



# Le réseau de distribution face à la production décentralisée

## Powerstage 2010

Zurich, le 1<sup>er</sup> juin 2010

Ing. Philippe Chollet

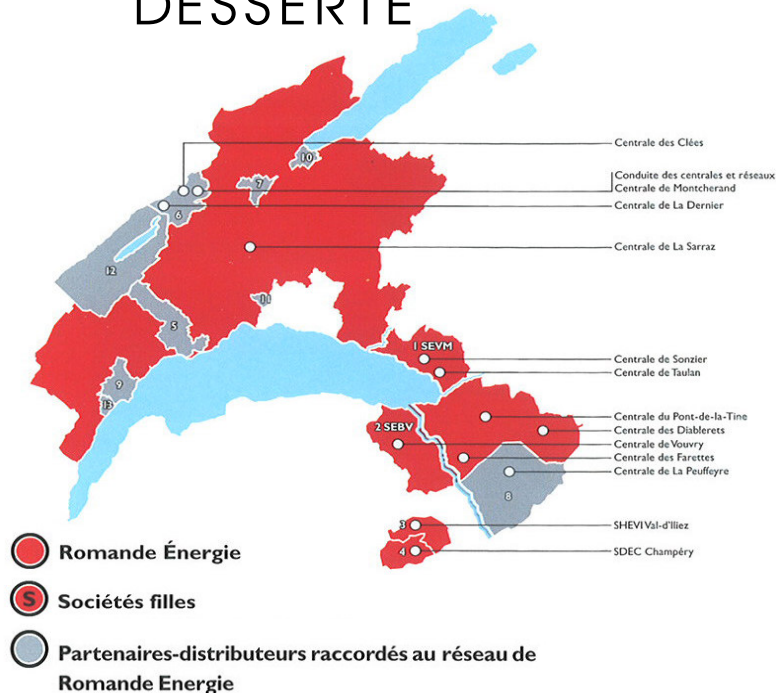
# Sommaire

- Romande Energie en quelques chiffres
- Qu'est-ce que la production décentralisée ?
- Conséquences et solutions pour le GRD face à la production décentralisée
- L'étude de l'Ecole d'Ingénieurs de Fribourg (EIA-FR)
- Conclusions



# Chiffres clés de Romande Energie

## ZONE DE DESSERTE



## MOUVEMENT D'ENERGIE ET CLIENTS

- Energie produite 460 GWh
- Consommation des réseaux 2'800 GWh
- Clients alimentés par REC SA 260'000

## RESEAU

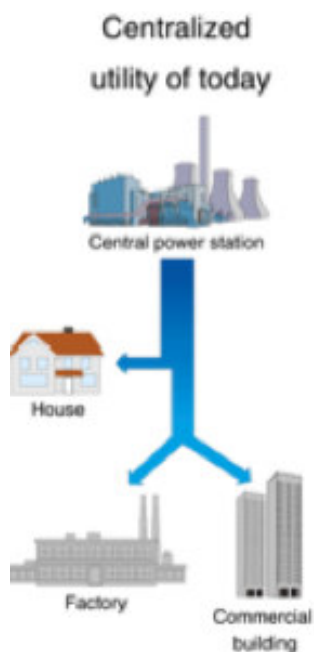
- Nb postes HT/MT 32
- Nb stations MT/BT 3'200
- Longueur du réseau 9'000 km

## Définition de la production décentralisée ou Distributed Generation (DG)

- Production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petite capacité raccordées au réseau électrique à des niveaux de tension peu élevée : **basse** ou **moyenne** tension.
- Elle se distingue de la production traditionnelle dite centralisée réalisée au moyen de grosses unités de production.
- Les principaux types sont :
  - Energie éolienne
  - Energie solaire
  - Biomasse
  - La petite hydraulique
  - La cogénération.



# Production centralisée vs décentralisée (1/2)



## PRODUCTION CENTRALISEE

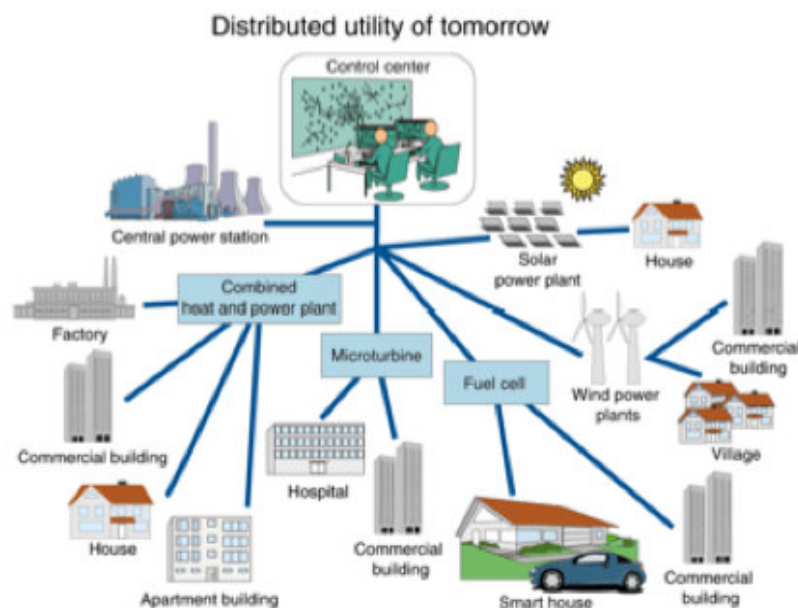
Profil de tension décroissant

Diminution des sections en fon de la consommation et de la distance  
= optimisation économique classique

Calcul des pertes peu complexe

Source : <http://www.conferences-climat-energie.ch/ConferencesClimatEnergie/ReseauElectrique.html>

