augmentar el nombre de variables sense fer créixer en excès el nombre de restriccions. S'ha tornat a solucionar el cas base amb $T=96$ i $S=32$. Donat que S és molt més gran que en el cas inicial, els valors del consum i potència seran més refinats i la solució compta amb més combinacions possibles. També es podria plantejar augmentar W . En aquest cas, però, no és del tot necessari perquè la potència desenvolupada per la bateria és una variable continua únicament limitada per la nostra estratègia de càrrega. Faria augmentar la complexitat del model i el temps de resolució sense obtenir gaires millores en la funció objectiu.

Comparant-ho amb el cas base inicial, a les Figures Figura 22. Potències de càrrega/descàrrega de la bateria per períodes (DCPF, cas S=32), Figura 23. Evolució de l'estat de càrrega de la bateria (DCPF, cas S=32) i Figura 24. Consum de combustible per períodes (DCPF, cas S=32) s'aprecia un canvi en els primers i últims intervals del dia. La bateria presenta menys transicions entre càrrega/descàrrega utilitzant tota l'energia acumulada per complementar la potència fotovoltaica quan no pot satisfer tota la demanda. En aquest cas, en què la producció fotovoltaica representa menys de la meitat de l'energia elèctrica demandada durant tot el dia, la descàrrega de la bateria no es dona durant la nit com es podria pensar a priori.

A més, a la figura 23 es pot observar com els consums del generador dièsel són més variables, apropant-se a la potència òptima de funcionament. Com que el generador presenta un rendiment màxim al llarg de diversos valors, la solució del model tendirà a seleccionar sempre la potència mínima del generador necessària per satisfer la demanda perquè un excedent a emmagatzemar implica pèrdues per conversió d'energia en els inversors. Com es compta amb més valors de funcionament per al generador es pot obtenir una solució més ajustada.

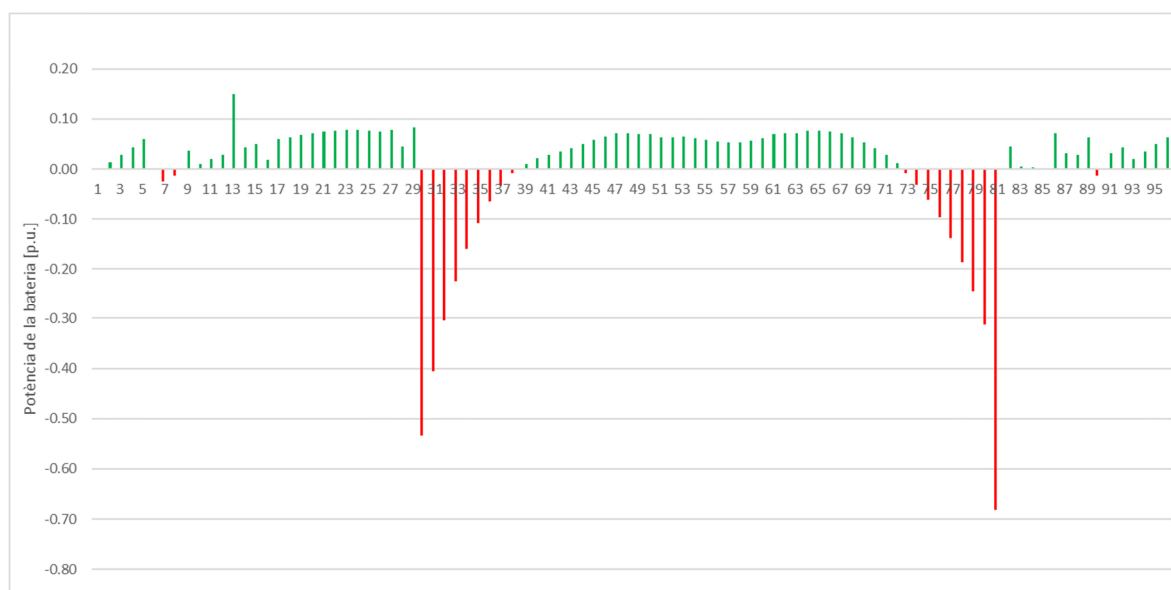


Figura 22. Potències de càrrega/descàrrega de la bateria per períodes (DCPF, cas S=32)

