



1 Einleitung

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland hat sich im letzten Jahrzehnt stark verändert. Ein wesentliches Merkmal dieser Änderung ist, dass die Einspeisung auf Basis der erneuerbaren Energien im Verhältnis zur gesamten Stromerzeugung rasant gestiegen ist, insbesondere aufgrund der Förderung über das im Jahr 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG). Während die Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2000 noch bei 6,2% von der gesamten Strombereitstellung lag, erreichte sie bis zum Jahr 2012 bereits einen Anteil von 23,5%, was mehr als eine Verdreifachung innerhalb von 12 Jahren bedeutet [1-1].

Auf der anderen Seite sind die Erzeugungsanlagen, die auf den erneuerbaren Energien basieren, meistens dezentral in dem Verteilnetz installiert. Bis zum Jahr 2011 wurden EEG-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 60 GW installiert, wovon 58 GW im Verteilnetz angeordnet waren [1-2]. Von den Windenergieanlagen wurden im Jahr 2011 95,5% im Verteilnetz angeschlossen, bei den Photovoltaikanlagen waren es nahezu 100% [1-3]. Durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) erlangen diese Anlagen und das gesamte Verteilnetz eine zunehmende Systemrelevanz mit Blick auf den Betrieb des Übertragungsnetzes.

Vor längerer Zeit noch wurden die DEA im Verteilnetz aus Sicht der Netzbetreiber als „störende“ Einheiten gesehen. Sie würden keinen Beitrag zur Netzstützung liefern und durften im Fehlerfall auch sofort vom Netz getrennt werden. Eine solche Behandlungsweise kann jedoch nur gelten, wenn der Anteil der dezentralen Energieerzeuger an der gesamten Stromerzeugung gering ist und somit keinen beachtlichen Einfluss auf das Systemverhalten hat. Der zunehmende Anteil von DEA und der durch sie bedingte Strukturwandel des Energieversorgungssystems haben neue Herausforderungen an die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, -zuverlässigkeit sowie -qualität mit sich gebracht. Neue Anforderungen wurden und werden deshalb durch Normen, technische Richtlinien, Anwendungsregeln und Verordnungen an die DEA gestellt [1-4][1-5][1-6][1-7][1-8][1-9][1-10]. Alle diese Regelwerke führen dazu, dass die DEA immer mehr an der Erbringung der Systemdienstleistungen, die bisher weitestgehend durch die konventionellen Großkraftwerke bereitgestellt werden, zu beteiligen sind.

Als Systemdienstleistungen (SDL) werden laut [1-11][1-12] in der Elektrizitätsversorgung die für die Funktionstüchtigkeit des Systems erforderlichen Leistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Netznutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung sicherstellen. Sie umfassen hauptsächlich folgende vier Bereiche:

- Frequenzhaltung,
- Spannungshaltung,
- Versorgungswiederaufbau,
- System-/Betriebsführung.

Tabelle 1-1 gibt eine Übersicht über wesentliche Maßnahmen und die heutigen Erbringer der jeweiligen Systemdienstleistungen.

Tabelle 1-1: Einordnung heutiger Systemdienstleistungsprodukte [1-13]

Systemdienstleistung (SDL)	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Ziel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Halten der Frequenz im zulässigen Bereich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Halten der Spannung im zulässigen Bereich ▪ Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkte/ Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Momentanreserve ▪ Regelleistung ▪ Zu-/Abschaltbare Lasten ▪ Frequenzabhängiger Lastabwurf ▪ Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bereitstellung von Blindleistung ▪ Spannungsbedingter Redispatch ▪ Spannungsbedingter Lastabwurf ▪ Bereitstellung von Kurzschlussleistung ▪ Spannungsregelung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung ▪ Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last ▪ Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzanalyse, Monitoring ▪ Engpassmanagement ▪ Einspeisemanagement ▪ Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konventionelle Kraftwerke ▪ Flexible steuerbare Lasten ▪ Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen und Großbatterien) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konventionelle Kraftwerke ▪ Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen) ▪ EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzleitwarten ▪ Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke ▪ Pumpspeicherwerke 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerke

Aufgrund der Vielzahl der über Umrichter einspeisenden EE-Anlagen und der einhergehenden Verdrängung konventioneller Kraftwerke werden sich die heute zur Frequenzregelung notwendige Trägheitskonstante und die heute von konventionellen Kraftwerken bereitgestellte Blind- und Kurzschlussleistung zur Stützung der statischen und dynamischen Spannungsstabilität deutlich verringern. Auf der anderen Seite werden die zur

Frequenzhaltung erforderliche Regelleistungen, d.h. die Primärregelleistung (PRL), die Sekundärregelleistung (SRL) und die Minutenreserveleistung (MRL), durch die zukünftigen Veränderungen in der deutschen Energieversorgungsstruktur und in ihrer Menge insbesondere durch die Prognoseunsicherheit von erneuerbaren Energien stark beeinflusst. Deshalb ist es notwendig, alternative Erbringer dieser SDL zu finden, um die heutige Stabilität des Energieversorgungssystems auch in der Zukunft aufrechterhalten zu können.