# Production centralisée vs décentralisée (2/2)



## PRODUCTION DECENTRALISEE

Flux de charge bidirectionnel

Profil de tension variable (production variable)

Maintien d'une section constante le long des artères

Calcul des pertes plus complexe

Réseau de communication bidirectionnel (fibre optique)

Moyens de comptage et de protection plus complexes

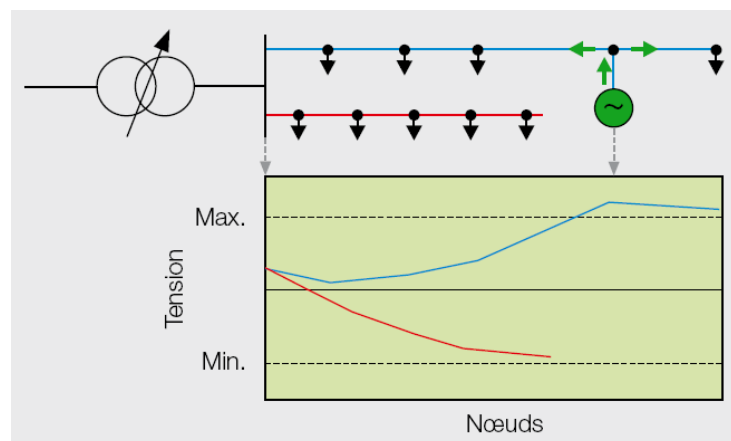
Source : <http://www.conferences-climat-energie.ch/ConferencesClimatEnergie/ReseauElectrique.html>

# Conséquences pour le Gestionnaire du réseau de distribution (GRD)

- Faire face à un nombre important de demandes de raccordement à différents niveaux de tension et types de zones (faible, moyenne, forte densité).
  - *A Romande Energie : ~ 6.2 MVA en BT annoncé à SwissGrid (RPC)*  
*~ 400 MW en HT/MT*  
*(éolien, solaire, biomasse, hydraulique)*
- Etudier l'impact de la production décentralisée sur le réseau et proposer un raccordement le plus avantageux techniquement et économiquement.
- Planifier le réseau avec une vision à long terme tout en tenant compte des incertitudes de réalisation.

# Problématique

Comment modifier les réseaux de distribution pour intégrer les productions décentralisées dans des réseaux historiquement basés sur le principe de production centralisée et maintenir une qualité de tension chez les consommateurs finaux dans les tolérances admissibles.



Niveau de tension	Minimum	Maximum pour une installation	Maximum pour plusieurs installations
BT	-5 %	+3 %	+5 %
MT	-4 %	+2 %	
Somme pour le client BT (cas extrême)	-9 %	+5 %	+5 %



# Solutions

- 1. Planification et renforcement du réseau électrique

Agit sur les infrastructures

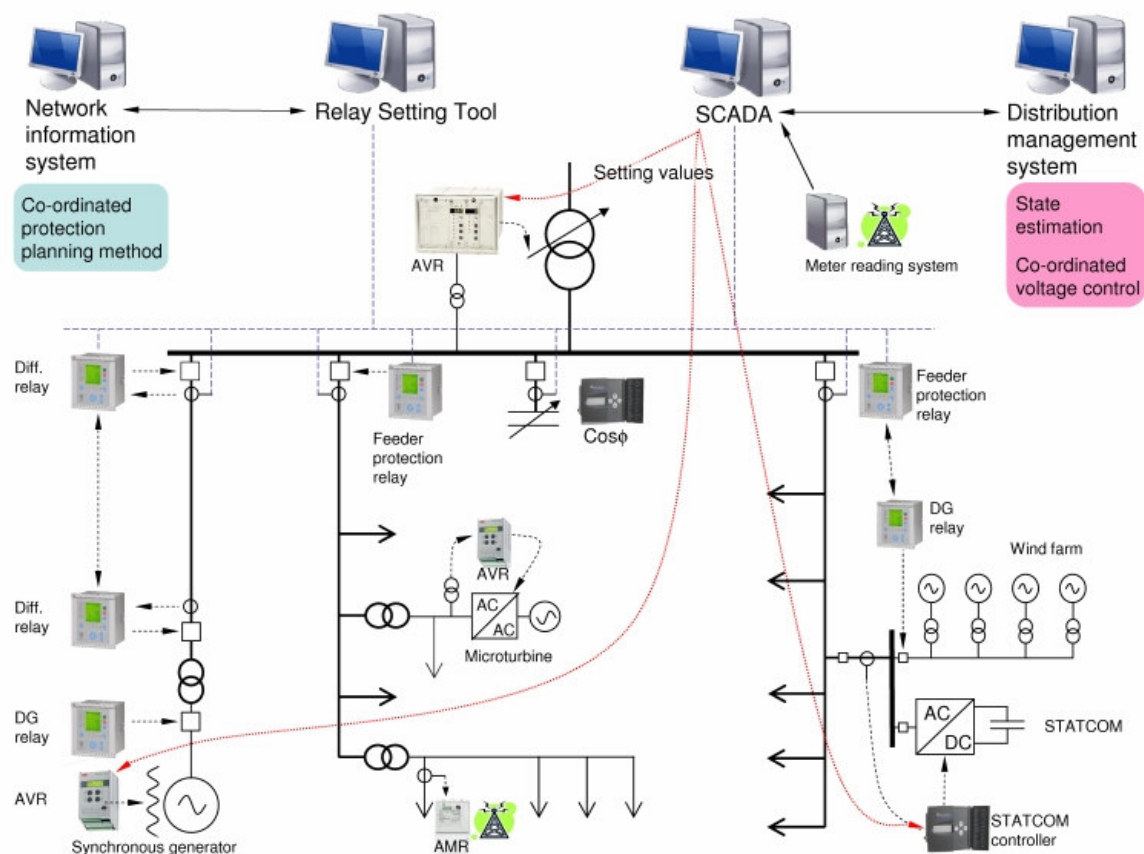
- 2. Système actif ou "active network management"

Agit sur les systèmes de conduite du réseau

- Allie correction dynamique de la consigne de tension des régulateurs des transformateurs à gradins et la commutation de condensateur le long des artères.

