

Συγκριτική Μελέτη Σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ στα Δίκτυα Διανομής σε διάφορες χώρες



ΜΑΪΟΣ 2012

ΕΒΙΑΡ Α.Ε.

Περιεχόμενα

ΕΙΣΑΓΩΓΗ	2
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΤΙΜΕΤΩΠΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (ΚΑΝΟΝΕΣ, ΤΕΧΝΙΚΑ ΚΡΙΤΗΡΙΑ, ΤΙΘΕΝΤΑ ΟΡΙΑ).....	3
Αυστραλία	3
Αυστρία	3
Καναδάς.....	4
Τσεχία	9
Δανία	11
Γαλλία	11
Γερμανία.....	12
Ιρλανδία.....	12
Ιταλία	13
Ισπανία	14
Ηνωμένο Βασίλειο.....	15
ΗΠΑ.....	15
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΚΑΙ ΤΡΟΠΟΙ ΑΝΤΙΜΕΤΩΠΙΣΗΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΠΟΥ ΠΡΟΚΥΠΤΟΥΝ ΑΠΟ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ	18
Αυστρία	18
Αυστραλία	18
Καναδάς.....	19
Τσεχία	19
Δανία	19
Γερμανία.....	20
Ιταλία	21
Ισπανία	22
Ηνωμένο Βασίλειο.....	23
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	26
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	27

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τα τελευταία χρόνια η ενεργειακή πολιτική των περισσότερων χωρών έχει κάνει στραφή προς την ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Η διείσδυση των ΑΠΕ για χρήση τους κυρίως ως εναλλακτικός τρόπος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξηθεί σημαντικά και αναμένεται να αυξηθεί πολύ περισσότερο στο μέλλον τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο. Η νέα αυτή πραγματικότητα θέτει νέες προκλήσεις για τους Διαχειριστές των δικτύων αφού καλούνται με το ελάχιστο δυνατό κόστος να αντιμετωπίσουν τα προβλήματα που προκύπτουν από την ανάγκη τα δίκτυα διανομής να μετατραπούν από μονής κατεύθυνσης ροής ισχύος σε διπλής. Τα τεχνικά προβλήματα που ανακύπτουν έχουν να κάνουν με τη ρύθμιση της τάσης, την ισχύ B/K, την ποιότητα ισχύος, τη ροή φορτίου, το θερμικό όριο των στοιχείων του δικτύου κ.α. Η επιτυχής αντιμετώπιση αυτών των προβλημάτων προϋποθέτει τη διεθνή συνεργασία έτσι ώστε να συγκεντρωθεί η ήδη αποκτηθείσα επιστημονική εμπειρία.

Σκοπός του παρόντος τεύχους είναι η όσο το δυνατόν πιο αναλυτική παρουσίαση των προβλημάτων που αντιμετωπίζουν οι Διαχειριστές σε κάθε χώρα καθώς και τα αντίστοιχα μέτρα και τις πολιτικές που αντιμετωπίζουν.

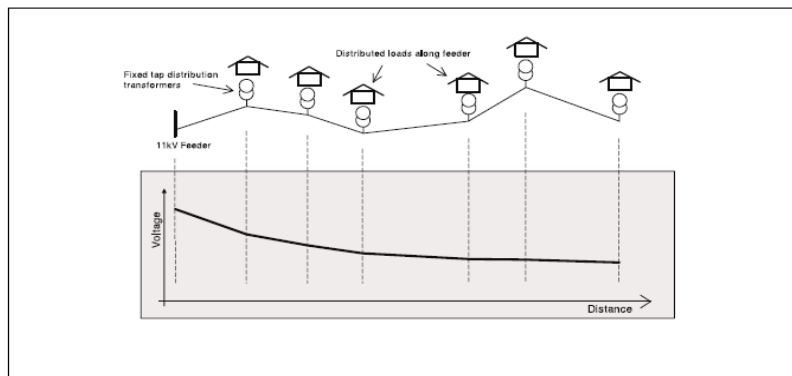
Στο πρώτο κεφάλαιο υπάρχει η περιγραφή των τεχνικών κριτηρίων σύνδεσης όπως προκύπτουντα επίπεδα τάσης, ισχύς B/K, ρύθμιση τάσης, ροή φορτίου, αντίστροφη ροή ισχύος κ.α.. Επίσης γίνεται σύντομη περιγραφή των τιθέμενων ορίων σχετικά με τα τεχνικά κριτήρια και των απλοποιημένων τεχνικών κανόνων και κριτηρίων σχετικά με τον προσδιορισμό της χωρητικότητας του Δικτύου. Ακόμη, παρουσιάζονται και άλλα τεχνικά προβλήματα που ενδεχομένως έχουν παρατηρηθεί λόγω της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ στο Δίκτυο (πχ αρμονικές, διαταραχή προστασιών δικτύου κ.α.).

Στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι μέθοδοι και τρόποι που χρησιμοποιούνται από τους Διαχειριστές για την αντιμετώπιση των τεχνικών προβλημάτων που προκύπτουν από τη σύνδεση μονάδων ΑΠΕ στα Δίκτυα Διανομής. Επίσης αναλύονται οι μέθοδοι εκείνες που είναι ώριμες προς εφαρμογή (π.χ. ενίσχυση ή και αναδιάταξη δικτύου, ρύθμιση τάσης με ενεργητικό ή παθητικό τρόπο, θέματα που αφορούν το φορτίο, ρύθμιση άεργου ισχύος σταθμού ΑΠΕ κ.α.) και γίνεται περιγραφική ανάλυση των μεθόδων εκείνων που βρίσκονται ακόμα σε πρώιμο στάδιο. Τέλος παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα (κυρίως τεχνικά) που προκύπτουν από την εφαρμογή των παραπάνω μεθόδων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΤΙΜΕΤΩΠΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ (ΚΑΝΟΝΕΣ, ΤΕΧΝΙΚΑ ΚΡΙΤΗΡΙΑ, ΤΙΘΕΝΤΑ ΟΡΙΑ)

Αυστραλία

Ο έλεγχος των επιπέδων τάσης κατά μήκος μακριών ή και βαριά φορτισμένων γραμμών είναι ένα σημαντικό θέμα δεδομένου της απαίτησης της διατήρησης της τάσης εντός συγκεκριμένων ορίων. Τόσο τα φορτία όσο και οι σταθμοί ΑΠΕ προκαλούν διακυμάνσεις της τάσης. Οι Μ/Σ διαθέτουν λήψεις (ΣΑΤΥΦ) οι οποίες έχουν την ικανότητα να μεταβάλλουν την τάση στο δευτερεύον. Με αυτό τον τρόπο αντισταθμίζουν τις μεταβολές της τάσης που εμφανίζονται στο πρωτεύον. Κάποιοι Μ/Σ έχουν επίσης τη δυνατότητα να αντισταθμίζουν και την τυχόν πτώση τάσης που προκαλείται από τη φορτία (line drop compensation) (1) (2), και άλλοι διαθέτουν μηχανισμούς που επιτρέπουν την παράλληλη λειτουργία 2 ή περισσότερων Μ/Σ (negative reactance compounding) (1). Οι λήψεις των Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ είναι συνήθως αυτοματοποιημένοι (1) (2). Οι Μ/Σ διανομής όμως διαθέτουν λήψεις που δεν μπορούν να αλλάξουν υπό φορτίο. Για να είναι επιτυχημένη η ρύθμιση τάσης στη ΧΤ κάθε Μ/Σ διανομής είναι ρυθμισμένος να λειτουργεί σε μια συγκεκριμένη λήψη ανάλογα με τη θέση που βρίσκεται κατά μήκος μιας γραμμής ΜΤ (Εικόνα 1) (1). Οι ρυθμιστές τάσης, οι οποίοι μπορούν να τοποθετηθούν κατά μήκος των γραμμών ΜΤ, αποτελούν άλλη μια λύση στο πρόβλημα της ρύθμισης της τάσης (1) (2).



Εικόνα 1

Για να αξιολογηθούν οι επιπτώσεις και τα προβλήματα που προκύπτουν από τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ με το δίκτυο, διενεργούνται μελέτες στις οποίες δίνεται ιδιαίτερη βαρύτητα στα παρακάτω θέματα (1):

- Θερμικό όριο
- Ανύψωση τάσης
- Ισχύς Β/Κ
- Αντίστροφη ροή ισχύος στους Μ/Σ
- Γρήγορες μεταβολές της τάσης

Αυστρία

Στην Αυστρία, η ανώτερη αθροιστική επιτρεπτή ανύψωση τάσης που προκαλείται από σταθμούς ΑΠΕ είναι στη 3% και 2% στη ΧΤ και ΜΤ αντίστοιχα (3), (4). Δεδομένου ότι η

ρύθμιση τάσης διεκπεραιώνεται κυρίως από τους ΣΤΟΥΣ, ο Διαχειριστής θα πρέπει να εξασφαλίζει ότι δεν παραβιάζονται τα ανώτερα όρια τάσης σε συνθήκες χαμηλού φορτίου και τα κατώτερα όρια τάσης σε συνθήκες υψηλού φορτίου λαμβάνοντας υπόψιν και τους συνδεδεμένους σταθμούς ΑΠΕ (3). Τα όρια τίθενται σύμφωνα με το EN 50160 και οι ακραίες συνθήκες είναι οι παρακάτω (4):

- Μέγιστο φορτίο - Ελάχιστη παραγωγή
- Ελάχιστο φορτίο - Μέγιστη παραγωγή

Καναδάς

Το Οντάριο έχει δημοσιεύσει έναν πίνακα στον οποίο δίνεται η χωρητικότητα κάθε Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Σε αυτό τον πίνακα υπάρχουν 3 κριτήρια τα οποία χρησιμοποιούνται για να υπολογιστεί η χωρητικότητα (5), (6):

- Χωρητικότητα του Υ/Σ (Station capacity)
- Χωρητικότητα γραμμής μεταφοράς (circuit)
- Χωρητικότητα γεωγραφικής περιοχής (area)

Station Name	Bus Name	Available Station Capacity (MW)	Supply Circuit 1	Availability (MW)	Supply Circuit 2	Availability (MW)	Area	Area Limit (MW)
AGIMAK DS	Total	7	29M1	0			Northwest	100
AGINCOURT TS	Total	22	C10A	50	C4R	50	Central	Note 1
AGINCOURT TS	B	11	C10A	50	C4R	50	Central	Note 1
AGINCOURT TS	Y	11	C10A	50	C4R	50	Central	Note 1
ALBION TS	Total	11	M30A	0	M31A	0	East	1500
ALBION TS	BQ	5	M30A	0	M31A	0	East	1500
ALBION TS	JY	5	M30A	0	M31A	0	East	1500
ALLANBURG TS	Total	22	A6C	110	A7C	100	Central	Note 1
ALLISTON TS	Total	61	E8V	140	E9V	140	Central	Note 1
ALLISTON TS	T2	0	E8V	140	E9V	140	Central	Note 1
ALMONTE TS	Total	25	M29C	200			East	1500
ALMONTE TS	J	22	M29C	200			East	1500
ALMONTE TS	Q	25	M29C	200			East	1500
ANDREWS TS	Total	3	Gartshore 1	20	Gartshore 2	20	Northeast	300
ANJIGAMI TS	Total	15	Not expected to be limited by a supply circuit				Northeast	300
ARDOCH DS	Total	6	B1S	0			East	1500

Εικόνα 2

Παρακάτω περιγράφεται η πολιτική που ακολουθείται από κάθε Διαχειριστή στον Καναδά.