In der Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 [1-13] wurden die zukünftigen Anforderungen an Systemdienstleistungen analysiert und die möglichen alternativen Erbringer für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen aufgelistet, siehe Tabelle 1-2. Die Studie hält fest, dass dezentrale Energieanlagen und Netzbetriebsmittel in einem deutlich verstärkten Maß Systemdienstleistungsprodukte erbringen können und müssen, da konventionelle Kraftwerke, die heute überwiegend den Bedarf an Systemdienstleistungen decken, zukünftig deutlich verringerte Betriebszeiten haben werden. Es bedarf deshalb neuer technischer Lösungen, um auch in Zukunft die für ein sicheres und stabiles Stromversorgungssystem erforderlichen Systemdienstleistungen wirtschaftlich und zuverlässig erbringen zu können.

In Rahmen der vorliegenden Arbeit wird dieses Problem aufgegriffen, indem das Konzept *Virtuelle Synchronmaschine (VISMA)* [1-14] zur Erbringung der Systemdienstleistungen vorgestellt wird. Das Konzept greift auf eine Nachbildung einer elektromechanischen Synchronmaschine zurück. Es wird gezeigt, wie die Eigenschaften der im Kraftwerk betriebenen Synchronmaschine auf Basis der Leistungselektronik und Speichertechnik umgesetzt werden müssen, damit eine netzfreundliche Integration von DEA mit gleichzeitiger Erbringung von Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität erreicht werden kann. Im Kern der Arbeit soll ermittelt werden, welche Systemdienstleistung die VISMA erbringen wird und wie dies geschehen kann. Um dieses Ziel auf systematischem Wege zu erreichen, ist die Arbeit wie folgt gegliedert. In Kapitel 2 werden die Grundlagen der VISMA und ihre einzelnen Komponenten vorgestellt. Dabei werden die Modellbildung und das Modulationsverfahren des Wechselrichters detailliert dargestellt. In Kapitel 3 werden die wichtigen dynamischen Eigenschaften der VISMA gezeigt. Anschließend wird ein Regelkonzept zur Erbringung der Systemdienstleistungen durch VISMA vorgestellt. Dabei werden die beiden Betriebsarten Netzparallelbetrieb und Inselnetzbetrieb berücksichtigt. Die dazugehörigen Experimente und ihre Ergebnisse werden in Kapitel 4 beschrieben. Die Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse sowie ein Ausblick folgen in Kapitel 5.

Tabelle 1-2: Veränderte Anforderungen und Optionen zur alternativen Bereitstellung der Systemdienstleistungen (vgl. [1-13])

	Anforderungen 2030	Alternative Erbringer
Frequenzhaltung Momentanreserve	<ul style="list-style-type: none"> • Signifikant geringerer Beitrag konventioneller Kraftwerke • Ohne Einsatz alternativer Erbringer ist eine Stützung durch das europäische Verbundnetz notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • Windkraftanlagen • Größere Freiflächen-Solarkraftwerke • Batteriespeicher
Frequenzhaltung Regelleistungsbereitstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve nimmt zu • Konventionelle Kraftwerke können zeitweise diesen Bedarf nicht decken 	<ul style="list-style-type: none"> • Für alle Regelleistungsarten existieren alternative Erbringer, die den zukünftigen Bedarf decken können
Spannungshaltung Blindleistungsbereitstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Blindleistungsbedarf steigt im Übertragungs- und Verteilnetz • Gestiegener Bedarf einer Blindleistungsregelung im Verteilnetz 	<ul style="list-style-type: none"> • Kompensationsanlagen • Umrichterstationen HGÜ • Phasenschieber • Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb • Bereitstellung aus DEA im Verteilnetz
Spannungshaltung Kurzschlussleistungsbereitstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Bandbreite der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung ändert sich kaum • Starke zeitabhängige Schwankung in allen Netzebenen wegen DEA 	<ul style="list-style-type: none"> • Umrüstung der Umrichter EE-Anlagen um Bereitstellung von Kurzschlussleistung auch ohne Wirkleistungseinspeisung zu ermöglichen
Versorgungswiederaufbau	<ul style="list-style-type: none"> • Genügend schwarzstartfähige Kraftwerke zur Beibehaltung des zentralen Versorgungswiederaufbaukonzepts sind vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> • Ein dezentraler Versorgungswiederaufbau ist technisch möglich, aber volkswirtschaftlich nicht effizient
Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none"> • Zunehmende Komplexität • Gestiegene Notwendigkeit für Engpass- und Einspeisemanagement • Gestiegener Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> • Für die Erschließung von SDL-Potenzialen ist konventionelle Leittechnik zunächst ausreichend • Für die Erschließung kleinerer Potenziale in der Breite ist standardisierte IKT notwendig. Kosten/Nutzen zu prüfen