**Mettre en rapport les investissements  
"renforcement classique" et "active network management"**

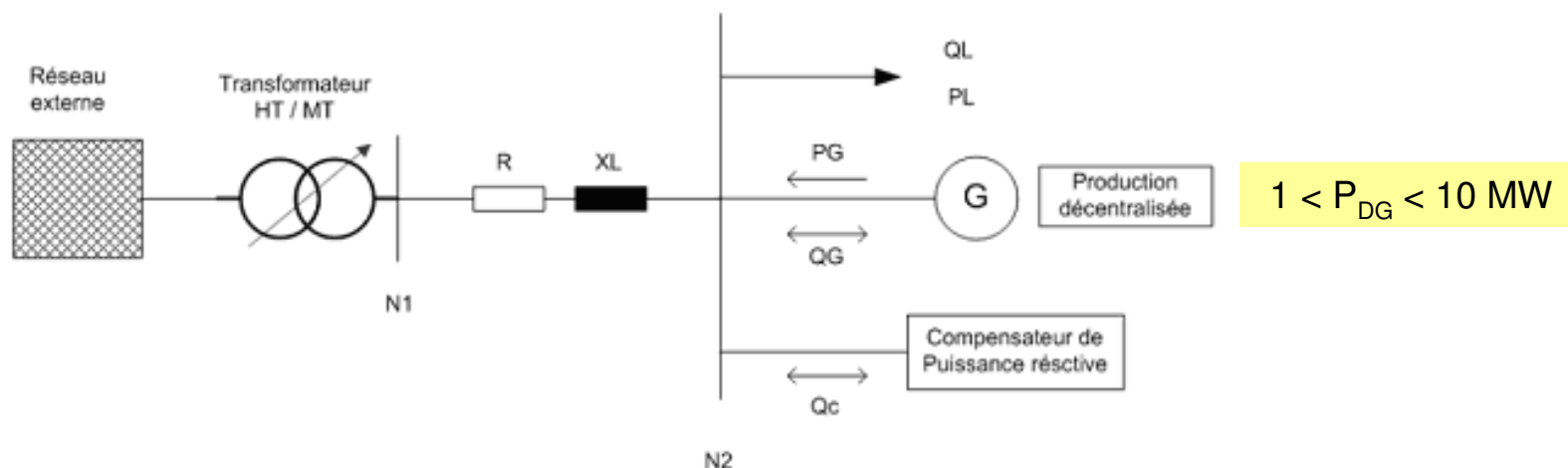
# Principe de l'Active Network Management



Source : <http://webhotel2.tut.fi/units/set/research/DG.html>

# Projet étudié

Romande Energie a confié à l'EIA-FR, une étude d'application de la méthode "active network management" sur un réseau MT radial sur lequel sont raccordés de la DG

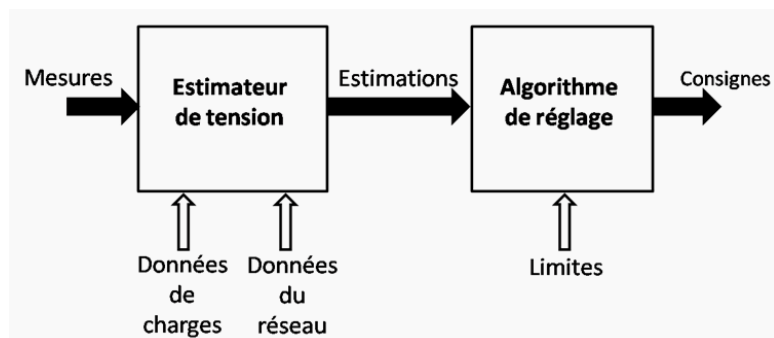


- Hypothèses principales :

Conditions de raccordement des DG selon D-A-CH-CZ	Injection sur le réseau MT avec $P_{produite} \sim \text{Partère}$
Tolérances finales chez client BT selon EN50160	Artère courte fortement chargée en zone urbaine et artère longue peu chargée en zone rurale issues du même poste
Transfos MT/BT non commutables en charge	Production comprise entre 1 et 10 MW