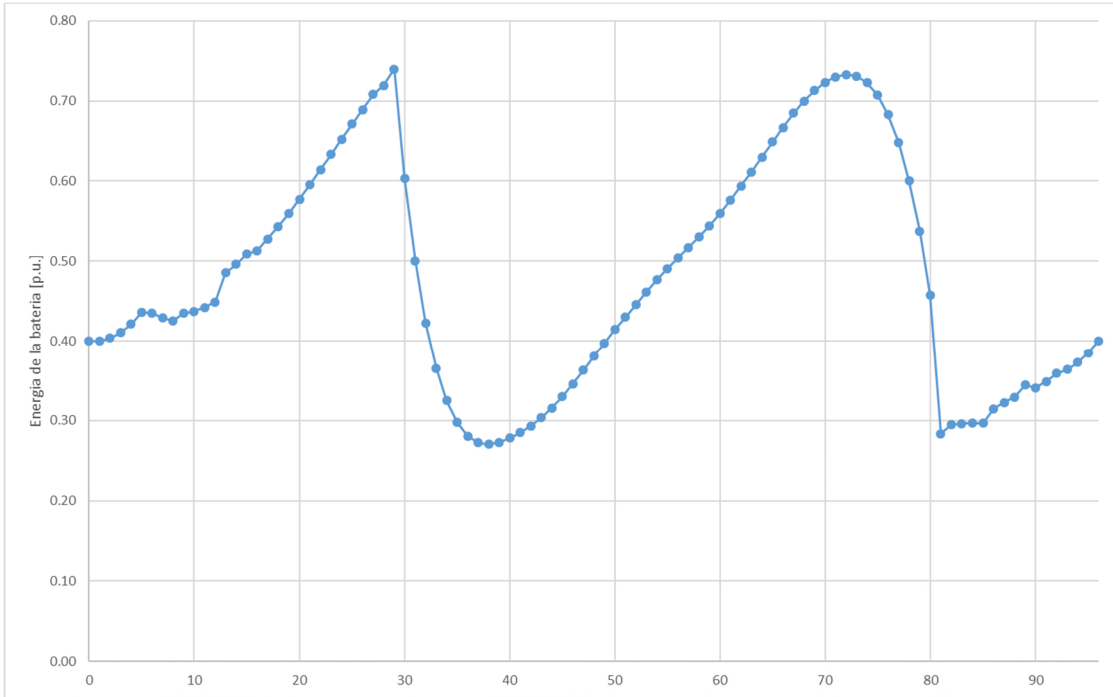


Figura 23. Evolució de l'estat de càrrega de la bateria (DCPF, cas S=32)