Energie NB POWER

Η NB Power υπολογίζει τη χωρητικότητα των δικτύων με βάση τα παρακάτω (7):

- Το φορτίο: η μέγιστη επιτρεπτή παραγωγή ισούται με ένα κλάσμα του ελάχιστου φορτίου της γραμμής ή του Υ/Σ.
- Ρύθμιση τάσης.
- Ισχύς B/K
- Ωμικές απώλειες ισχύος: Οι απώλειες δεν θα πρέπει να αυξάνονται
- Αντίστροφη ροή ισχύος.

HydroOne

Κάθε σταθμός ΑΠΕ επηρεάζει τη διαθέσιμη χωρητικότητα των Δικτύων. Όσον αφορά το θερμικό όριο ισχύουν τα εξής (8):

- 400 A για γραμμές των 13 kV

- 200 A για γραμμές με τάση μικρότερη των 13 kV

Η μέγιστη συνδεόμενη ισχύς των σταθμών ΑΠΕ δεν θα πρέπει να υπερβαίνει (8):

- 1 MW για γραμμές των 13 kV
- 5 MW για γραμμές των 27,6kV

Τα όρια αθροιστικής επιτρεπτής ισχύος για κάθε επίπεδο τάσης λόγω θερμικού ορίου δίνονται παρακάτω (8):

- 30 MW για γραμμές των 44kV;
- 19 MW για γραμμές των 27.6kV;
- 9.6 MW για γραμμές των 13.8kV;
- 4.3 MW για γραμμές των 12.48kV;
- 2.9 MW για γραμμές των 8.32kV; and
- 1.45 MW για γραμμές των 4.16kV.

Η ισχύς B/K δεν θα πρέπει να υπερβαίνει τα τιθέντα όρια (8).

Fault Levels	Requirement		
	Nominal Voltage (kV)	Maximum Three-Phase Fault (kA)	Maximum SLG Fault (kA)
Maximum fault values are symmetrical fault values.	44	20	19 (usually limited to 8 kA)
Higher values may exist for short times during switching	27.6 (4-wire)	17	12
	27.6 (3-wire)	17	0.45
	13.8	21	10

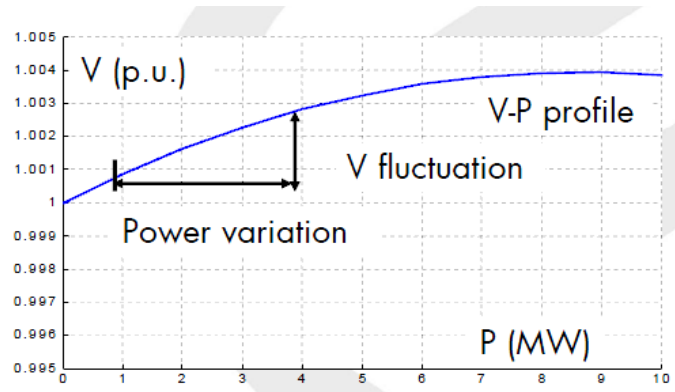
Εικόνα 3

Σύμφωνα με τα (8), (9) υπάρχουν 5 κριτήρια που θα πρέπει να τηρούνται σχετικά με τη ρύθμιση της τάσης:

Κριτήριο 1 – Οι σταθμοί ΑΠΕ δεν θα πρέπει να ρυθμίζουν την τάση στο ΣΚΣ με ενεργητικό τρόπο.

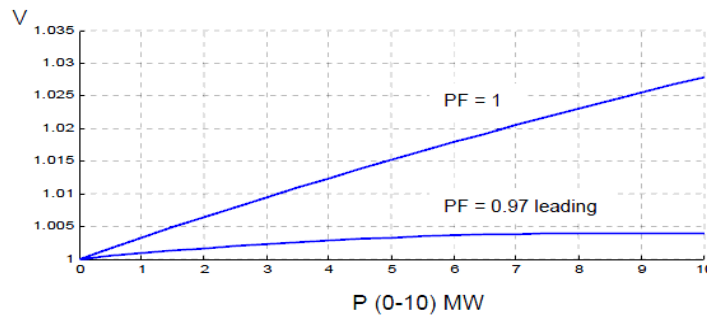
Κριτήριο 2 – Η τάση στο ΣΚΣ θα πρέπει να διατηρείται μεταξύ 0.94~1.06. Οι σταθμοί ΑΠΕ δεν θα πρέπει να μειώνουν την τάση που υπήρχε πριν τη σύνδεσή

Κριτήριο 3 – Οι σταθμοί ΑΠΕ δεν θα πρέπει να προκαλούν γρήγορη μεταβολή της τάσης μεγαλύτερη του 1% στη γραμμή MT δεδομένου ότι το deadband των συσκευών ρύθμισης της τάσης είναι 2% (8), (9). Η γρήγορη μεταβολή της τάσης ορίζεται ως η μεταβολή η οποία προκαλείται μέσα σε λίγα λεπτά από μεταβολή κατά 30% ή 60% της ισχύος εξόδου των αιολικών ή φωτοβολταϊκών σταθμών αντίστοιχα (10). Στην παρακάτω εικόνα δίνεται ο ορισμός (11).



Εικόνα 4

Το κριτήριο αυτό εξαρτάται και από το συντελεστή ισχύος όπως φαίνεται και από την παρακάτω εικόνα (10).



Εικόνα 5

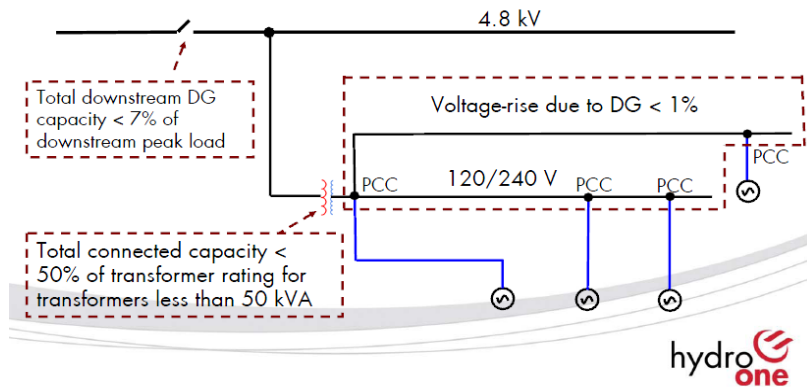
Κριτήριο 4 – Παρόμοιο κριτήριο με το κριτήριο 3 και αφορά το όριο του 1% στο ζυγό ΜΤ του Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ (9).

Κριτήριο 5 – Η σύνδεση ή η αποσύνδεση όλων των σταθμών ΑΠΕ δεν θα πρέπει να προκαλούν τάση μεγαλύτερη του 110% ή μικρότερη του 90% κατά το διάστημα που απαιτείται να αλλάξουν οι λήψεις του ΣΑΤΥΦ ή των ρυθμιστών της (8), (12), (9).

Όσον αφορά τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ στη ΧΤ οι παρακάτω κανόνες ακολουθούνται (13):

- Η συνολική ανύψωση της τάσης από όλους τους σταθμούς δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το 1%.
- Για Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 50kVA, η συνολική επιτρεπόμενη χωρητικότητα ισούται με την εγκατεστημένη ισχύ.
- Για Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη των 50kVA, η συνολική επιτρεπόμενη χωρητικότητα ισούται με το 50% της εγκατεστημένης ισχύος.
- Η συνολική ισχύς που μπορεί να συνδεθεί σε γραμμή ΧΤ δεν θα πρέπει να ξεπερνά το 7% του μεγίστου φορτίου.
- Θα πρέπει να τηρείται το όριο της ισχύος Β/Κ στη ΧΤ

Η παρακάτω εικόνα απεικονίζει τους παραπάνω κανόνες (14).



Εικόνα 6

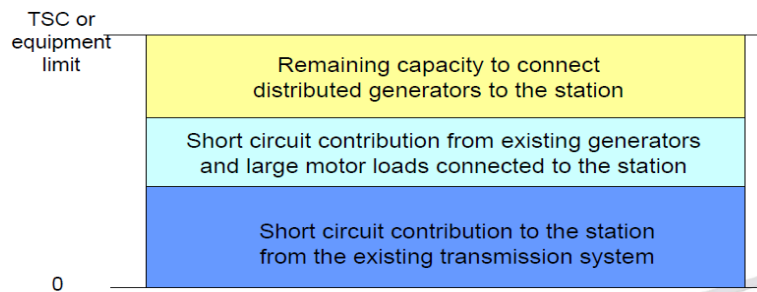
Η Hydro One έχει δημοσιεύσει έναν πίνακα στον οποίο αποτυπώνεται η χωρητικότητα κάθε Υ/Σ και το διαθέσιμο περιθώριο της ισχύος που μπορεί να συνδεθεί. Ένα τμήμα αυτού του πίνακα φαίνεται παρακάτω (15).

Station Name	Bus Name	Feeder Name	Voltage (kV)	Minimum Load (MW)	Short Circuit Capacity (MVA)	Thermal Capacity (MW)	Upstream TS	Upstream TS Feeder
BOWMANTON DG	Total	F1, F2, F3	6.32	1.1	N/A	3.5	PORT HOPE TS DEBN1	M15
BRACEBRIDGE TS	B	M20	44	8.1	1003.1	40.1		
BRADFORD DG	Total	F1, F2, F3	8.32	1.0	N/A	3.4		
BRAMBLETS DEBN1	B	M1, M3, M5, M7, M8, M11	27.5	11.2	39.0	27.2	HOLLAND TS	M3
BRAMBLETS DEBN1	Y	M2, M4, M6, M9, M10, M12	27.5	16.2	40.5	39.2		
BRAMBLETS DEBN1	Total	M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7, M8, M9, M10, M11, M12	27.5	27.4	N/A	Sum of Buses		
BRAMBLETS DEBN2	JD	M23, M25, M27, M29, M34, M36, M38	44	11.6	380.9	61.6		
BRAMBLETS DEBN3	EP	M44, M46, M48, M50, M52, M54, M57	44	35.8	277.3	113.9		
BRANTY TS	BY	M11, M12, M13, M14, M21, M22, M23, M24	27.5	21.0	68.3	37.0		
BRANTFORD TS	Y	M21, M23, M25, M27, M29	27.5	21.0	68.3	37.0		
BRANTFORD TS	Z	M22, M24, M26, M28, M30	27.5	19.5	74.2	36.5		
BRANTFORD TS	Total	M21, M23, M25, M27, M29, M24, M26, M28, M30	27.5	40.5	N/A	Sum of Buses		
BRIDGE NORTH DG	Total	F1, F2, F3	8.32	0.8	N/A	3.2	DOBBIN DG	F2
BRIDGMAN TS DEBN1	A1A2	For any information or inquiries please contact Toronto Hydro	13.8	19.4	TC	19.4		
BRIDGMAN TS DEBN2	L1A1L2A2	For any information or inquiries please contact Toronto Hydro	13.8	17.5	TC	17.5		
BRIDGMAN TS DEBN3	L1A1L2A3	For any information or inquiries please contact Toronto Hydro	13.8	7.6	0.0	7.6		
BRIDGMAN TS DEBN4	L1A1L2A4	For any information or inquiries please contact Toronto Hydro	13.8	19.9	TC	19.9		
BRIDSDEN DG	Total	F1, F2, F3	8.32	0.6	N/A	2.3	WANSTEAD TS	M4
BRIGHTON DIVISION DG	Total	F1, F2, F3	4.16	0.6	TC	2.7	SIDNEY TS	M7
BRIGHTON DG #2	Total	F1, F2, F3	8.32	0.7	TC	3.0	SIDNEY TS	M7
BRIGHTON PINNACLE DG	Total	F1, F2, F3	4.16	0.6	TC	3.0	SIDNEY TS	M7
BRIGHTON SHARPE DG	Total	F1, F2, F3	4.16	0.6	TC	3.0	SIDNEY TS	M7

Εικόνα 7

Το Thermal Capacity αναπαριστά την αθροιστική ισχύ που μπορεί να συνδεθεί στον Υ/Σ και εξαρτάται από την ικανότητα για αντίστροφη ροή ισχύος του Υ/Σ η οποία προσδιορίζεται ως το 60% της εγκατεστημένης ισχύος του Μ/Σ και του ελάχιστου φορτίου (16).