# Deux approches

## Analytique

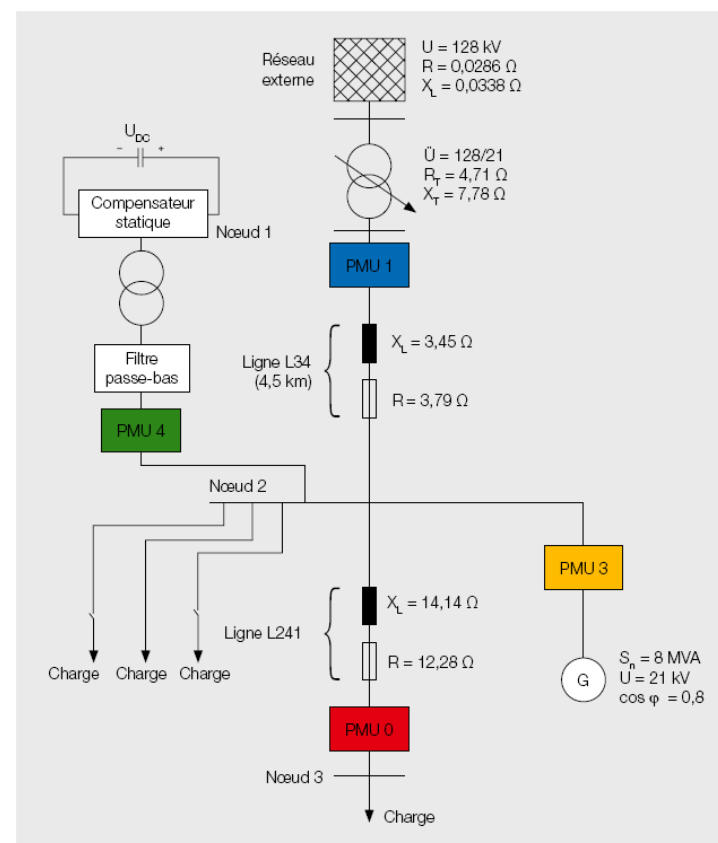


- Schéma de principe de la boucle de régulation de tension -

Nœuds	U_Cymdist [p.u]	U_Model_EIA [p.u]	Erreur [%]
N1	0.9954	0.9954	0
N8	0.9872	0.987	0.02
N17	0.9681	0.9678	0.03
N25	0.963	0.9625	0.05
N38	0.9549	0.9544	0.05
N42	0.9541	0.9536	0.05
N50	0.9532	0.9526	0.06

- Tableau de comparaison des résultats entre le logiciel de réseau CYMDIST et le modèle d'estimateur de l'EIA -

## Pratique (labo)

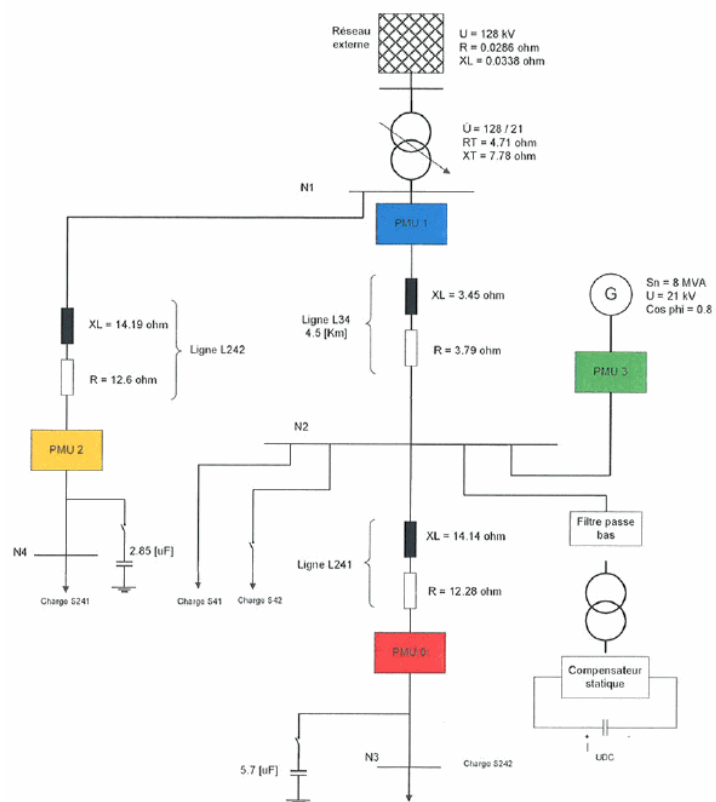


- Mini-réseau triphasé 400 V/5 A -

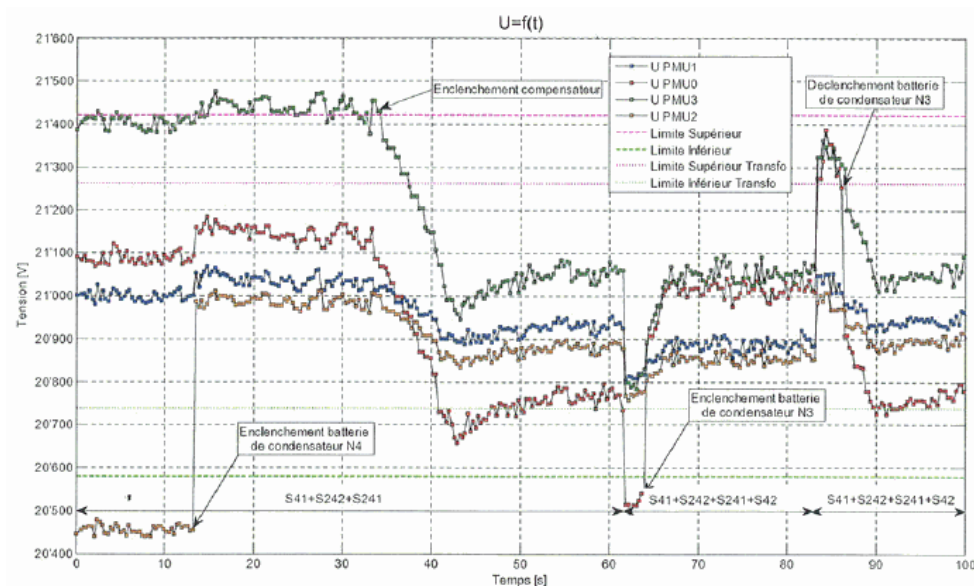
Source : Romande Energie/ Rapport de l'EIA-FR