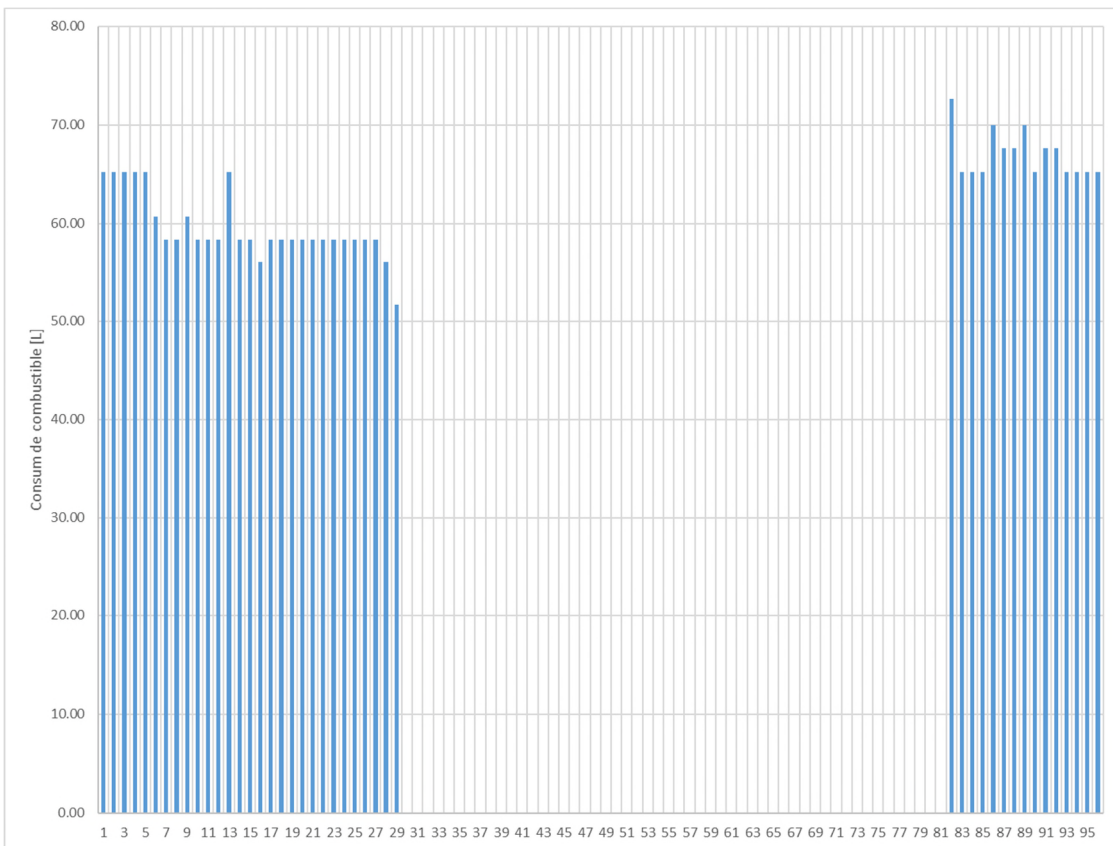


Figura 24. Consum de combustible per períodes (DCPF, cas S=32)

Per últim, també es mostra la freqüència en què està actiu el generador dièsel segons les diferents potències de funcionament. Com es pot comprovar a la Figura 25. Histograma de la freqüència de funcionament de les diferents potències del generador, el generador es troba en funcionament majoritàriament en un rang de potències >0.9 p.u. que coincideix amb els intervals de rendiment màxim del generador. La resolució del model intenta que el generador funcioni sempre en el rang de potències amb el rendiment més eficient, enmagatzemant l'excedent de potència a les bateries. Aquesta situació canviaria en cas que el rendiment de transformació dels inversors a les bateries fos menor, ja que potser no seria rendible produir un excedent d'energia al generador. És a dir, que el rendiment de transformació dels inversors produís més pèrdues que guanys generaria l'increment de rendiment al generador.

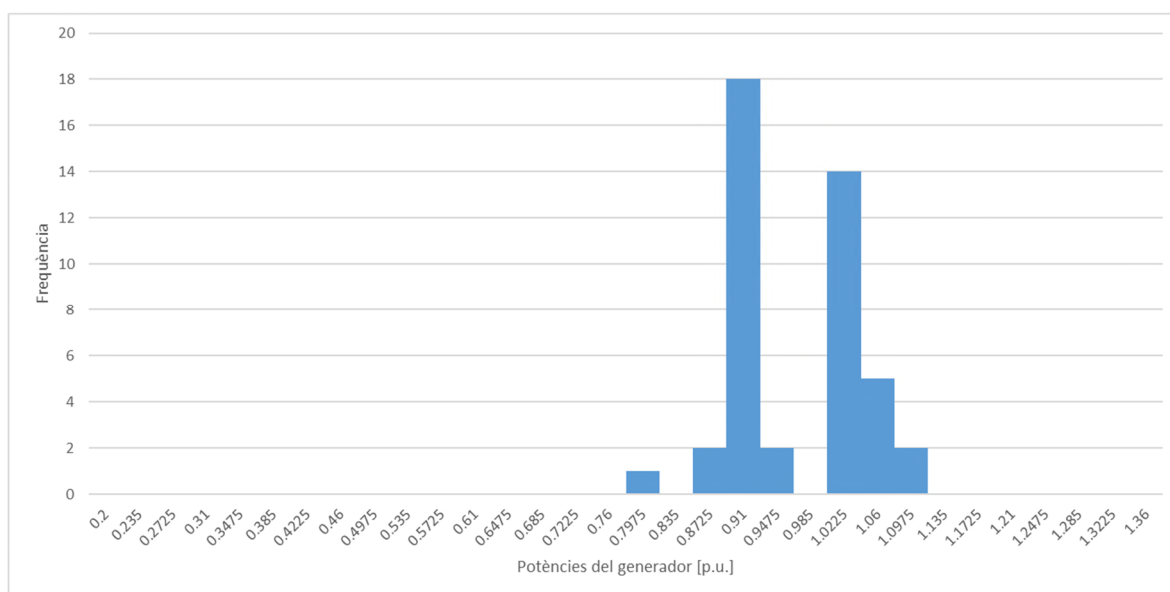


Figura 25. Histograma de la freqüència de funcionament de les diferents potències del generador (DCPF, cas $S=32$)