Το Short Circuit Capacity αναπαριστά τη μέγιστη επιτρεπτή συνεισφορά που μπορεί να έχει στην Ισχύ Β/Κ οι σταθμοί ΑΠΕ (17).



Εικόνα 8

Παρακάτω δίνεται ένα παράδειγμα της παραπάνω μεθοδολογίας (16).

Step 1 - New Proposed Generator Data

Name plate capacity = 10 MW

Short Circuit Contribution = 25 MVA

Feeder = M1

Step 2 - List of Station Capacity

Station Name	BUS Name	Feeder Name	Voltage (kV)	Minimum Load (MW)	Short Circuit Capacity (MVA)	Thermal Capacity (MW)	Upstream TS	Upstream TS feeder
SAMPLE4 TS	Total	M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7	27.6	30.0	70.0	60		

Table 1

Step 3 - List of Applications

Project Number	Tx Station	Tx Feeder	Dx Station	Dx Feeder	Application Date	Name Plate Capacity (kW)
A	SAMPLE4 TS	M1			8/5/2008	10,000
B	SAMPLE5 TS	M2			10/31/2008	10,000
C	SAMPLE5 TS	M3			8/20/2008	10,000

Table 2

Step 4 - Station Capacity Availability Check

Thermal Capacity = 60 MW (Table 1)

Short Circuit Capacity = 70 MVA (Table 1)

Allocated Capacity on Station = Project A = 10 MW (Table 2)

Assume Short Circuit contribution for allocated capacity to be 5 times the nameplate capacity (i.e. sub-transient reactance of 0.2 p.u.)

Short Circuit Contribution by allocated capacity generation = $5 \times 10 = 50$ MVA

1. **Thermal Capacity Check = 60 – 10 (allocated) – 10 (new proposed) = 40 MW OK**
2. **Short Circuit Capacity Check = 70 – 50 (allocated) – 25 (new proposed) = - 5 MVA NOT OK**

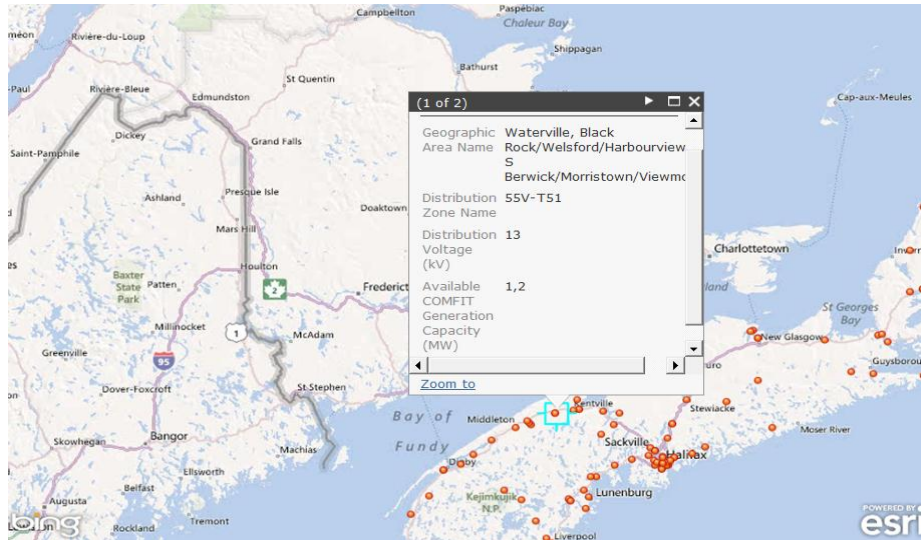
Conclusion:

Το κριτήριο του θερμικού ορίου τηρείται.

Το κριτήριο της ισχύος Β/Κ παραβιάζεται

Nova Scotia

Λαμβάνοντας υπόψη παρόμοια με τα παραπάνω κριτήρια και τους ήδη εγκατεστημένους σταθμούς ΑΠΕ, η Nova Scotia Power έχει δημοσιεύσει ένα χάρτη στον οποίο φαίνεται η διαθέσιμη χωρητικότητα του δικτύου (18).



Εικόνα 9

Τεχνία

Τα πιο σημαντικά βήματα για τη σύνδεση μεγάλης αθροιστικής ισχύος σταθμών ΑΠΕ είναι τα παρακάτω

Α) Αξιολόγηση της αίτησης για τη σύνδεση

Ο Διαχειριστής οφείλει να καθορίσει το είδος της σύνδεσης κάθε σταθμού ΑΠΕ βασιζόμενος στα παρακάτω κριτήρια:

- Διαθέσιμη χωρητικότητα στους Υ/Σ 110 kV / HV . Η χωρητικότητα ενός Υ/Σ δίνεται από τον παρακάτω τύπο The maximum accumulated power that can be connected to the HV network, including both existing and dedicated feeders, derives from the following relation:

$$P_{Max} = (\sum P_{i(N-1)} * k_{tr} + P_{Balance}) * k_e ,$$

όπου $P_{i(N-1)}$ είναι το άθροισμα της εγκατεστημένης ισχύος των Μ/Σ του εν λόγω Υ/Σ αφαιρουμένης εκείνης που αντιστοιχεί στον μικρότερο Μ/Σ ώστε να τηρείται το N-1 κριτήριο όπως φαίνεται στην Εικόνα 10.

k_{tr} είναι ένας συντελεστής μείωσης που σχετίζεται με τη βέλτιστη φόρτιση του Μ/Σ.

$P_{Balance}$ είναι το ισοζύγιο ισχύος σε συνθήκες ελάχιστου φορτίου (5 Ιουλίου στις 13:00) και μέγιστης εγκατεστημένης παραγωγής.

k_e είναι ένας συντελεστής μείωσης για να αφηθεί περιθώριο για μικρής ισχύος διασυνδεδεμένη παραγωγή.

Επίσης θα πρέπει να επιβεβαιωθεί η ικανότητα μεταφοράς της γραμμής μεταφοράς ισχύος ίσης με P_{max} .

- Χωρητικότητα που ο TSO καθορίζει για κάθε DNO.

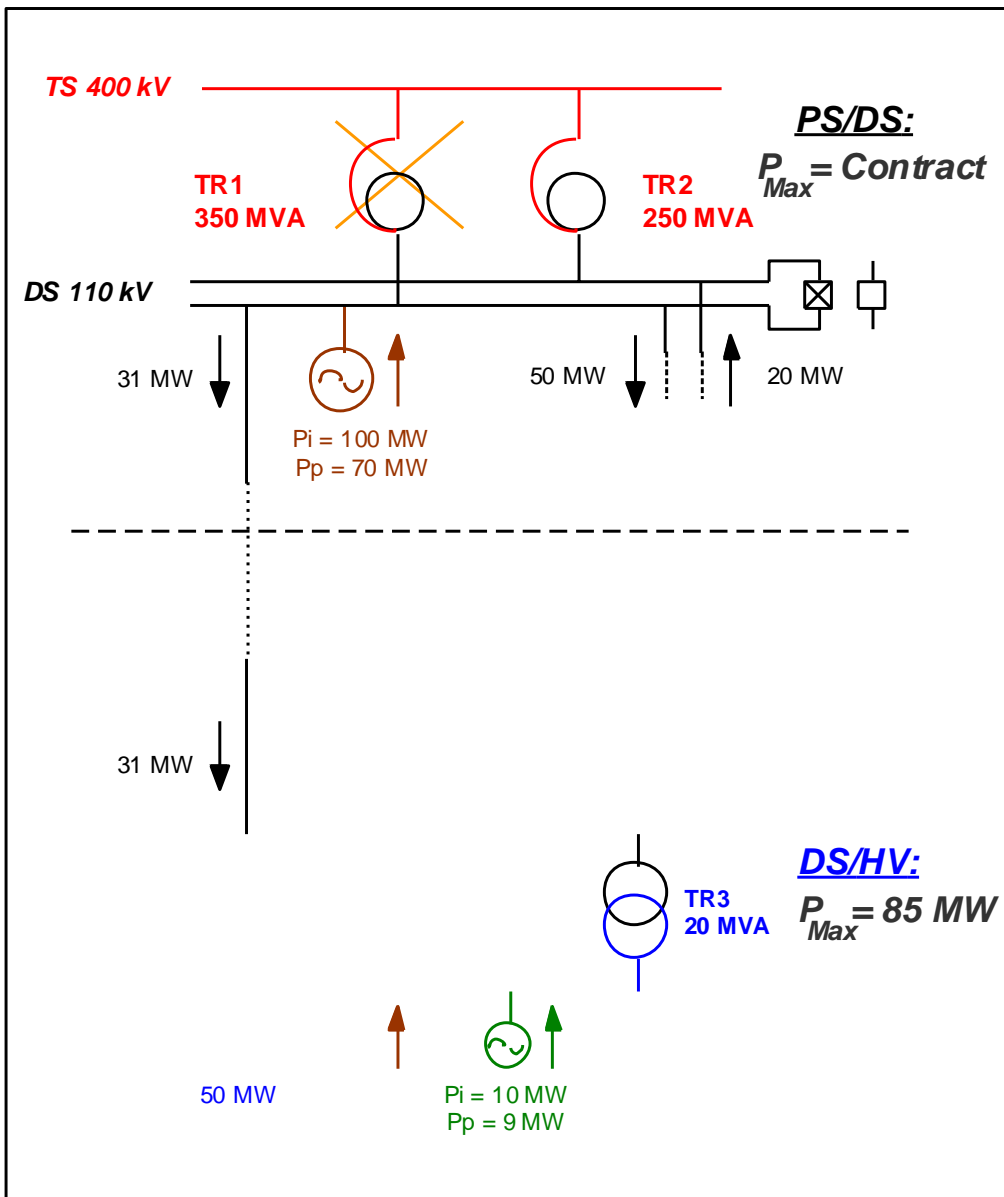
Παράδειγμα:

Η χωρητικότητα υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

Transformer capacity (Consumption – power production)

$$P_{Max} = ((40 + 20) * 0.9 + (50 + 10 - 20 - 9)) * 1 = 85 \text{ MW}$$

Αν η αιτηθείσα ισχύς είναι 70 MW τότε η σύνδεση είναι εφικτή.