## Analyse en labo sur un mini-réseau

## Schéma unifilaire de mesure



Réponse  $U = f(t)$

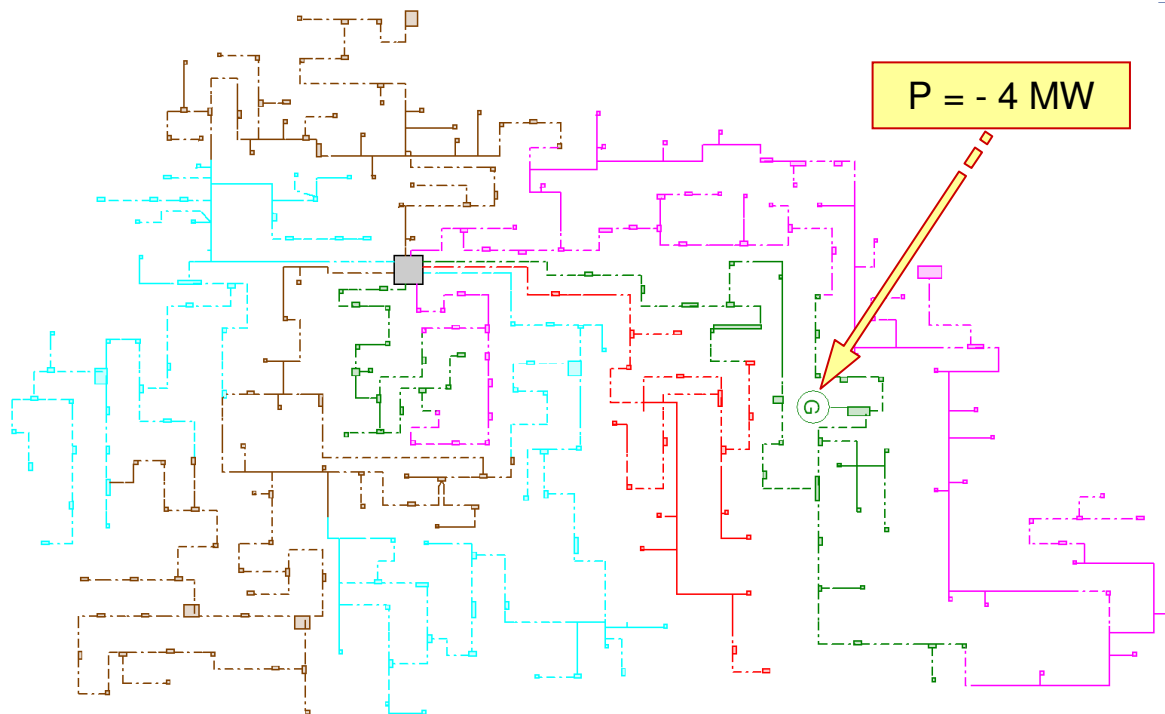


**- Mini-réseau triphasé 400 V/5 A -**

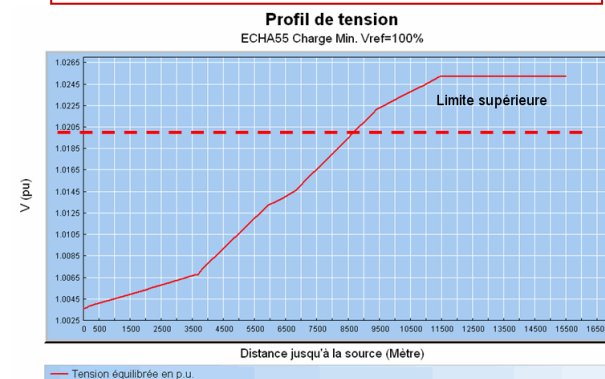
Source : Romande Energie/ Rapport de l'EIA-FR

# Réglage de la tension de consigne

- Réseau électrique extrait d'un [SIG](#)
  - DG sur le départ n°55
  - Profil de tension sur le départ n°55
  - $P_{\text{consommée}}$  sur le départ 55 : 550 kVA