2 Grundlagen der virtuellen Synchronmaschine (VISMA)

2.1 Prinzipieller Aufbau einer VISMA

Der Grundgedanke des VISMA-Konzeptes basiert auf eine Nachbildung einer elektromechanischen Synchronmaschine auf der Grundlage eines Wechselrichters in Kombination mit einem Energiespeicher und einer Mikrorecheneinheit zur Bestimmung der elektrischen, magnetischen und mechanischen Maschinengrößen anhand eines mathematischen Modells einer Synchronmaschine in Echtzeit (Abbildung 2-1).

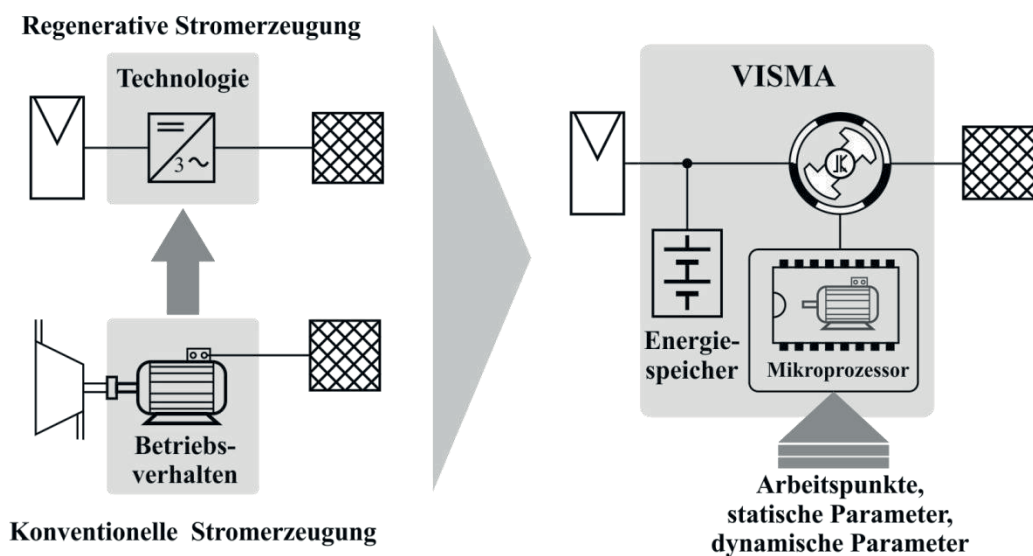


Abbildung 2-1: Grundidee der virtuellen Synchronmaschine [2-1]

Diese Grundidee wurde nach der in Abbildung 2-2 dargestellten Grundstruktur technisch realisiert. Ein komplettes VISMA-System besteht aus einem Gleichspannungs-Zwischenkreis, an dem entweder ein Energiespeicher oder eine Kombination mit einem oder mehreren Gleichspannungserzeugern angeschlossen ist, einem selbstgeführten, schnellschaltenden, dreiphasigen Wechselrichter, einem Phasenstromregler, einem Prozessrechner, auf dem ein Modell zur Nachbildung der Synchronmaschine läuft, einem LC-Ausgangsfilter sowie dem Strom- und Spannungsmesswandler zur Erfassung der netzseitigen Betriebsgrößen.