Legend: $P_i = \text{installed capacity}$
 $P_p = \text{power production}$

Εικόνα 10

Β) Μελέτη σύνδεσης

Οι παρακάτω παράμετροι είναι οι πιο σημαντικοί:

- Αργές μεταβολές της τάσης: Η ανύψωση της τάσης δεν θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη από 2% για σύνδεση στη ΜΤ και 3% για σύνδεση στη ΧΤ.
- Γρήγορες μεταβολές της τάσης.
- Αρμονικές.
- Flicker.
- Επιπτώσεις στα σήματα ΤΑΣ.
- Ισχύς Β/Κ.

Δανία

Τα κριτήρια και τα τεχνικά όρια δίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Τεχνικά θέματα	Τεχνικά όρια
Συχνότητα	LV/MV: 50Hz±1%
Αργές μεταβολές της τάσης	LV: $U_n \pm 10\%$, U_n is 230V MV: U_n is 10 kV, 15 kV and 20 kV.
Γρήγορες μεταβολές της τάσης	LV: τα πολύ 5% of U_n . MV: το πολύ 4% of U_n
Flicker	LV: $P_{lit} = 1$
Βυθίσεις της τάσης	Όχι μικρότερη του 85% of U_n
Αρμονικές	LV/MV: EN 50160, THD<8%

Πίνακας 1 (19), (20)

Γαλλία

Το επίπεδο της τάσης στο οποίο συνδέονται οι σταθμοί ΑΠΕ δίνονται στο παρακάτω πίνακα (21):

Δίκτυο	Επίπεδο τάσης	Όριο ισχύος
ΧΤ	230 V	P=18 kVA
	400 V	P=250 kVA
ΜΤ	15 kV, 20 kV	P=12 MW

Πίνακας 2

Η ανύψωση της τάσης δεν θα πρέπει να οδηγεί σε παραβίαση των τιθέμενων ορίων (21). Ο Διαχειριστής διενεργεί μελέτες για την ισχύ Β/Κ βασιζόμενος στο πρότυπο IEC 60909. (21).

Γερμανία

Στη Γερμανία, η επιτρεπτή συνολική ανύψωση της τάσης δεν θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη του 3% και 2% για σύνδεση στη ΧΤ και ΜΤ αντίστοιχα (22), (23). Υπάρχουν επίσης και άλλα κριτήρια όπως η ισχύς Β/Κ, οι γρήγορες μεταβολές της τάσης και οι αρμονικές.

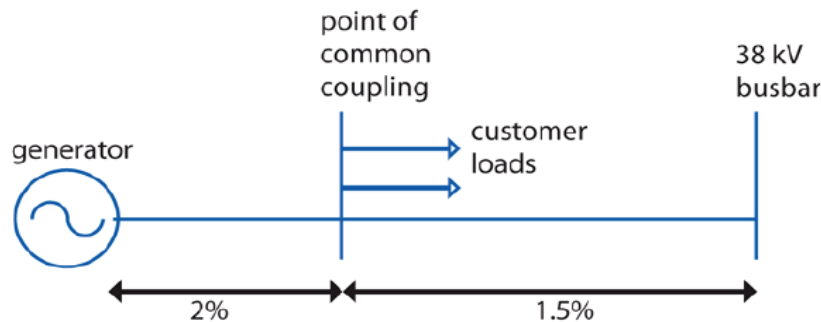
Ιρλανδία

Ο DNO διενεργεί μελέτες για να υπολογίσει την επίδραση που θα έχει στο Δίκτυο η σύνδεση σταθμών ΑΠΕ. Τα κριτήρια που χρησιμοποιούνται είναι τα ακόλουθα (24):

- Θερμικό όριο των στοιχείων του δικτύου (24).
- Ανύψωση τάσης τα όρια της οποίας δίνονται στην παρακάτω εικόνα (24), (25).

Voltage Level	Limit for shared circuit	Limit for a dedicated circuit
MV (10/20 kV)	1% at point of common coupling of load share, with an additional 2% at generation site	Total of 3% rise at generation site
38 kV	1.5% at point of common coupling of load share, with an additional 2% at generation site	Total of 3.5% rise at generation site

Εικόνα 11



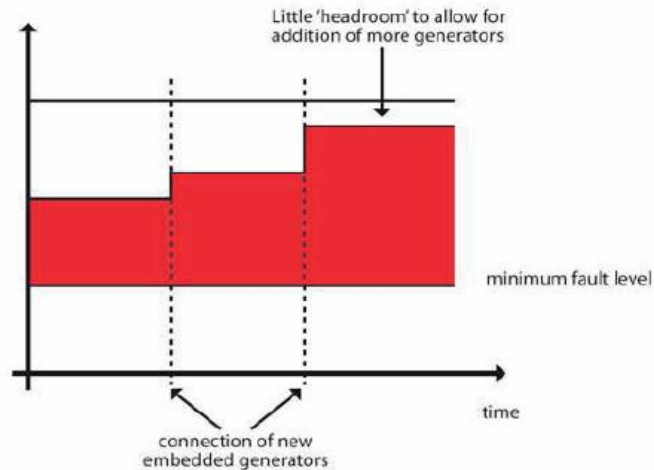
Εικόνα 12

- Ισχύς Β/Κ: Η ισχύς Β/Κ αποτελεί περιοριστικό παράγοντα για τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ (24). Τα όρια τα οποία τίθενται και τα οποία δεν θα πρέπει να παραβιάζονται δίνονται στην παρακάτω εικόνα (26).

Connection Voltage	Short Circuit Level (RMS Symmetrical) Normally	Short Circuit Level (RMS Symmetrical) Certain Designated Areas
LV (Domestic)	9.0kA	
LV (Ind/Comm)	37.0kA	
10kV	12.5kA	20kA
20kV	12.5kA	20kA
38kV	12.5kA	20kA
110kV	26.0kA	31.5kA

Εικόνα 13

Η χωρητικότητα των δικτύων λόγω του περιορισμού της ισχύος Β/Κ φαίνεται πως υπολογίζεται στην παρακάτω εικόνα (24), (25).



Εικόνα 14

- Απώλειες ισχύος

Τέλος εξετάζεται αν τηρείται το N-1 κριτήριο (24).

Ιταλία

Το επίπεδο της τάσης στο οποίο συνδέονται σταθμοί ΑΠΕ δίνονται στον παρακάτω πίνακα (27).

Ονομαστική ισχύς	Δίκτυο
<100 kW	ΧΤ
100 kW < < 200 kW	ΧΤ ή ΜΤ
200 kW < < 6000 kW	ΜΤ

Πίνακας 3

Γενικά, στη ΜΤ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σταθμών ΑΠΕ δεν θα πρέπει να κάνει το Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ να ξεπερνά τα τιθέμενα βέλτιστα όρια λειτουργίας (συνήθως 65%) (21), (28). Το αντίστοιχο όριο για τις γραμμές ΜΤ είναι 60 % (28). Στη ΧΤ δεν θα πρέπει να ξεπερνά το θερμικό όριο των Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ (21).

Σε μερικές περιπτώσεις ενδέχεται να υπάρξει αντίστροφη ροή ενεργού ισχύος στους Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ. Το 2007, το 14% των Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ είχαν έστω και για μία ώρα αντίστροφη ροή ενεργού ισχύος όπως φαίνεται στην επόμενη εικόνα. Αυτές οι συνθήκες δεν είναι οι βέλτιστες γιατί τα δίκτυα σχεδιάστηκαν να λειτουργούν σε μονή κατεύθυνση. Αυτό οδηγεί σε μεγαλύτερα κόστη στη ρύθμιση τάσης, στην προστασία και στους αυτοματισμούς (27).

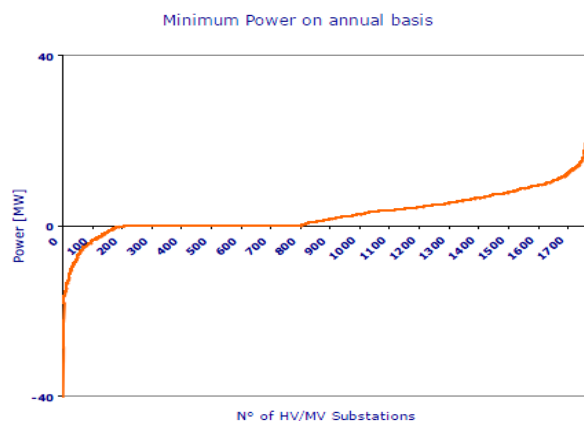


Fig 7: Minimum power on annual basis of HV/MV substations in Enel network [MW]

Εικόνα 15

Εάν οι σταθμοί ΑΠΕ διαθέτουν στρεφόμενες γεννήτριες τότε η συνεισφορά τους στην ισχύ Β/Κ είναι μεγάλη σε αντίθεση με αυτούς που συνδέονται μέσω αντιστροφέα (27). Η ισχύς Β/Κ δεν θα πρέπει να υπερβαίνει τα όρια του δικτύου (21).

Ισπανία

Στη ΧΤ, η μέγιστη συνδεόμενη ισχύς δεν θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη από 100 kVA ή 60 kVA σε δίκτυα 380/220 V και 220/127 V αντίστοιχα. Στη ΜΤ το όριο για σταθμούς ΑΠΕ με ασύγχρονες γεννήτριες είναι τα 5 MW και με σύγχρονες τα 10 MW.

Όσον αφορά τις γραμμές, η μέγιστη αθροιστική ισχύ των σταθμών ΑΠΕ δεν πρέπει να υπερβαίνει το 50% του θερμικού ορίου τους (29). Διαφορετικά απαιτούνται έργα αναβάθμισης του δικτύου (3).

Όσον αφορά τους Μ/Σ, η αθροιστική ισχύς των σταθμών ΑΠΕ θα πρέπει να είναι μικρότερη του 50% του θερμικού τους ορίου (29).

Η μέγιστη επιτρεπτή αθροιστική ανύψωση της τάσης δεν θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη του 2%. Ιδιαίτερη προσοχή χρειάζεται η περίπτωση της σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ στο τέλος μακρών γραμμών επειδή η ρύθμιση τάσης (ΣΑΤΥΦ του Μ/Σ) ενδέχεται να προκαλέσει υπέρταση στην αρχή της γραμμής ενώ οι σταθμοί ΑΠΕ στο τέλος (29). Πάντως στο μεγαλύτερο μέρος του δικτύου της Ισπανίας τα μέσα ρύθμισης της τάσης λειτουργούν βέλτιστα με οποιαδήποτε και να είναι η κατεύθυνση της ροής ισχύος (30).

Τέλος, ένα άλλο κριτήριο είναι η ισχύς Β/Κ η οποία δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το τιθέμενο όριο. Ένας απλοϊκός κανόνας που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της χωρητικότητας του δικτύου είναι ότι η αθροιστική ισχύς που επιτρέπεται να συνδεθεί δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το 10% της ισχύος Β/Κ στο ΣΚΣ (29). Το μέγιστο ρεύμα Β/Κ ως στάθμη σχεδιασμού του δικτύου είναι 25 kA (31).