7.2. Model ACOF

7.2.1. Validació amb el model OPF reduït

Es treballa amb el cas 7.A de la pàg. 299 del apunts de l'assignatura de sistemes de potència (Departament d'Enginyeria Elèctrica, ETSEIB, 2017). Aquest cas estudia el flux òptim de potència per a un instant de temps determinat. La resolució ha seguit el mètode iteratiu descrit en l'apartat 5.3.3 de manera que els valors discretitzats del voltatge i dels angles s'han anat mallant de manera més precisa en funció dels resultats. A l'annex C.2 s'inclou el mallat utilitzat per a cada iteració (dins d'una iteració es mallen primer els angles i després els voltatges).

A la Taula 26. Valors de la funció objectiu del model OPF reduït per iteració es pot observar el valor de la funció objectiu (la potència del node 1) per a cada iteració.

	f_{obj}
Iteració 1	2,101
Iteració 2	2,006
Iteració 3	2,006

Taula 26. Valors de la funció objectiu del model OPF reduït per iteració

Per altra banda, a la Taula 27. Comparació de la solució del model reduït amb la obtinguda per Newton-Raphson es comparen els resultats que el cas 7.A dona mitjançant l'aplicació del mètode de Newton-Raphson amb els que s'obtenen aplicant el model linealitzat aplicant una llista on s'itera el mallat o una llista més mallada d'inici.

	Newton-Raphson	Model ACOPF linealitzat (malla iterada)	Model ACOPF linealitzat (malla fina)
U_2	0.94	0.8875	0.936
U_3	0.93	0.87	0.93
α_2	-0.067	-0.059	-0.67
α_3	-0.071	-0.059	-0.07
$P_1 (f_{obj})$	1,9035	2,006	1.89
t_{calc}	-	45s	1552s

Taula 27. Comparació de la solució del model reduït amb la obtinguda per Newton-Raphson

Es pot comprovar com la solució obtinguda amb el model no és l'òptim global segurament perquè el mallat dels valors discretitzats de les llistes no és l'adient. S'ha comprovat que utilitzant un mallat refinat al voltant dels valors trobats pel mètode de Newton-Raphson acaba trobant una millor solució del model. No obstant això, la solució obtinguda en la resolució del model és un 5% pitjor que el mètode exacte de Newton-Raphson si s'opta per la solució d'iterar la malla.

Per poder incrementar encara més la precisió del model, es podria implementar una matheurística automatitzada que permetés millorar el procés iteratiu trobant així valors discrets a les llistes que apropessin a la solució encara més a l'òptim global o utilitzar una malla inicial amb molts valors, tot i que això incrementaria els temps de càlcul.

7.2.2. Replantejament del model complet

El model complet es mostra irresoluble per culpa del nombre de variables imposades i la quantitat de restriccions imposades. Un total de 90.000 restriccions i 50.000 variables són definides per al model més simple (T=24, S=4, W=6, A=10, B=11) fent que el programa sigui incapaç de fer convergir la solució.

Davant d'aquest problema, es decideix dividir la resolució del problema. En primer terme, es resoldrà el cas DCPF per obtenir els valors de potència activa de cada node sense tenir en compte els fluxos de potència activa i sense considerar la generació de potència reactiva. D'aquesta manera es tindrà una idea aproximada de les potències de generació de cada element del sistema. Un cop s'hagin obtingut els resultats, es resoldrà el model vist en els apartats 5.3.3 i 7.2.1 (modificant-lo per adaptar-lo al sistema amb 4 nodes).