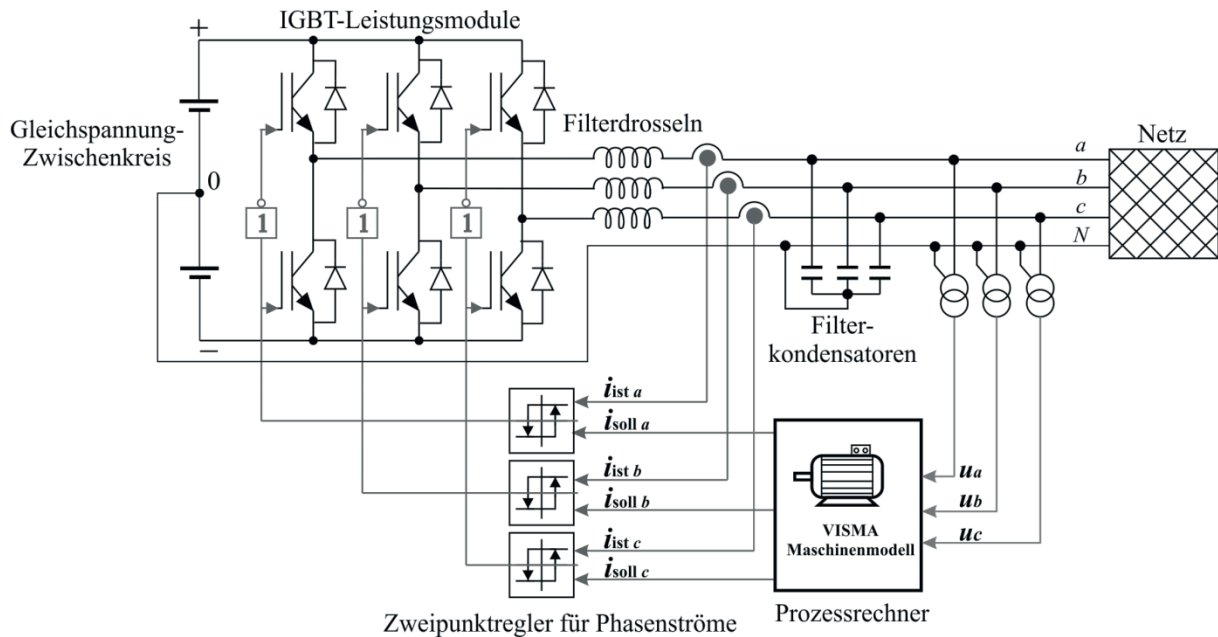


Abbildung 2-2: Technische Grundstruktur der VISMA

Die grundlegende Funktionsweise der VISMA beginnt mit der Erfassung der dreiphasigen Netzspannungen am Netzanschlusspunkt des Systems. Die gemessenen Netzspannungen werden anschließend an den Prozessrechner übertragen, der wiederum anhand des Synchronmaschinenmodells die entsprechenden Maschinenströme ausrechnet und sie als Stromsollwerte an den Phasenstromregler weitergibt. Nach dem Vergleich der Stromsoll- und -istwerte generiert der Phasenstromregler pulsierende Steuersignale, mit deren Wirkung der Wechselrichter so geschaltet wird, dass die gewünschten Ströme ($i_{soll a}$, $i_{soll b}$, $i_{soll c}$) in die Netzanschlusspunkte (a , b , c) eingespeist werden.

2.2 Verwendete Synchronmaschinenmodelle

Das Maschinenmodell ist eine Schlüsselkomponente in einem VISMA-System. Es bestimmt unmittelbar, welche statischen und dynamischen Eigenschaften einer echten Synchronmaschine in einer VISMA wiedergegeben werden können. Zugleich wird damit modellabhängig festgelegt, welche Systemdienstleistungen von der VISMA bereitgestellt werden können.

In dieser Arbeit werden zwei unterschiedliche Maschinenmodelle zur Anwendung in VISMA untersucht. Das eine bildet die Synchronmaschine in einem rotorfesten dq-Koordinatensystem mit sämtlichen elektro-magnetisch-mechanischen Vorgängen nach und stellt ein komplettes Zwei-Achsen-Modell bzw. dq-Modell dar. Das andere Modell verzichtet dagegen auf die

komplexe Transformation eines statorfesten in ein rotorfestes Koordinatensystem und bildet die Synchronmaschine unter der Vereinfachung der elektromagnetischen Kopplung zwischen Rotor und Stator direkt in einem dreiphasigen System nach. Das letzte Modell wird hier auch als vereinfachtes abc-Modell bezeichnet. Eine genauere Betrachtung der beiden Maschinenmodelle folgt in nächsten Abschnitt.

2.2.1 dq-Maschinenmodell

Man unterscheidet zwischen Turbogeneratoren mit magnetisch nahezu rotationssymmetrischem Vollpoläufer und Schenkelpolgeneratoren mit ausgeprägten Läuferpolen. Abbildung 2-3 zeigt den prinzipiellen Aufbau beider Maschinentypen.