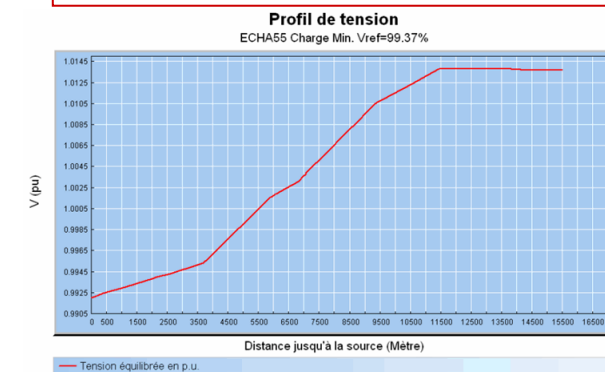


## Sans réglage de la tension au poste

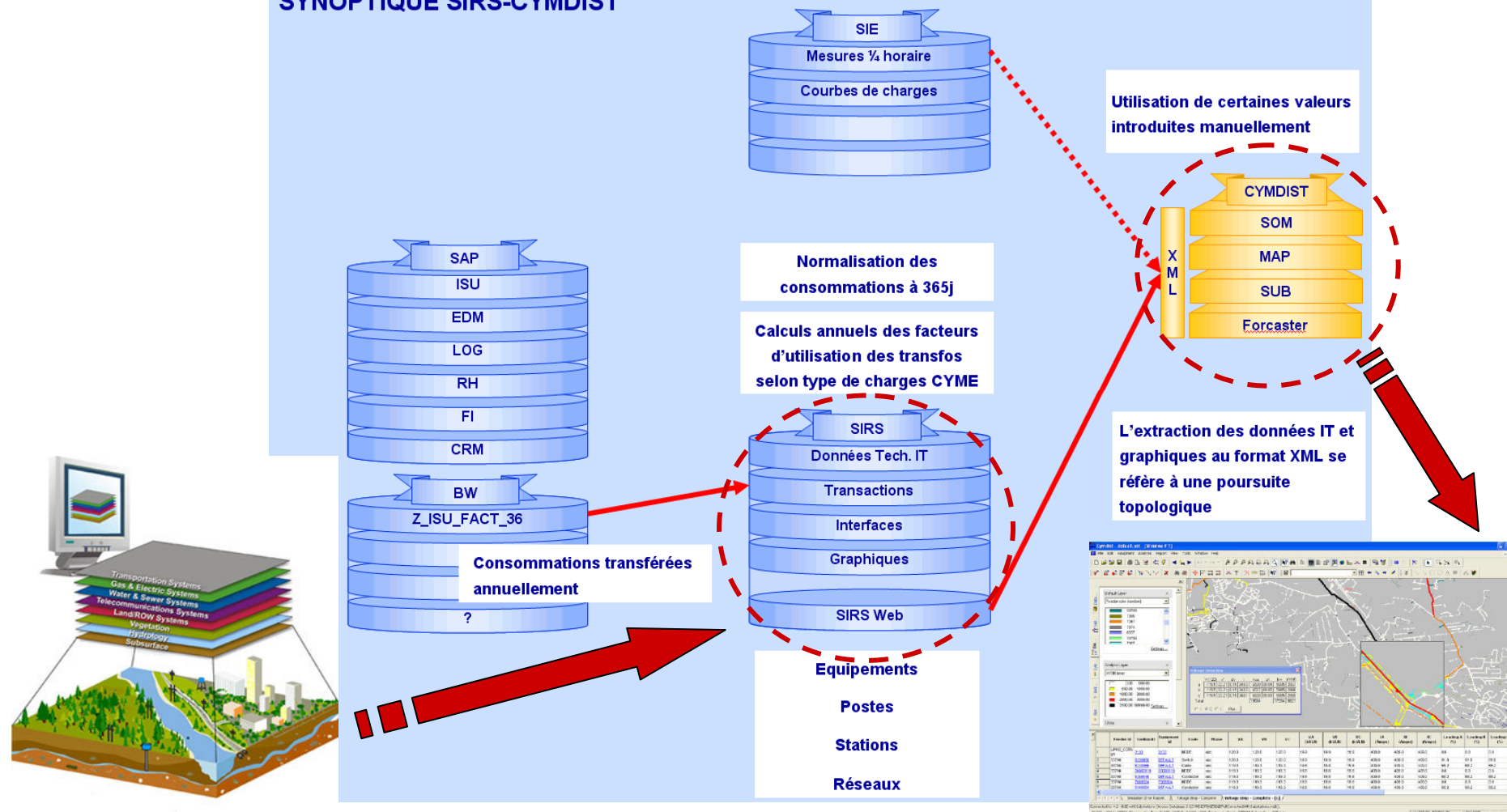


$$V_{\text{max}} = 1.0252 \cdot 21 = 21.529 \text{ [kV]} \quad V_{\text{min}} = 1.0035 \cdot 21 = 21.074 \text{ [kV]}$$

## Avec réglage de la tension au poste



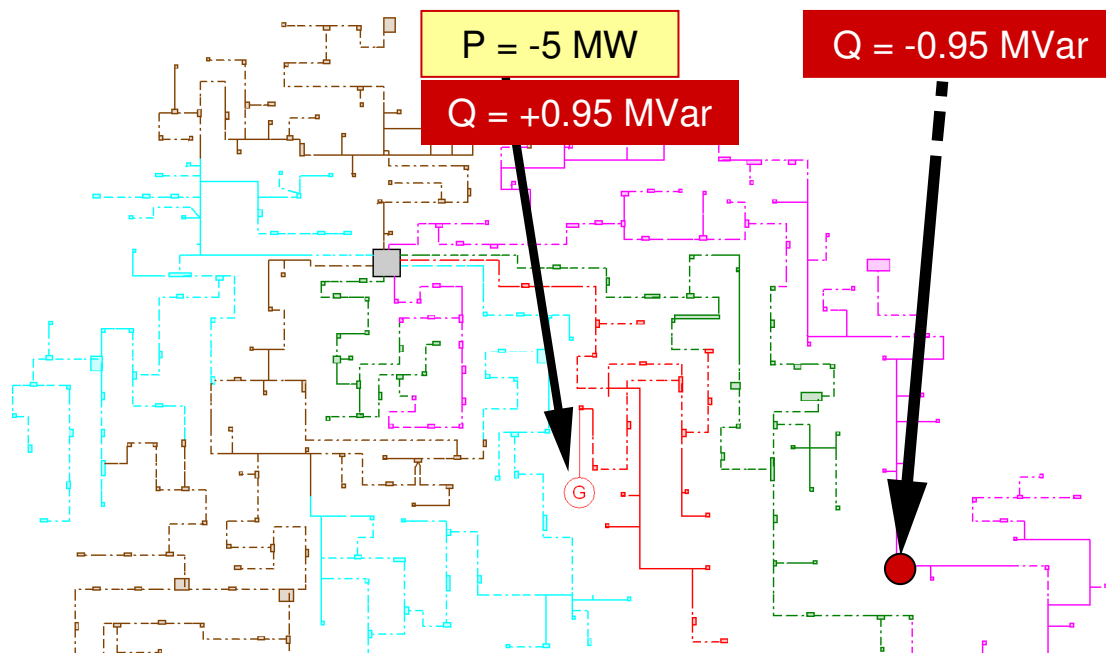
$$V_{\text{max}} = 1.014 \cdot 21 = 21.294 \text{ [kV]} \quad V_{\text{min}} = 0.992 \cdot 21 = 20.832 \text{ [kV]}$$