Ηνωμένο Βασίλειο

Ο Διαχειριστής είναι επιφορτισμένος να διασφαλίζει τη σωστή λειτουργία του δικτύου και ότι η σύνδεση ενός σταθμού ΑΠΕ δεν θα προκαλέσει προβλήματα στους ήδη συνδεδεμένους χρήστες. Πιο συγκεκριμένα, ο Διαχειριστής θέλει να διασφαλίσει ότι (32), (33):

- Τα επίπεδα της τάσης διατηρούνται εντός ορίων
- Οι Μ/Σ λειτουργούν χωρίς προβλήματα με αντίστροφη ροή ισχύος
- Δεν υπάρχει υπέρβαση των θερμικών ορίων του εξοπλισμού
- Δεν υπάρχει υπέρβαση της ισχύος Β/Κ
- Δεν προκαλούνται μεγάλες διαταραχές στη τάση λόγω γρήγορων μεταβολών της τάσης, αρμονικών και φλίκερ.

Τα παραπάνω μπορούν να αξιολογηθούν και να μελετηθούν διενεργώντας μελέτες ροής φορτίου και βραχυκυκλωμάτων ως εξής (32):

- Ροή φορτίου
 - Ρεύματα σε κάθε κλάδο του δικτύου
 - Ροή ενεργού και αέργου ισχύος σε κάθε κλάδο
 - Τα επίπεδα της τάσης σε κάθε κόμο
 - Ανύψωση της τάσης σε κάθε κόμβο
- Ρεύματα σφάλματος
 - ολικό ρεύμα σφάλματος σε κάθε κόμβο
 - γωνία του ρεύματος σφάλματος σε κάθε κόμβο
 - αύξηση του ρεύματος σφάλματος λόγω σύνδεσης μονάδων ΑΠΕ

ΗΠΑ

Στα επόμενα, περιγράφονται κάποιες μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται στις ΗΠΑ για τη σύνδεση μονάδων ΑΠΕ.

FEDERAL - ΗΠΑ

Σύμφωνα με το (34) υπάρχουν δύο τεχνικές διαδικασίες σύνδεσης. Η πρώτη είναι απλοποιημένη ενώ η δεύτερη πιο λεπτομερής.

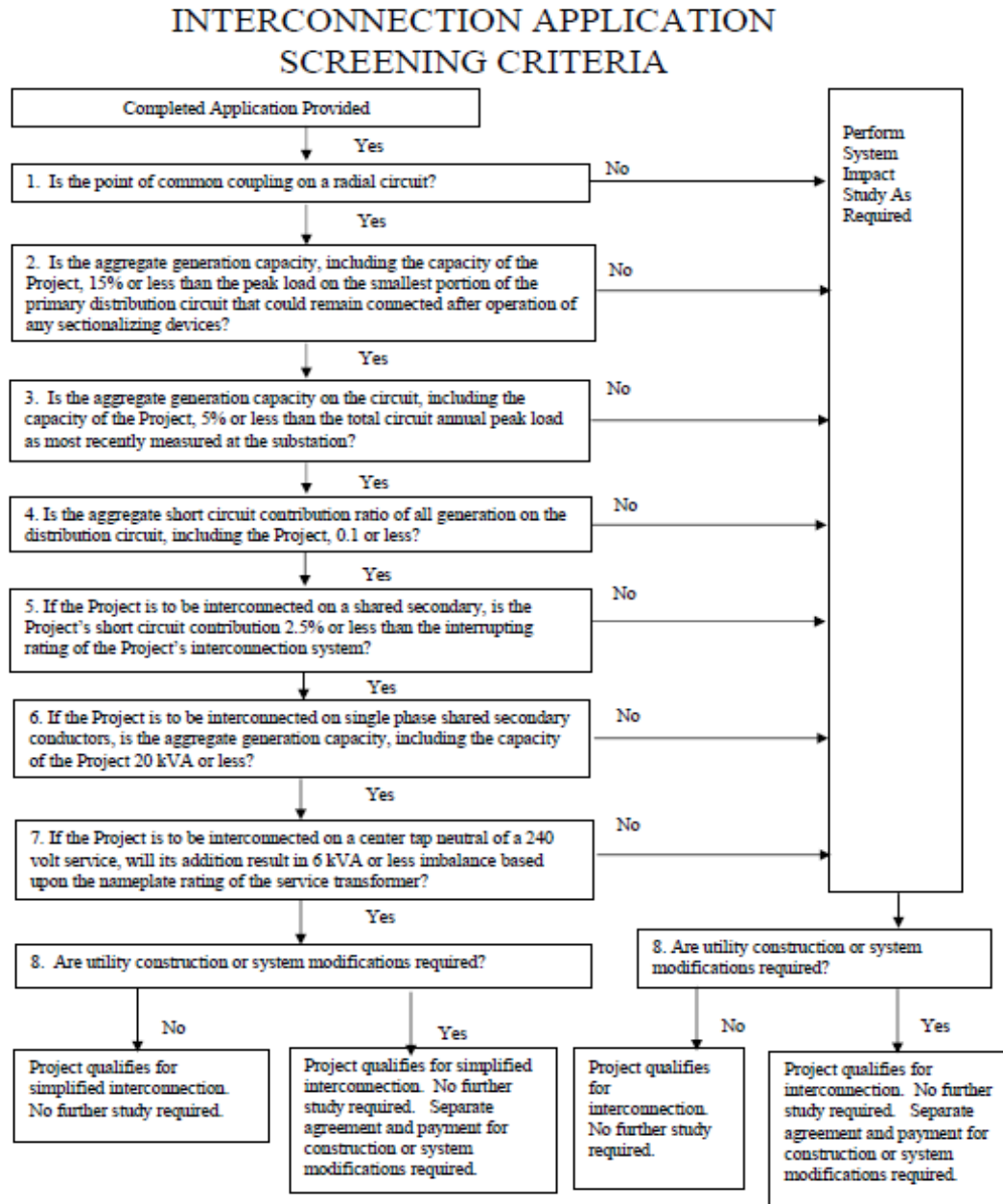
Η Fast Track Process χρησιμοποιείται όταν η ονομαστική ισχύς του σταθμού ΑΠΕ είναι μικρότερη από 2 MW (34):

- Θα πρέπει η συνολική συνδεδεμένη ισχύς των σταθμών ΑΠΕ να είναι μικρότερη του 15% του μεγίστου φορτίου.
- Η ισχύς Β/Κ που προκαλείται από όλους τους σταθμούς ΑΠΕ δεν θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη από το 10% της αντοχής στο Β/Κ των αγωγών του δικτύου .
- Η ισχύς Β/Κ που προκαλείται από όλους τους σταθμούς ΑΠΕ δεν θα πρέπει να κάνει τις διατάξεις προστασίας του δικτύου να λειτουργούν με μεγαλύτερη από 87,5% της ικανότητας απόρριψής τους.

Η Study Process (34) χρησιμοποιείται όταν η ονομαστική ισχύς του σταθμού ΑΠΕ είναι μικρότερη από 2MW και η the fast track process έχει αποτύχει ή αν η ονομαστική ισχύς είναι μεγαλύτερη από 2MW: Η πλήρης μελέτη σύνδεσης που απαιτείται περιλαμβάνει μελέτη ισχύος Β/Κ, ροής φορτίου, ανύψωσης τάσης, ευστάθειας δικτύου, φλίκερ και προστασίας.

Kentucki

Στο Κεντάκι ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία (35).



Εικόνα 16

Παρακάτω περιγράφεται η παραπάνω διαδικασία (35).

1. Βρίσκεται το ΣΚΣ σε ακτινικό δίκτυο? Αν το ΣΚΣ δε βρίσκεται σε ακτινικό δίκτυο, απαιτούνται ιδιαίτερες προβλέψεις για διάφορα λειτουργικά θέματα.

2. Παραβιάζεται το όριο του 15% του ετήσιου μεγίστου φορτίου σε κάθε τμήμα αποσύνδεσης του δικτύου? Το όριο του 15% χρησιμοποιείται για την αντιμετώπιση διαφόρων τεχνικών θεμάτων όπως η νησιδοποίηση, η ρύθμιση τάσης, το θερμικό όριο του εξοπλισμού και θέματα προστασίας. Διαφορετικά απαιτούνται επιπρόσθετες μελέτες.

3. Παραβιάζεται το όριο του 5% του συνολικού ετήσιου μεγίστου φορτίου? Το όριο του 15% χρησιμοποιείται για την αντιμετώπιση διαφόρων τεχνικών θεμάτων όπως η νησιδοποίηση, η ρύθμιση τάσης, το θερμικό όριο του εξοπλισμού και θέματα προστασίας. Διαφορετικά απαιτούνται επιπρόσθετες.

4. Παραβιάζεται το όριο του 10% της ισχύος Β/Κ? Το όριο αυτό τίθεται για τη διασφάλιση της τήρησης της ισχύος Β/Κ και της διακοπτικής ικανότητας του διατάξεων προστασίας. Διαφορετικά απαιτούνται επιπρόσθετες μελέτες.

5. Παραβιάζεται το όριο του 2,5% (ερώτηση 5)? Το όριο αυτό τίθεται για τη διασφάλιση της τήρησης της ισχύος Β/Κ και της διακοπτικής ικανότητας του διατάξεων προστασίας. Διαφορετικά απαιτούνται επιπρόσθετες μελέτες.

6. Είναι η συνολική συνδεδεμένη ισχύς σταθμών ΑΠΕ μεγαλύτερη από 20 kVA στη ΧΤ? Σε περίπτωση που η ισχύς είναι μεγαλύτερη από 20 kVA τότε ενδεχομένως να υπάρξουν προβλήματα υπέρτασης στη ΧΤ.

Η σύνδεση σταθμών ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει στα παρακάτω προβλήματα (35):

Ρύθμιση τάσης (35)

- Αντίστροφη ροή ενεργού ισχύος και η επίδρασή τους στους ρυθμιστές τάσης και στα ΣΑΤΥΦ
- Σωστές ρυθμίσεις λειτουργίας του Σ.Ι. των σταθμών ΑΠΕ.
- Υπόταση.
- Μεγάλες απώλειες αέργου ισχύος στις γραμμές.
- Μεγάλο πλήθος σύνδεσης και αποσύνδεσης των πυκνωτών του δικτύου και αλλαγής λήψεων των ρυθμιστών τάσης και ΣΑΤΥΦ.
- Αντιστάθμιση πτώσης τάσης των ρυθμιστών τάσης και ΣΑΤΥΦ.
- Υπέρταση.

