



Doctoral Thesis

Power system planning and operation methods integrating the controllability of HVDC

Author(s):

Chatzivasileiadis, Spyridon

Publication Date:

2013

Permanent Link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-010025661> →

Rights / License:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#) →

This page was generated automatically upon download from the [ETH Zurich Research Collection](#). For more information please consult the [Terms of use](#).

Diss. ETH No. 21460

Power System Planning and Operation Methods Integrating the Controllability of HVDC

A dissertation submitted to

ETH ZURICH

for the degree of

Doctor of Sciences

presented by

SPYRIDON (SPYROS) CHATZIVASILEIADIS

Dipl.-Ing., Nat. Tech. Univ. of Athens (NTUA)

born February 19, 1985

citizen of Greece

accepted on the recommendation of
Prof. Dr. Göran Andersson, examiner

Dr. Brian Stott, co-examiner

2013

Abstract

Aging power system infrastructure and increasing integration of renewable energy sources call for substantial investments in power systems, in order to ensure power system security and competitiveness. Investments on new lines, such as AC or High-Voltage Direct Current (HVDC) lines, are among the options. This thesis develops methods in order to incorporate HVDC lines based on the Voltage-Source Converter technology (VSC-HVDC) in power system operation and planning.

The main contributions lie in the introduction of new algorithms and the derivation of analytical relationships in response to questions regarding power system planning and operation in case of contingencies.

Focussing on VSC-HVDC lines, two Security Constrained OPF problems are formulated which can be used either for planning or for operation studies. Both take into account the VSC-HVDC lines and their ability to react fast offering corrective control actions. The “Cost of Security” index is also introduced for ranking different expansion measures in planning studies.

In order to identify which form of transmission expansion is more preferable, analytical relationships are derived so as to examine if an overlay network with long lines, or local reinforcements by shorter AC line segments result in higher utilization. Relationships are also extracted in order to estimate (and appropriately model) reactive power series compensation of AC lines, when dealing with simplified networks.

The need for increased power flow controllability in highly meshed systems, such as the European network, is identified in several case studies in this thesis. In this respect, the concept “Towards a Fully Controllable Power System” is introduced, which aims at decoupling the market operations from the security considerations. A lower bound on the number

of controllers needed in order to make a system fully controllable is derived and the “controllability vector” is introduced as a controllability index. Focussing on HVDC lines, two placement algorithms are developed in order to maximize power system controllability and maximize social welfare. The first is based on the controllability vector introduced in this thesis, while the second makes use of properties of the Karush-Kuhn-Tucker optimality conditions for a DC-OPF problem.

This thesis concludes with yearly simulations on a simplified European power network. The goal in these is to identify the cost of operation and the Cost of Security of different expansion measures. Our results show that controllable flows and the capability of VSC-HVDC lines to offer corrective control actions can significantly reduce both the cost of operation and the Cost of Security.

Kurzfassung

Alternde Netzinfrastrukturen und die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien erfordern erhebliche Investitionen in die bestehenden elektrischen Energiesysteme, um sowohl die Netzsicherheit als auch die Konkurrenzfähigkeit der Strommärkte zu gewährleisten. Dabei stehen verschiedene Technologien als Investitionsalternativen zur Auswahl, wie zum Beispiel Wechselstromleitungen oder Hochspannungsgleichstromübertragung (abgekürzt mit HGÜ oder HVDC auf Englisch). Diese Dissertation beschäftigt sich mit Methoden zur Netzeinbindung von spannungsgeführten HGÜ-Systemen (Voltage Source Converter HVDC), wobei Fragen von Netzbetrieb und Netzplanung gleichermaßen behandelt werden.

Die Hauptbeiträge der Arbeit liegen in der Entwicklung neuer Algorithmen und in der Herleitung analytischer Zusammenhänge für Netzplanung und -betrieb. Konkret werden zwei optimale Lastflussalgorithmen präsentiert. Das Optimierungsproblem berücksichtigt explizit auch die Netzsicherheit. Im Fokus steht darüber hinaus die Fähigkeit von VSC-HVDC Leitungen im Fehlerfall schnell korrektive Regelmassnahmen zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang wird ein Index zur Bewertung der entstehenden Kosten für die Gewährleistung der Netzsicherheit entwickelt (Englisch “Cost of Security”). Mit diesem Index ist es möglich, verschiedene Ausbaumassnahmen hinsichtlich Netzsicherheit und Kosten zu evaluieren.

Weiterhin werden analytische Zusammenhänge hergeleitet, um zu überprüfen ob ein sogenanntes “Overlay” Netzwerk mit langen, grenzüberschreitenden Leitungen oder lokale Verstärkungsmassnahmen mit kürzeren Wechselstromleitungen zu einer höheren, d.h. effizienteren Netzausnutzung führen. Berücksichtigt werden dabei auch Fragen der Blindleistungskompensation für Wechselstromsysteme.

Das Bedürfnis nach erhöhter Lastflussregelfähigkeit in stark vermaschten Systemen – wie zum Beispiel dem europäischen Übertragungsnetz – wird in mehreren Fallstudien dieser Arbeit identifiziert und analysiert. Daraus abgeleitet ergibt sich das “Konzept für ein vollständig regelfähiges Netz” (Englisch: “Towards a Fully Controllable Power System”). Ziel ist es, den Marktbetrieb von Sicherheitsüberlegungen zu entkoppeln, d.h. der Marktbetrieb wird nicht mehr durch die Gewährleistung der Netzsicherheit beschränkt. In diesem Zusammenhang wird eine untere Grenze für die Anzahl von Reglern bestimmt, die nötig sind um ein System vollständig regelbar zu gestalten. Dabei dient ein eigens entwickelter Vektor als Mass für die Regelbarkeit, der sogenannte “Controllability Vector”. Der Vektor wird nachfolgend benutzt, um den Netzausbau mittels HGÜ-Leitungen zu evaluieren, d.h. um zu klären, wo Leitungen gebaut werden sollen, um die Netzregelbarkeit bzw. die soziale Wohlfahrt zu maximieren. Komplementär kommt ein zusätzlicher Algorithmus zu Vergleichszwecken zum Einsatz, der auf den Karush-Kuhn-Tucker Optimalitätsbedingungen für ein vereinfachtes optimales Lastflussproblem beruht.

Im Rahmen dieser Arbeit werden auch annualisierte Simulationen auf einem vereinfachten europäischen Netzmodell präsentiert. Ziel ist es, die Netzbetriebskosten und die Netzsicherheitskosten (“Cost of Security”) von verschiedenen Ausbaumassnahmen zu evaluieren. Die Resultate zeigen, dass die regelbaren Flüsse und die Fähigkeit von spannungsgeführten HGÜ-Leitungen korrektive Massnahmen zu ermöglichen, zu erheblichen Kosteneinsparungen hinsichtlich Netzbetrieb und Netzsicherheit führen.