# Réglage de la tension de consigne et production/consommation de réactif

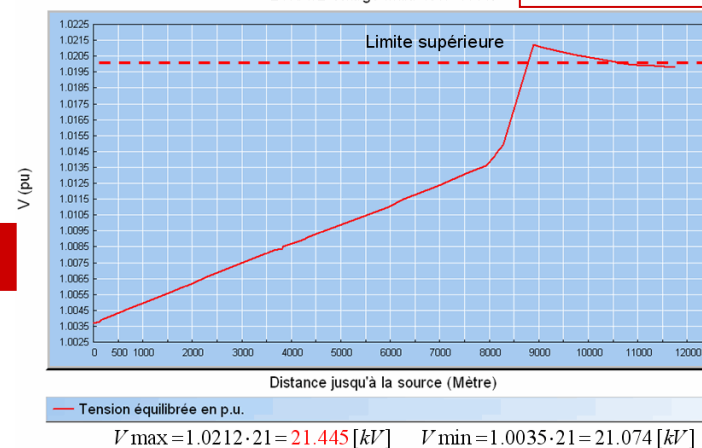
- DG de 5 MW sur le départ n°62
- Profil de tension sur les départ n°62 et 54
- $P_{\text{consommée}}$  par les départs 62 et 54 : 1 et 4 MW



Solution → adaptation de la tension de consigne et production ou consommation de réactif

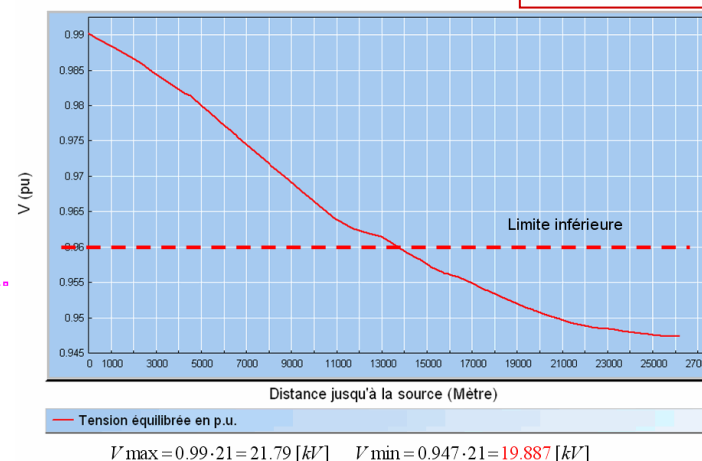
Profil de tension  
ECHA62 Charge Max. Vref=100%

Départ n°62



Profil de tension  
ECHA54 Vref=99.37%

Départ n°54

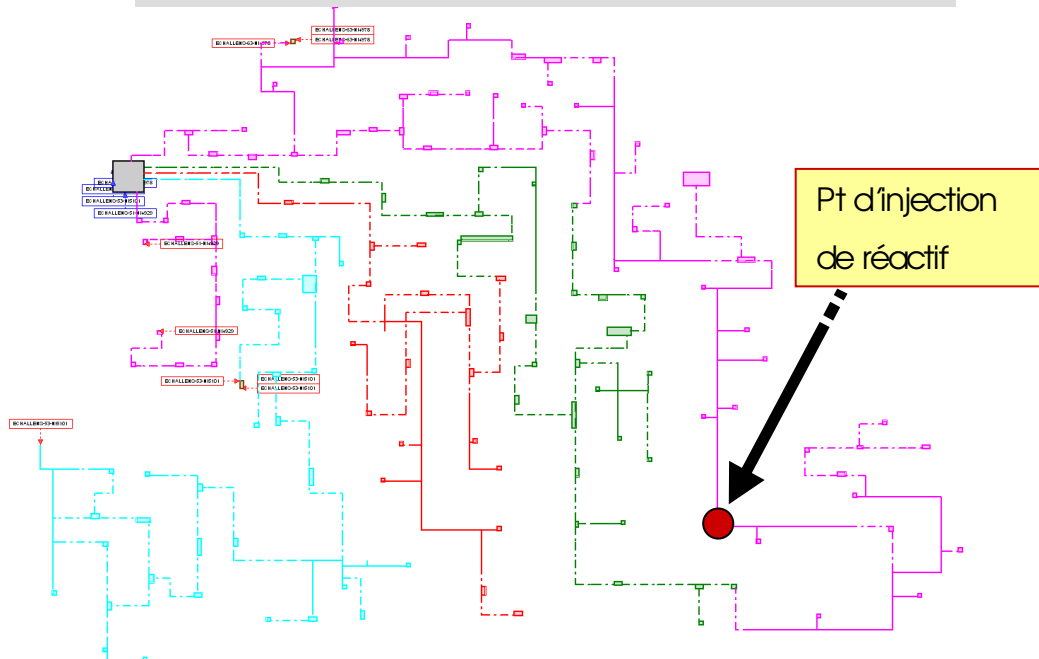




# Optimisation des pertes (1/2)

- L'avantage de la production de puissance réactive est double :
  - Augmentation de la tension sur les artères en sous tension
  - Réduction des pertes en ligne

- Réseau sans DG
- Perte annuelle du départ 54 : 200'000 kWh
- Pmax annuelle du départ 54 : 4 MW
- Injection de réactif sur le départ n°54