Ισχύς Β/Κ: Η σύνδεση σταθμών ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε υπέρβαση της ανώτερης τιμής της ισχύος Β/Κ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΚΑΙ ΤΡΟΠΟΙ ΑΝΤΙΜΕΤΩΠΙΣΗΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΠΟΥ ΠΡΟΚΥΠΤΟΥΝ ΑΠΟ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ

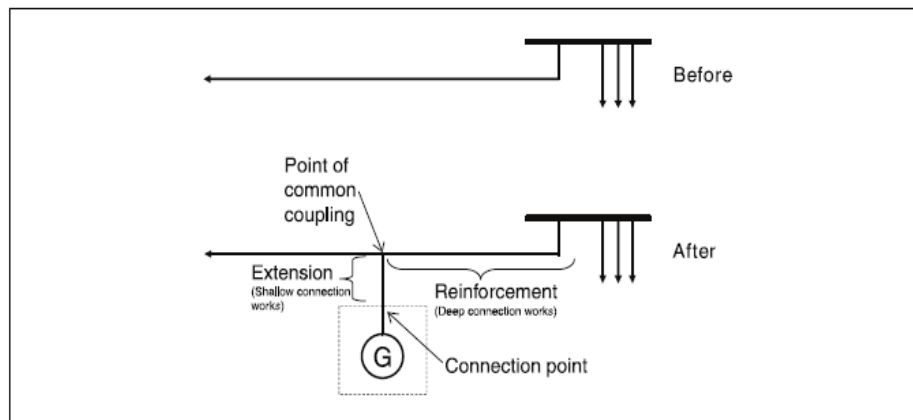
Αυστρία

Ο Διαχειριστής μπορεί να αντιμετωπίσει τα προβλήματα τα οποία προκύπτουν από τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ μέσω της ρύθμισης του Σ.Ι. του σταθμού θέτοντας σταθερό Σ.Ι. ή ελέγχοντας την άεργο ισχύ με βάση για παράδειγμα την τάση στο ΣΚΣ. Βρίσκεται υπό μελέτη η επιβολή Σ.Ι. 0,9 σταθερού για κάθε τεχνολογία. Σε συγκεκριμένες περιστάσεις απαιτείται διαφορετικός Σ.Ι. για το χειμώνα και το καλοκαίρι με βάση το φορτίο και την τάση. Επιπλέον εάν κάποιος σταθμός ΑΠΕ είναι να συνδεθεί σε σημείο όπου η ισχύς Β/Κ είναι αρκετά μικρή, τότε ο Διαχειριστής μπορεί να απαιτήσει να λειτουργήσει επαγωγικά καταναλώνοντας άεργο ισχύ. Σε αυτές τις περιπτώσεις υπάρχει πιθανότητα να υπάρχει αρνητική ανύψωση τάσης εάν η πτώση τάσης λόγω άεργου ισχύος είναι μεγαλύτερη από την ανύψωση τάσης λόγω ενεργού ισχύος. Τέλος μια άλλη πολιτική είναι η μείωση της ισχύος εξόδου του σταθμού (power curtailment) (3).

Αυστραλία

Τριών ειδών έργα (ενίσχυση ή νέο δίκτυο) είναι τα πιθανά που απαιτούνται για τη σύνδεση κάποιου σταθμού όπως φαίνονται στην παρακάτω εικόνα:

- Μεταξύ του σταθμού και του ΣΚΣ
- Μεταξύ του ΣΚΣ και του δικτύου (ρηχή σύνδεση)
- Ενίσχυση του δικτύου (βαθεία σύνδεση)



Εικόνα 17

Όσον αφορά το πρόβλημα της ισχύος Β/Κ, αυτό μπορεί να επιλυθεί με μια σειρά τρόπων. Αλλαγή της γεννήτριας με μικρότερη συνεισφορά στο Β/Κ. Τοποθέτηση Μ/Σ με μεγαλύτερη σύνθετη αντίσταση. Τέλος, η τοποθέτηση περιοριστών Β/Κ είναι άλλη μια επιλογή (1).

Όσον αφορά το πρόβλημα της ρύθμισης τάσης, αυτό μπορεί να αντιμετωπισθεί με διάφορα μέτρα. Πρώτον, τα ΣΑΤΥΦ ενδέχεται να φτάσουν να χρησιμοποιούν τη χαμηλότερη λήψη τους ενώ απαιτείται ακόμη χαμηλότερη. Σε αυτή την περίπτωση είναι αναγκαία η αύξηση του αριθμού των λήψεων. Από την άλλη αυτό προϋποθέτει αυξημένο κόστος το οποίο αποτελεί

ανασταλτικό παράγοντα. Δεύτερον, απαιτείται αναπροσαρμογή των ρυθμίσεων του ΣΑΤΥΦ ιδίως όταν αυτός λειτουργεί με αντιστάθμιση της πτώσης τάσης. Τρίτον, Αλλαγή της θέσης των σταθερών λήψεων των Μ/Σ διανομής. Ένας άλλος πιο ακριβός τρόπος είναι η τοποθέτηση ΣΑΤΥΦ στους Μ/Σ διανομής (2).

Καναδάς

Υπό μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ, οι πυκνωτές του δικτύου θα πρέπει να εφοδιαστούν με αυτοματοποιημένο σύστημα ζεύξης και απόζευξης για να μην προκληθεί υπερβολική ανύψωση τάσης (7). Η κατανάλωση αέργου ισχύος και η θέση της λήψης του Μ/Σ θα πρέπει να καθοριστούν από το Διαχειριστή (7).

Σύμφωνα με το (36), στο Οντάριο επιτρέπεται να γίνουν οι παρακάτω ενέργειες για την αντιμετώπιση προβλημάτων που προκαλούνται από τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ (36):

- Τροποποίηση διατάξεων προστασίας
- Τροποποίηση ή και αναβάθμιση διατάξεων και εξοπλισμού ρύθμισης τάσης
- Προστασία για νησιδοποίηση (π.χ. τηλεέλεγχος)
- Διπλής κατεύθυνσης διακόπτες αυτόματης επαναφοράς
- Επιτήρηση λειτουργίας του σταθμού και τηλεέλεγχος

Τσεχία

Όλοι οι σταθμοί ΑΠΕ θα πρέπει να διαθέτουν διατάξεις τηλεελέγχου για πιθανή μείωση της ισχύος εξόδου του σταθμού (power curtailment) και απόζευξη του.

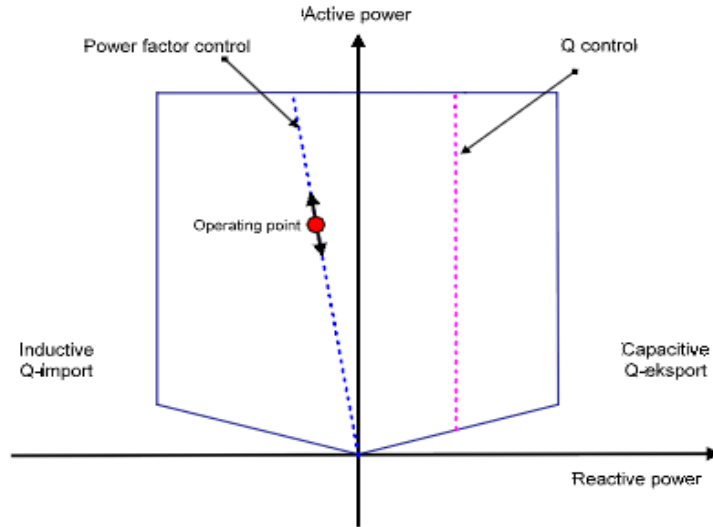
Ειδικότερα για σταθμούς με ισχύ μεγαλύτερη από 100 kW θα πρέπει να υπάρχει ασύρματη σύνδεση με το Διαχειριστή για να υποστηρίζονται τα παρακάτω:

- Έλεγχος σύνδεσης και αποσύνδεσης του σταθμού
- Μείωση της ισχύος εξόδου του σταθμού (active power curtailment)
- Ρύθμιση αέργου ισχύος (reactive power control)

Δανία

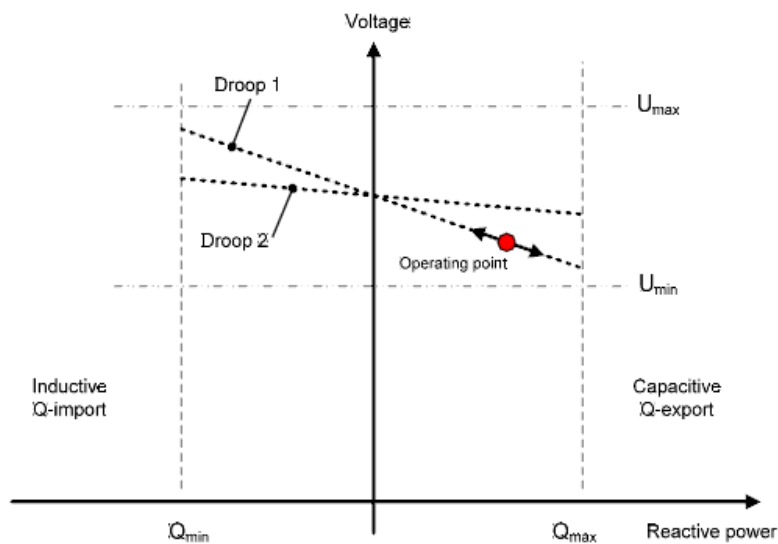
Ο Διαχειριστής οφείλει να αντιμετωπίσει θέματα τα οποία αναδεικνύονται από τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ όπως η ρύθμιση τάσης, η υπερφόρτιση του εξοπλισμού του δικτύου, η ποιότητα ισχύος και η προστασία. Λύσεις όπως οι αναβαθμισμένοι ΣΑΤΥΦ και οι ρυθμιστές τάσης, ο ρυθμιζόμενος Σ.Ι. του σταθμού, η βέλτιστη εκμετάλλευση της χωρητικότητας του Μ/Σ διανομής, η χρήση πυκνωτών και η ενίσχυση ή τροποποίηση του δικτύου μπορούν να χρησιμοποιηθούν.

Σύμφωνα με το TF 3.2.5 (37) το οποίο αναφέρεται σε Α/Γ με ισχύ μεγαλύτερη των 11 kW, οι Α/Γ θα πρέπει να είναι εξοπλισμένες με τη δυνατότητα ελέγχου του Σ.Ι. ώστε να είναι δυνατή η ρύθμιση τάσης. Η ρύθμιση του Σ.Ι. θα πρέπει να επιτευχθεί είτε μέσω μιας σταθερής επιθυμητής τιμής της αέργου ισχύος είτε μέσω συνάρτησης του Σ.Ι. και της ενεργού ισχύος όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα.



Εικόνα 18

Όσον αφορά τη ρύθμιση της τάσης, αυτή μπορεί να επιτευχθεί μέσω μιας συνάρτησης droop τάσης-αέργου ισχύος όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα.