La potència injectada o extreta de la xarxa per les bateries quedarà fixada (ja que és l'únic element en què els seus canvis d'estat poden influir per a futurs intervals de temps) mentre que la potència al node dels panells fotovoltaics quedarà acotada per a un interval de t determinat. Haurà de ser igual o més petita (com fins ara) que la potència de generació màxima de les plaques i haurà de ser superior o igual al 90% de la potència de la solució del model DCPF

$$P_{1,ACOPF} \leq (I_{sol} \cdot S_{PV} \cdot n_{PV} \cdot \eta_{PV}) \cdot \eta_{INV} \quad (\text{Eq. 7.3.1})$$

$$P_{1,ACOPF} \geq 0,9 \cdot P_{1,DCPF} \quad (\text{Eq. 7.3.2})$$

En el cas del generador dièsel la potència quedarà acotada per les potències precedent i successiva de la llista de S valors.

En el cas de les potències reactives, només es coneixerà la demanda al node 4 així com les restriccions de cada inversor. A la figura 26 s'esquemetitzza el nou procés de resolució plantejat.

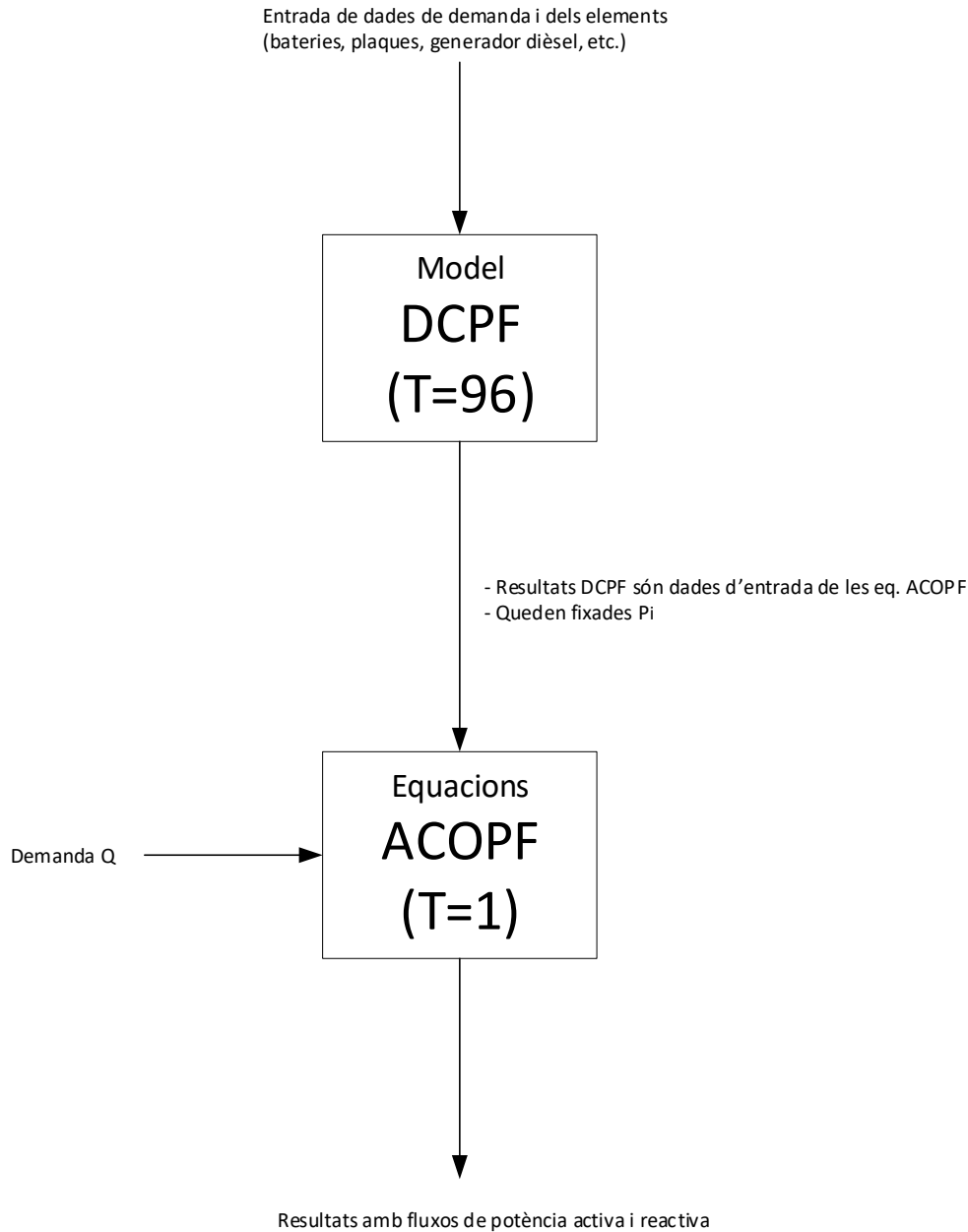


Figura 26. Replantejament del model complet ACOPF

El testeig i validació d'aquest nou plantejament queda vist per a futurs desenvolupaments en què caldrà polir algunes de les restriccions del model així com la factibilitat computacional del model.

8. Consideracions econòmiques i mediambientals del projecte

8.1. Pressupost

Es consideren les despeses derivades tant dels recursos humans (degut al disseny i desenvolupament de l'aplicació) com de les llicències del programari utilitzat. No es considera cap dels elements de la microxarxa. Cal recordar que tot el projecte gira entorn d'una microxarxa ja dissenyada i, per tant, no s'ha de realitzar cap pressupost de projecte incloent els materials i elements (plaques fotovoltaïques, bateries, generadors, inversors...).

Activitat	Hores dedicades	Preu/hora	Cost total
Estudi preliminar	40 h	20€/h ¹	800 €
Modelització dels elements	100 h	35€/h	3.500 €
Plantejament dels models	120 h	35€/h	4.200 €
Creació dels models al CPLEX	100 h	35€/h	3.500 €
Obtenció de resultats	40 h	35€/h	1.400 €
Redacció de la memòria	60 h	20€/h	1.200 €
Total	460 h	-	14.600 €

Taula 28. Costos del projecte derivats dels recursos humans

¹ Els preus són una aproximació i queden fixats pels honoraris, amortització de materials, despesa energètica, benefici de l'empresa adjudicatària del projecte, etc.

Per la seva banda el cost degut a les llicències utilitzades dels diferents programes:

Llicència	Quantitat	Preu unitari	Cost total
IBM CPLEX	1	10.000 €/u	10.000 €
Office 365	1	100 €/u	100 €
Total	-	-	10.100 €

Taula 29. Costos del projecte derivats dels components

El cost total del projecte ha estat de **24.700€ (preus amb IVA inclòs)**

Si les estimacions en l'estalvi energètic que es fan a l'apartat 8.2 són encertades, el guany econòmic gràcies a l'estalvi de combustible directament relacionat amb l'aplicació del model d'optimització podria arribar a ser de 37.546 €/any. És cert que caldria fer alguna inversió en equips prou potents com per resoldre ràpidament els casos plantejats però es pot veure com el cost del projecte és amortizable en menys d'un any.

8.2. Impacte medi ambiental

Reduir l'impacte medi ambiental és un dels principals objectius de qualsevol microxarxa que utilitzi energies renovables. En concret, la funció objectiu dels models desenvolupats en aquest treball tracta de minimitzar el consum de combustible del sistema de generació distribuïda sobre el que actua, maximitzant al mateix temps l'ús d'energia de fonts renovables.

La incidència d'aquest projecte en la reducció de les emissions és positiva. Tot i que el generador que s'ha considerat al model no és precisament un dels generadors de combustibles fòssils més adients per reduir les emissions, el model es podria modificar per incloure qualsevol altre tipus de generació (com turbines de gas). La solució del model tractarà d'aprofitar el màxim d'excedent de potència fotovoltaica així com l'excedent de la potència provinent del generador dièsel (que tendirà a funcionar en el seu rang de rendiment òptim). Aproximadament, l'excedent d'energia solar mitjana (energia que no pot ser aprofitada instantàniament) al llarg de l'any suposa un 5% de la capacitat diària i que la gestió dels generadors diesel millora el seu rendiment un 5% gràcies a la generació en el seu punt òptim de rendiment. Tenint en compte

que la producció solar a la microxarxa estudiada és d' uns 10.000 kWh/dia mentre que la generació dièsel representa uns 13.000 kWh/dia, l'estalvi energètic pot arribar a representar uns 1000 kWh/dia. Això són uns 365 MWh al llarg de tot un any, aproximadament 214,7 BEP. Això suposa la reducció d'emissions per efecte de la generació dièsel d'aproximadament 90 tones de CO₂ emeses cada any (uns 63,7 kg de CO₂ per persona, tenint en compte la població d'Alcaraz).