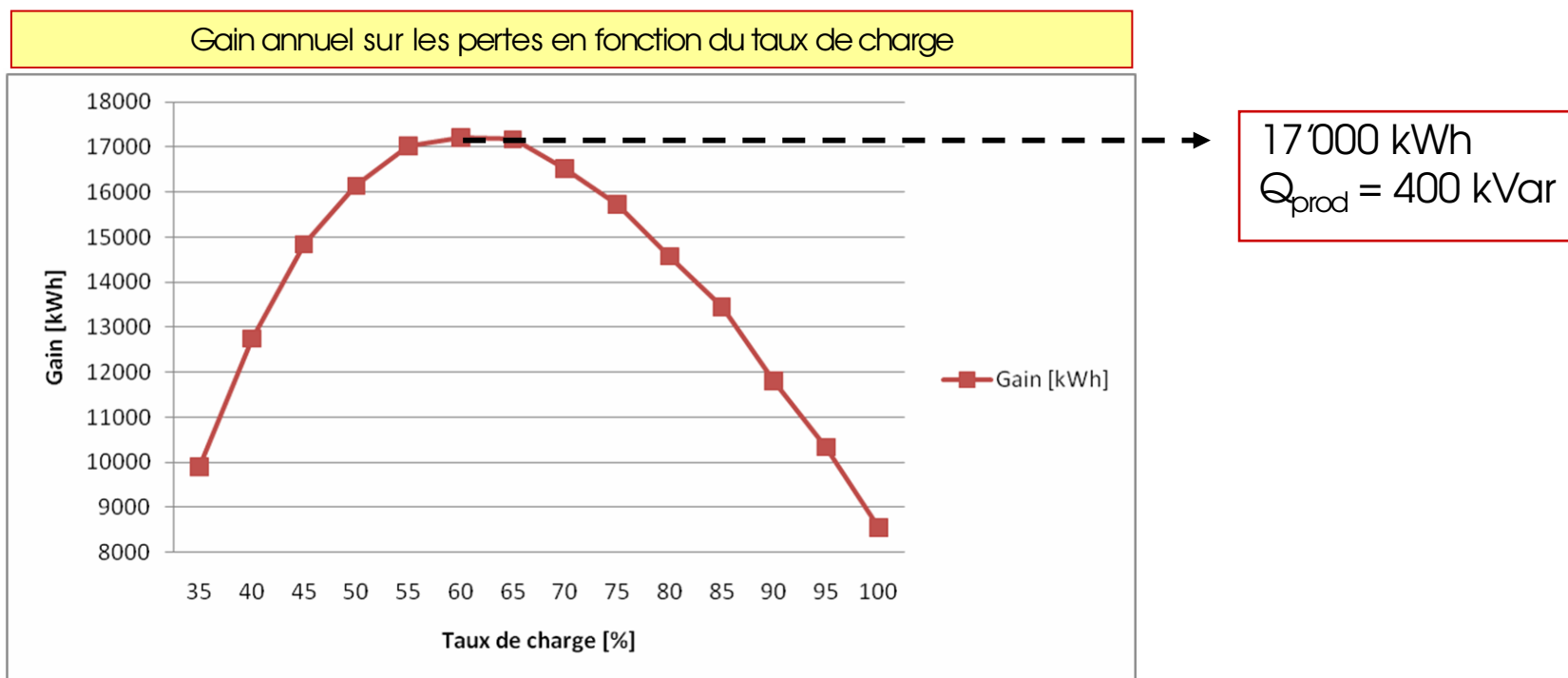


Départ n°54

Taux de charge [%]	Pourcentage [%]	Nombre d'heures/an
35-40	5.08	445
40-45	12.59	1103
45-50	11.38	997
50-55	10.11	886
55-60	9.75	854
60-65	10.72	939
65-70	9.57	838
70-75	6.75	591
75-80	5.24	459
80-85	2.63	230
85-90	1.43	125
90-95	0.42	37
95-100	0.034	3

Taux de charge [%]	Qc [kVar]	deltaP [kW]
35	110	200
40	160	450
45	215	800
50	270	1'300
55	325	1'850
60	380	2'515
65	435	3'300
70	492	4'210
75	550	5'230
80	600	6'400
85	655	7'600
90	710	8'970
95	765	10'650
100	824	12'200

## Optimisation des pertes (2/2)



### Exemple de rentabilité :

- Evaluation des coûts de l'installation de compensation de réactif : ~ CHF 100'000
- Evaluation des coûts liés à l'étude de planification : ~ CHF 20'000
- Ex.: WACC 4,5 % sur 20 ans → **investissement financier inférieur au tiers de celui nécessaire**

# Résultats d'étude de l'EIA-FR

- Pour des DG (puissance comprise entre 1 et 10 MW) raccordées sur le réseau de distribution MT
  - La correction de la consigne de tension n'est pas dans tous les cas suffisante pour maintenir un plan de tension dans les limites admissibles sur toutes les artères issues d'un même poste.
  - L'introduction de compensateurs de puissance réactive permet d'augmenter ou d'abaisser la tension. Néanmoins, la consommation de réactif au point d'injection a pour effet de dégrader le bilan global des pertes.
  - Le gain sur les pertes actives ne permet pas de financer l'installation de condensateurs commutables le long des artères.
  - Les topologies des réseaux de distribution actuels sont des contraintes au développement de la production décentralisée.

# Conclusions

- Face à une modification du réseau due à la production décentralisée, le choix de la solution technique dépend de la différence des coûts entre un renforcement classique et une solution comme l'active network management.
- Le challenge suivant est la mise en place de l'active network management est l'absence de moyen de communication bidirectionnel performant dans les réseaux de distribution.
- La mise en place d'une régulation incitative pourrait justifier des investissements conséquents dans des systèmes de management des réseaux (active network management), afin de maîtriser la qualité de fourniture.



# Merci pour votre attention !

N'hésitez pas à nous contacter pour de plus ample information :

**Philippe Chollet**

Planificateur du réseau de distribution

**Romande Energie SA**

Rte de Lausanne 53  
1110 Morges

[philippe.chollet@romande-energie.ch](mailto:philippe.chollet@romande-energie.ch)  
<http://www.romande-energie.ch/>

**Arnoud Bifrare**

Responsable Groupe Energie

**Romande Energie SA**

Rte de Lausanne 53  
1110 Morges

[Arnoud.bifrare@romande-energie.ch](mailto:Arnoud.bifrare@romande-energie.ch)  
<http://www.romande-energie.ch/>

- Romande Energie collabore également aux projets :
  - VEIN/IDRB
  - Smart Energy