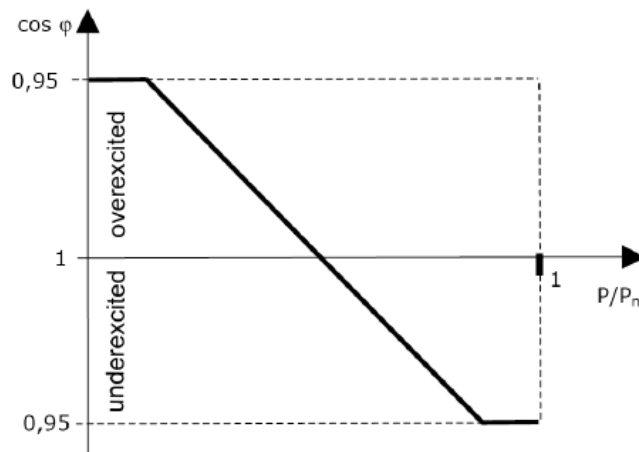
Εικόνα 19

Γερμανία

Στη Γερμανία το πρόβλημα της επίπτωσης στη τάση του δικτύου από τη σύνδεση των σταθμών ΑΠΕ αντιμετωπίζεται μέσω του ελέγχου της αέργου ισχύος με τους παρακάτω τρόπος (38):

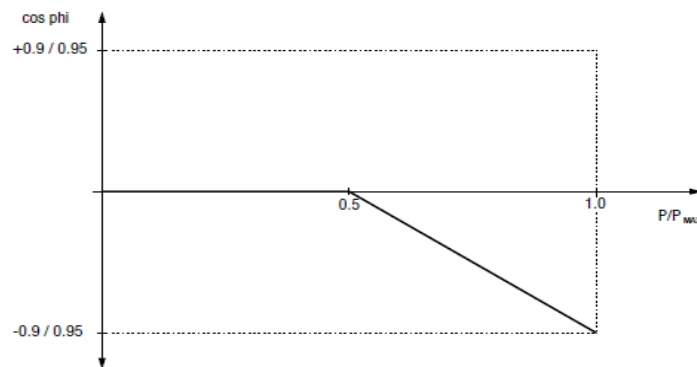
- Σταθερός Σ.Ι.
- Μεταβλητός Σ.Ι. σε συνάρτηση με την ενεργό ισχύ εξόδου
- Σταθερή τιμή αέργου ισχύος
- Μεταβλητή τιμή της αέργου ισχύος σε συνάρτηση με την τάση

Η επόμενη εικόνα δείχνει ένα απλό παράδειγμα



Εικόνα 20

Η προηγούμενη πολιτική εφαρμόζεται κατά ένα μέρος και στη ΧΤ. Η χαρακτηριστική συνάρτηση Σ.Ι. – ενεργού ισχύος εξόδου απεικονίζεται στην παρακάτω εικόνα (22).



Εικόνα 21

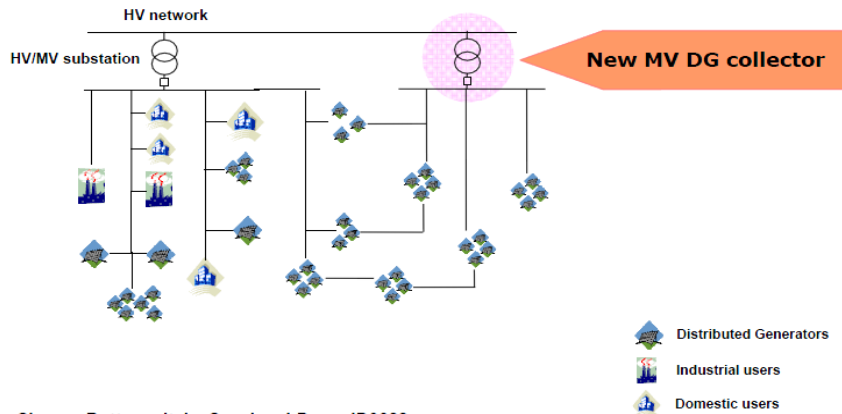
Ιταλία

Η Enel Distribuzione πρόσφατα έχει υιοθετήσει ένα νέο τρόπο σύνδεσης πολλών μικρών σταθμών ΑΠΕ στο δίκτυο όταν αυτοί δεν μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο MT όπως φαίνεται και στην παρακάτω εικόνα (39). Ο DG Collector είναι ένας Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ που τροφοδοτεί την ΥΤ με ισχύ παραγόμενη από σταθμούς ΑΠΕ. Η θέση του Υ/Σ θα πρέπει να επιλεγεί κεντροβαρικά των υπό σύνδεση σταθμών. Τα πλεονεκτήματά του είναι τα εξής (27):

- Σύνδεση μεγάλης παραγωγής ισχύος με ασφαλή και αξιόπιστο τρόπο
- Αποφυγή προβλημάτων ρύθμισης της τάσης
- Μείωση απωλειών
- Μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από ευρείας κλίμακας νέα έργα σύνδεσης

DG collector

A new planning option



Εικόνα 22

Ισπανία

Όσον αφορά τον περιορισμό των ρευμάτων σύνδεσης, συνίσταται η προσθήκη επαγωγικής αντίστασης μεταξύ των ασύγχρονων γεννητριών και του δικτύου (3).

Μέχρι το 2004, υπήρχε η απαίτηση να διατηρείται σταθερός ο Σ.Ι. του κάθε σταθμού. Επίσης, σε περίπτωση που υπήρχε η δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος, θα έπρεπε ο σταθμός να λειτουργεί χωρητικά ώστε να αντισταθμίζει την κατανάλωση αέργου ισχύος στις γραμμές και στον Μ/Σ μέχρι το ΣΚΣ. Από το 2004, απαιτείται ο σταθμός ΑΠΕ να μεταβάλλει την αέργο ισχύ ανάλογα με τις ανάγκες. Παρόλαυτα θα πρέπει να υπάρχει επιλογική συνεργασία μεταξύ του Σ.Ι. του σταθμού και των μέσων ρύθμισης της τάσης του Διαχειριστή. Σήμερα είναι προτιμότερο η ρύθμιση του Σ.Ι. να γίνεται με βάση την ισχύ εξόδου του σταθμού και όχι την τάση στο ΣΚΣ ώστε να αποφευχθούν καταστάσεις που μπορεί να οδηγήσουν σε αστάθεια. Περιληπτικά η πολιτική ρύθμισης του Σ.Ι. θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τα παρακάτω. (29):

- SCADA
- Μέτρηση της τάσης
- ΣΑΤΥΦ
- Πυκνωτές
- Διατιθέμενα ηλεκτρονικά ισχύος

Επίσης, στο μέλλον κρίνεται αναγκαία η άμεση επικοινωνία του DSO και του TSO ώστε να υπολογίζεται ο βέλτιστος Σ.Ι. κάθε σταθμού ΑΠΕ με σκοπό την ελαχιστοποίηση των απωλειών.

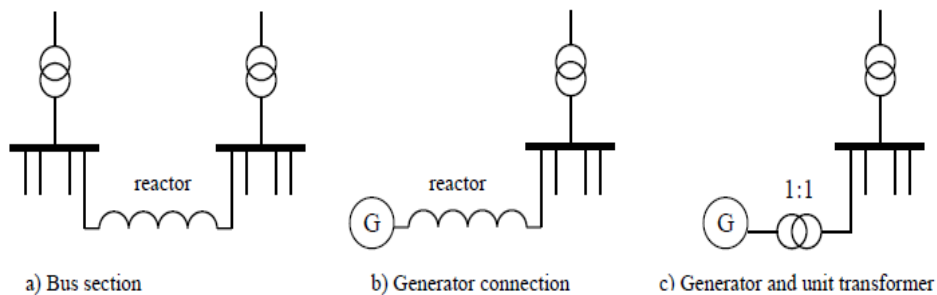
Λαμβάνοντας υπόψη τον κανόνα ότι η μέγιστη αθροιστική συνδεδεμένη ισχύς Α/Γ δεν θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη από 5% της ισχύος Β/Κ στο ΣΚΣ, η ικανότητα ελέγχου της τάσης στην ΥΤ μειώνεται, αφού η απαίτηση ο Σ.Ι. να μην είναι μικρότερος από 0,95 (το οποίο περιορίζει την παραγόμενη ή καταναλισκόμενη αέργο ισχύ στο 30% της ενεργού) οδηγεί σε μεταβολή της τάσης μόνο μέχρι 1,5% της ονομαστικής. Επομένως, κρίνεται αναγκαίο το όριο του 5% να αυξηθεί στο 16,6% ώστε να είναι δυνατή μια μεγαλύτερη δυνατότητα ρύθμισης της τάσης.

Ηνωμένο Βασίλειο

Τα επόμενα περιγράφουν τα μέτρα που μπορεί ο Διαχειριστής να πάρει για να αντιμετωπίσει τυχόν προβλήματα που προκύπτουν από τη σύνδεση σταθμών ΑΠΕ στο δίκτυο. Με αυτό τον τρόπο αυξάνεται η χωρητικότητα του δικτύου. Κάποια από αυτά δεν είναι τόσο κοστοβόρα ενώ άλλα βρίσκονται ακόμα σε στάδιο έρευνας και δεν εφαρμόζονται ευρέως (40):

Ισχύ Β/Κ

- Αναβάθμιση των στοιχείων του δικτύου: Μερικές φορές είναι δύσκολο να αξιολογηθεί η δυνατότητα αναβάθμισης των στοιχείων του δικτύου για τους εξής λόγους:
 - Η ικανότητα αντοχής και διακοπής του Β/Κ παλιού εξοπλισμού (συμπεριλαμβανομένου καλωδίων και Μ/Σ) είναι δύσκολο να εξακριβωθεί.
 - Οι κατασκευαστές παλιού εξοπλισμού μπορεί να μην υπάρχουν πια ή να μην μπορούν να παράσχουν πληροφορίες σχετικά με αυτό το ζήτημα.
- Αύξηση της σύνθετης αντίστασης: Η αύξηση της μεσολαβούσης σύνθετης αντίστασης οδηγεί σε μικρότερο σφάλμα. Είναι μία όχι και τόσο κοστοβόρα λύση αλλά ενδεχομένως μη πρακτικά εφαρμόσιμη όταν αυτό γίνει για όλους τους σταθμούς ΑΠΕ. Πιθανές τέτοιες λύσεις φαίνονται στην παρακάτω εικόνα:
 - **Increasing generator impedance**
 - **Increasing transformer impedance**
 - **Inserting impedance devices**



Εικόνα 23

- Τοπολογία του δικτύου: Θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί η αλλαγή της συνδεσμολογίας του δικτύου μέσω ανοίγματος ή και κλεισίματος διακοπών σε περιπτώσεις σφαλμάτων όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα

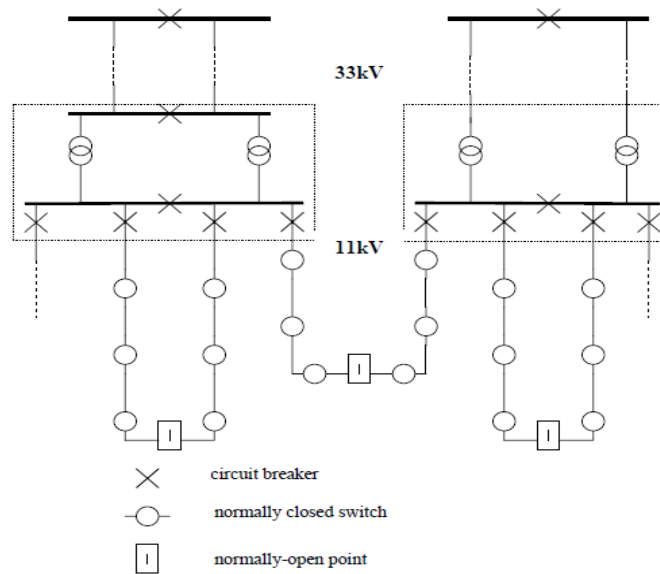
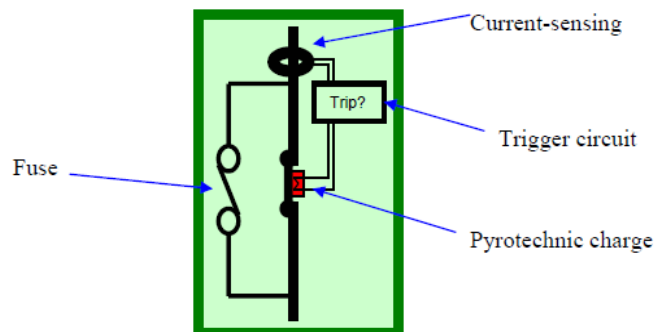


Figure 2.4. Typical 11kV network configurations

Εικόνα 24

- Περιοριστής Β/Κ:** Ο περιοριστής Β/Κ, ο οποίος φαίνεται στην παρακάτω εικόνα, αυξάνει τη μεσολαβούσα σύνθετη αντίσταση όταν αυτή απαιτείται όπως για παράδειγμα κατά τη διάρκεια ενός Β/Κ. Όταν δεν υπάρχει κάποιο β/Κ τότε η σύνθετη αντίστασή του είναι πάρα πολύ μικρή αποφεύγοντας έτσι προβλήματα σχετιζόμενα με τη ρύθμιση τάσης και τις απώλειες.