Per contra, l'execució del programa porta associat un consum d'energia i emissions. Tenint en compte que el consum de potència d'un ordinador prou potent per ressoldre els diferents models pot arribar a consumir 2000W i que s'imposa un temps de càlcul màxim de 1h, el consum diari (ja que cal executar el programa cada dia) seria de 2 kWh, un 0.2% de l'estalvi calculat en el paràgraf anterior. Per tant, és clar que la resolució dels models plantegen més avantatges que inconvenients des del punt de vista medi ambiental.

9. Conclusions

El problema de l'OPF ha sigut i serà un problema molt estudiat en la literatura de l'àmbit de l'energia elèctrica. Combinat amb els sistemes de gestió d'energia, proporciona una eina per preveure, controlar i optimitzar el punt òptim de funcionament d'un sistema.

En aquest treball, s'ha aconseguit plantejar dos models que proporcionen diferents solucions per a diferents necessitats. El model DCPF dona una solució ràpida però poc factible elèctricament als requeriments de generació. Unit a l'EMS, mostra un quadre aproximat de la gestió de les bateries en un horitzó de temps determinat. Amb aquest model s'obtenen les fites de la solució ACOPF perquè les restriccions elèctriques imposades per aquest últim model faran que les solucions puguin prendre valors menys òptims a costa de retornar valors factibles.

S'ha construït un cas realista, definint tots els elements de la microxarxa i modelant-los de manera que els models abans esmentats poguessin incloure bona part de les restriccions que imposen cada element per separat. S'ha tingut en compte una estratègia conservadora de càrrega de les bateries, limitant la seva potència màxima, per a maximitzar la seva vida útil. També s'ha tingut en compte una eficiència variable en el cas del generador que afecta en gran manera al model. De fet, s'ha pogut comprovar com el model intentava que el generador estigués actiu en el seu interval de rendiment màxim.

Les linealitzacions que s'han realitzat en aquest treball han seguit una estratègia concreta. En general, s'ha tendit a discretitzar les no-linealitats del model. Això presenta l'avantatge de ressoldre les inconveniències de manera senzilla, sense recórrer a aproximacions. És a dir, discretitzant s'assegura la factibilitat del model. Ara bé, l'òptim no sempre estarà assegurat perquè les diferents variables considerades no seran contínues i, per tant, no podran prendre tots els valors que portarien a la funció objectiu a un òptim global. No obstant això, la rigorositat a l'aplicar un bon mallat a la discretització de les diferents variables ajuda a millorar la precisió i adequació de les solucions trobades.

La resolució del model no ha donat els resultats esperats: mentre que el model DCPF sí que s'ha aconseguit solucionar de manera neta i senzilla, per al model ACOPF s'han hagut de plantejar estratègies alternatives i, tot i així, no s'ha pogut trobar solucions davant la alta complexitat del model.

Com a futures accions, el desenvolupament de matheurístiques que ajudin a decidir sobre el mallat de les diferents variables del model poden ajudar a ressoldre els inconvenients derivats de les discretitzacions, com a mínim a l'hora de ressoldre el problema de l'OPF per a un instant de temps concret. En aquest treball s'ha proposat una breu heurística sobre el mallat de les

variables que unit a la solució per programació matemàtica dels models en si, suposen una eina molt potent.

En el plantejament dels models no s'han tingut en compte restriccions, en alguns casos importants, com podrien ser els límits de caigudes de tensió entre els busos o el límit d'amperatge de les línies. El plantejament actual del model fa fàcil la caracterització de noves restriccions. Només caldria afegir restriccions sobre els fluxos de potència de les línies i sobre la diferència dels mòduls del voltatge (que són variables considerades al sistema: IP_{ijt} , IQ_{ijt} , U_{it}).

Les simplificacions realitzades ajuden a la linealització del model però plantegen una sèrie de qüestions com la seva factibilitat a la realitat. S'hauria de mirar de reduir al màxim l'efecte negatiu de les simplificacions realitzades i intentar modificar el model per fer-lo més acurat i pròxim a la realitat.