Εικόνα 25

- Διαδοχική απόζευξη:** Διαδοχική απόζευξη είναι μία μέθοδος σύμφωνα με την οποία η συνεισφορά της κάθε πηγής στο Β/Κ που εκδηλώνεται, εκκαθαρίζεται από ενδιάμεσες ασφάλειες του δικτύου όπως φαίνεται και στην επόμενη εικόνα.

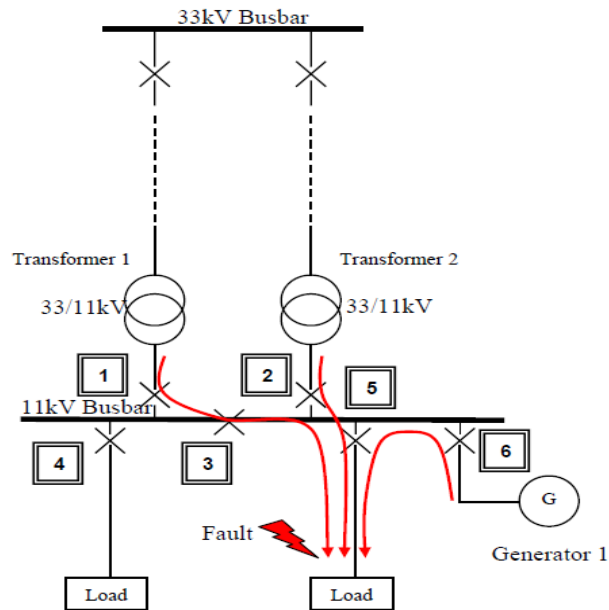
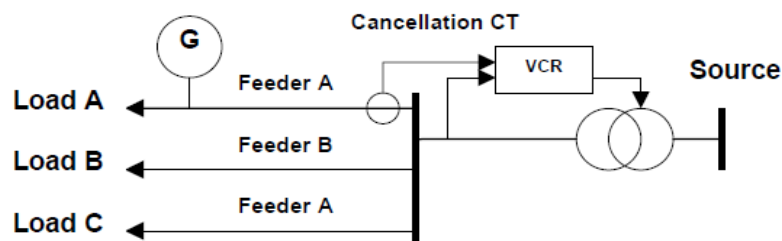


Figure 2.6: Sources of contribution to short circuit current

Εικόνα 27

Ρύθμιση τάσης

- Ανασυρμάτωση των γραμμών: Ανασυρμάτωση των γραμμών σημαίνει την αντικατάσταση αγωγών μικρής διατομής και άρα μεγάλης σύνθετης αντίστασης με αγωγούς μεγαλύτερης διατομής και άρα μικρότερης αντίστασης.
- Αποκλειστική γραμμή και δίκτυο
- Ρύθμιση της τάσης: Περιλαμβάνει τη χρήση των ρυθμιστών τάσης και των ΣΑΤΥΦ και τη συνεργασία τους.
- Ακύρωση Μ/Σ ρεύματος: Με αυτό τον τρόπο που φαίνεται στην επόμενη εικόνα είναι δυνατόν ο ρυθμιστής του ΣΑΤΥΦ να μην λαμβάνει υπόψη τη ροή ισχύος σε μια γραμμή στην οποία υπάρχει μεγάλη συνδεδεμένη παραγωγή. Αυτή η πολιτική μπορεί να αποδειχθεί ιδιαίτερη χρήσιμη όταν το ΣΑΤΥΦ λειτουργεί με τη μέθοδο της αντιστάθμισης της πτώσης τάσης και έτσι να αποτραπούν τυχόν υποτάσεις στις γραμμές στις οποίες δεν υπάρχει συνδεδεμένη διεσπαρμένη παραγωγή.



Εικόνα 28

Όσον αφορά τα μέσα τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην πλευρά της παραγωγής, αυτά είναι τα ακόλουθα (40):

- Ρύθμιση της αέργου ισχύος του σταθμού: Αν και στα δίκτυα διανομής ο λόγος X/R δεν είναι και τόσο μεγάλος, η χρησιμοποίηση της καταναλισκόμενης αέργου ισχύος

είναι ένας εφαρμόσιμος τρόπος για τη ρύθμιση της τάσης και την αύξηση της χωρητικότητας του δικτύου.

- Ρύθμιση της ενεργού ισχύος εξόδου του σταθμού: Όταν αυτή εφαρμόζεται σε μικρό βαθμό, είναι ιδιαίτερα ελκυστική καθώς αποφεύγονται διαταραχές στο δίκτυο. Όταν όμως γίνεται πολύ συχνά και σε μεγάλο βαθμό τότε προκύπτουν και οικονομικά θέματα. Τέλος, μπορεί να επιτευχθεί σε πραγματικό χρόνο ή με προκαθορισμένες ρυθμίσεις ανάλογα με την εποχή ή το μήνα κοκ.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραπάνω πρακτικές που εφαρμόζονται σε κάθε χώρα, εύκολα αντιλαμβανόμαστε ότι υπάρχει μεγάλη πληθώρα τεχνικών προβλημάτων και λύσεων που εφαρμόζονται ή θα μπορούσαν να εφαρμοστούν στο μέλλον. Αυτό το οποίο απαιτείται είναι η προσεκτική αξιολόγησή αυτών των τεχνικών πληροφοριών και η υιοθέτησή τους κατά περίπτωση στην Ελλάδα λαμβάνοντας πάντα υπόψη την ιδιαιτερότητα και τη φύση των θεμάτων που ανακύπτουν στα δίκτυα διανομής στη χώρα μας.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. **Australian Business Council for Sustainable Energy.** *Technical Guide for Connection of Renewable Generators to the Local Electricity Network.* 2004.
2. **Energy Networks Association.** *Impacts and Benefits of Embedded Generation in Australian Electricity Distribution Networks.* 2011.
3. **DISPOWER Project.** *D2.1 International standard situation concerning components of distributed power systems and recommendations of supplements.* 2005.
4. **VEO.** *Technical Rules for the Assessment of Network Disturbances.* 2007.
5. **available at**
http://www.fit.powerauthority.on.ca/Page.asp?PageID=122&ContentID=10209&SiteNodeID=1107&BL_ExpandID=
6. **available at <http://www.clean-coalition.org/storage/references/OPA%20Connection%20Availability%20Table%20-%20Distribution%20Stations%20-%20Oct%202%202009.pdf>**
7. **Energie NB Power.** *Technical Specification for Independent Power Producers.* 2008.
8. **Hydro One Networks Inc.** *Distributed Generation Technical Interconnection Requirements (Interconnections at Voltages 50 kV and Below).* 2011.
9. —. *Distributed Generation Technical Interconnection Requirements (1st Webinar).* 2010.
10. —. *FREQUENTLY ASKED QUESTIONS AND ANSWERS (Webinar).* 2010.
11. —. *Distributed Generation Technical Interconnection Requirements (2nd Webinar).* 2010.
12. **Independent Electricity System Operator IESO.** *Ontario Resource and Transmission Assessment Criteria.* 2007.
13. **Hydro One Networks Inc.** *Technical Interconnection Requirements for Distributed Generation (Micro Generation and Small Generation - less than 30 kW).* 2010.
14. **Hydro One Networks Inc.** *TECHNICAL INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTED GENERATION Micro Generation & Small Generation, 3-phase, less than 30 kW (Webinar).* 2011.
15. **available at http://www.hydroone.com/Generators/Documents/HONI_LSC.PDF**

16. available at http://www.hydroone.com/Generators/Documents/HONI_How_to_Calculate_Capacity.pdf.
17. **Hydro One Networks Inc.** *Update on Capacity Constraints with Distribution System (Webinar)*. 2010.
18. available at <http://www.nspower.ca/en/home/environment/renewableenergy/comfit/capacity.aspx>.
19. **Energinet.dk.** *Rekommandation 16, Spændingskvalitet i lavspændingsnet (Voltage quality in low voltage networks)*, 4. udgave,. August 2011.
20. —. *Rekommandation 21, Spændingskvalitet i mellemspændingsnet (Voltage quality in medium voltage networks)*, 3. udgave. August 2011.
21. **DISPOWER Project.** *D2.1 International standard situation concerning components of distributed power systems and recommendations of supplements*. 2005.
22. **VDE-AR-N4105.** *'Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz'*, (Technical requirements for connection and parallel operation of generating plants). August 2011.
23. **BDEW.** *Technical Guideline, "Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network" - Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network*. 2008.
24. **Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI).** *A Guide to Connecting Renewable and CHP Electricity Generators to the Electricity Network* . 2008.
25. **ESB Networks.** *The Distribution System Security and Planning Standards*. 2003.
26. —. *Distribution Code*. 2007.
27. **Fabio CAZZATO, Simone BOTTON - Enel Distribuzione SpA.** *CONNECTION OF DISTRIBUTED GENERATION TO ENEL'S NETWORK IN THE TRANSITION PERIOD FROM PASSIVE NETWORKS TO SMARTGRIDS*. Prague : s.n., 2009.
28. **DISPOWER Project.** *Appendix - "Structure and data concerning electrical grids for Italy, Germany, Spain, UK and Poland"*. 2003.
29. —. *D7.2 DG in European interconnected grids*. 2005.
30. **PVUPSCALE Project.** *WP4 - UTILITIES EXPERIENCE AND PERCEPTION OF PV DISTRIBUTED GENERATION*. 2007.
31. **DISPOWER Project.** *Appendix - Structure and data concerning electrical grids for Italy, Germany, Spain, UK, Poland*. 2003.

32. **Power Planning Associates.** *Technical Guide to the Connection of Generation to the Distribution Network.* s.l. : Department of Trade and Industry, 2004.
33. **Energy Networks Association.** *Engineering Recommendation G59/2 "Recommendations for the Connection of Generating Plant to the Distribution Systems of Licensed Distribution Network Operators".* 2010.
34. **UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION.** *Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures.* 2006.
35. **AEP Kentucky Power.** *Customer Guide for the Interconnection of Distributed Resources to the American Electric Power Distribution System.* 2011.
36. **Ontario Energy Board.** *Distribution System Code.* 2011.
37. **Energinet.dk.** *Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW.* September 2010.
38. **E. Troester.** *New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid.*
39. **Fabio Cazzato, Simone Botton - ENEL Distribuzione.** *Connection of Distributed Generation to Enel's Network in the Transition Period from Passive Networks to Smartgrids.* Prague : s.n., 2009.
40. **EA Technology Ltd.** *Solutions for the Connection and Operation of Distributed Generation.* s.l. : Department of Trade and Industry (DTI), 2003.