El fet de partir la resolució del model en dues parts pot ajudar a generar les solucions però cal validar el replantejament proposat i seria important ajudar a resoldre els problemes pel gran nombre de restriccions i variables que imposa el model complet.

Bibliografia

Referències bibliogràfiques

- Akca, H., & Selamogullari, U. (2013). Hybrid switch use for light load efficiency improvement of a power inverter for stand-alone residential renewable energy system. *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*. Lille.
- Ausswamaykin, A., & Plangklang, B. (2014). Design of real time management unit for power battery in PV-hybrid power supplies by application of Coulomb counting method. *International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, (pàgs. 1-4).
- Chowdhury, S., Chowdhury, S., & Crossley, P. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. London: The institution of Engineering and Technology.
- Fortenbacher, P., & Demiray, T. (November de 2017). *Linear/Quadratic Programming-Based Optimal Power Flow using Linear Power Flow and Absolute Loss Approximations*. Arxiv, Cornell Univesity.
- Furqan, S., & Zhang, J. (2018). Energy management system, generation and demand predictors: a review. (I. o. Technology, Ed.) *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(3), 519-530.
- Galceran, M. (2016). *Optimización de la operación de plantas fotovoltaicas híbridas aisladas*. Universitat Politècnica de Catalunya. Barcelona: TFG, ETSEIB, UPCommons.
- Hatziargyriou, N., Asano, H., & Iravani, C. (2007). Microgrids: an overview of ongoing research, development, and demonstration projects. *IEEE Power and Energy*, 78-94.
- Hyams, M., & Razanousky, M. (2010). *Microgrids: An Assessment of the Value, Oportunities and Barriers to Deployment in the New York State*. New York City: NYSerda.
- IEA. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Recuperado el 14 de 02 de 2018, de <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>
- INE. (2017). *Cifras oficiales de población resultantes de la revisión del Padrón municipal a 1 de enero*. Obtenido de <http://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2855>

- Jiménez, M. (11 de Enero de 2017). Gas Natural prueba en Barcelona la generación de energía entre pequeños clientes. *Cinco Días - El País*, págs. 1-1. Recuperado el 14 de Febrero de 2018, de https://cincodias.elpais.com/cincodias/2017/01/11/empresas/1484129131_464037.html
- Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2006). *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons.
- Morstyn, T., Hredzak, B., & Agelidis, V. (2016). Control Strategies for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems: An Overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, PP(99), 1-1.
- Notton, G., Lazarov, V., & Stoyanov, L. (2010). Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Science Direct*, 35(2), 541-554.
- Peng, W., Goel, L., Xiong, L., & Fook, H. C. (2013). Harmonizing AC and DC: A Hybrid AC/DC Future Grid Solution. (IEEE, Ed.) *Power and Energy Magazine*, 11(3), 76-83.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & Dhaeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy, Elsevier*, 33(6), 787-798.
- PVGIS - European Comission. (08 de 04 de 2018). *Photovoltaic Geographical Information System*. Obtenido de http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#HR
- Ranaboldo, M., García-Villoria, A. F., & Pastor, R. (2015). A meta-heuristic method to design off-grid community electrification projects with renewable energies. *Science Direct*, 93(2), 2467-2482.
- Red Eléctrica de España. (08 de 04 de 2018). *Demanda y producción en tiempo real*. Obtenido de <http://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>
- Red Eléctrica de España. (08 de 04 de 2018). *Mapas de la Red*. Obtenido de <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>
- Serna-Suárez, I., Ordóñez-Plata, G., & Carrilo-Caicedo, G. (2015). Microgrid's Energy Management Systems: A survey. *12th International Conference on the European Energy Market*. Lisboa: IEEE.

Viñals, G. (2013). *Operació d'una microxarxa amb energies renovables i emmagatzematge*.
Barcelona: TFG, ETSEIB, UPCommons.

Bibliografia complementària

Departament d'Organització d'Empreses, ETSEIB, UPC (2016). *Apunts de Mètodes Quantitatius d'Organització Industrial I – Resolució de problemes mitjançant tècniques avançades de programació matemàtica*. Barcelona

Suelves, F. (2011). *Fonaments d'electotècnia*. Barcelona: ETSEIB, UPC