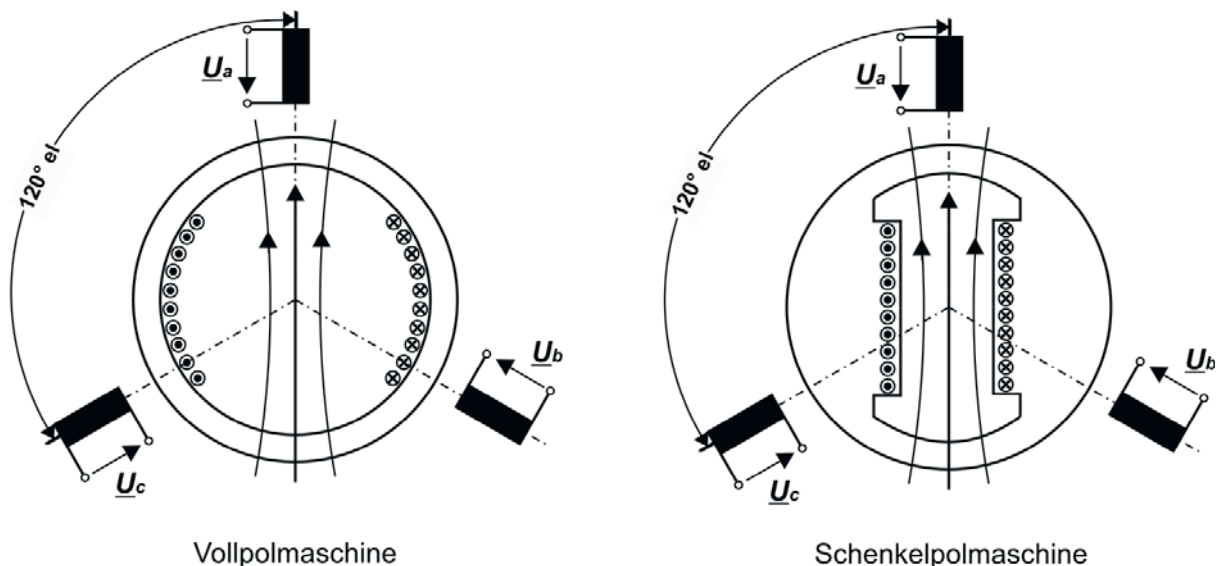


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung des Aufbaus der Synchronmaschine (vgl. [2-2])

In beiden Maschinen befinden sich drei den Rotor umgebende jeweils um 120° räumlich versetzte Ständerwicklungen, die in Abbildung 2-3 als konzentrierte Spulen dargestellt sind. Bei beiden Ausführungen wird jeweils im Rotor (auch Polrad oder Läufer genannt), eine Erregerwicklung untergebracht, in der Gleichstrom fließt. Durch diese Bauweise kann ein drehendes magnetisches Feld erzeugt werden. Für Maschinen mit kleiner Leistung kommen auch mit Permanentmagneten erregte Rotoren zum Einsatz. Außerdem verfügen große Drehstrom-Synchronmaschinen über zusätzliche kurzgeschlossene Mehrphasenwicklungen, die sogenannten Dämpferwicklungen, die sich bei Vollpolmaschinen in den Nuten der Erregerwicklung oder zwischen diesen Nuten in gesonderten Dämpfernuten befinden. Bei Schenkelpolmaschinen findet man sie in gesonderten Dämpfernuten der Polschuhe. Die

wesentliche Aufgabe der Dämpferwicklung besteht darin, Schwingungen des Rotors zu dämpfen.

Zur mathematischen Beschreibung bzw. zur analytischen Behandlung des stationären und transienten Betriebsverhaltens der Synchronmaschine hat sich die Zweiachsentheorie etabliert. Dabei werden auf den Läufer zwei Achsen eingeführt. Eine entspricht der Polradachse, sie wird als Längsachse d bezeichnet. Die andere steht senkrecht zur Polradachse. Sie entspricht der Richtung der Pollücke bei der Schenkelpolmaschine und wird als Querachse q bezeichnet. Es lassen sich alle systembeschreibenden Größen in dieses läufersynchron umlaufende dq-Koordinatensystem transformieren. Der wesentliche Vorteil dieser Transformation besteht darin, dass dadurch im stationären Betrieb die realen Wechselgrößen in virtuelle Gleichgrößen umgewandelt werden, wodurch die mathematische Behandlung der Größen im dq-System erheblich erleichtert wird. Abbildung 2-4 stellt diese Umwandlung schematisch dar.

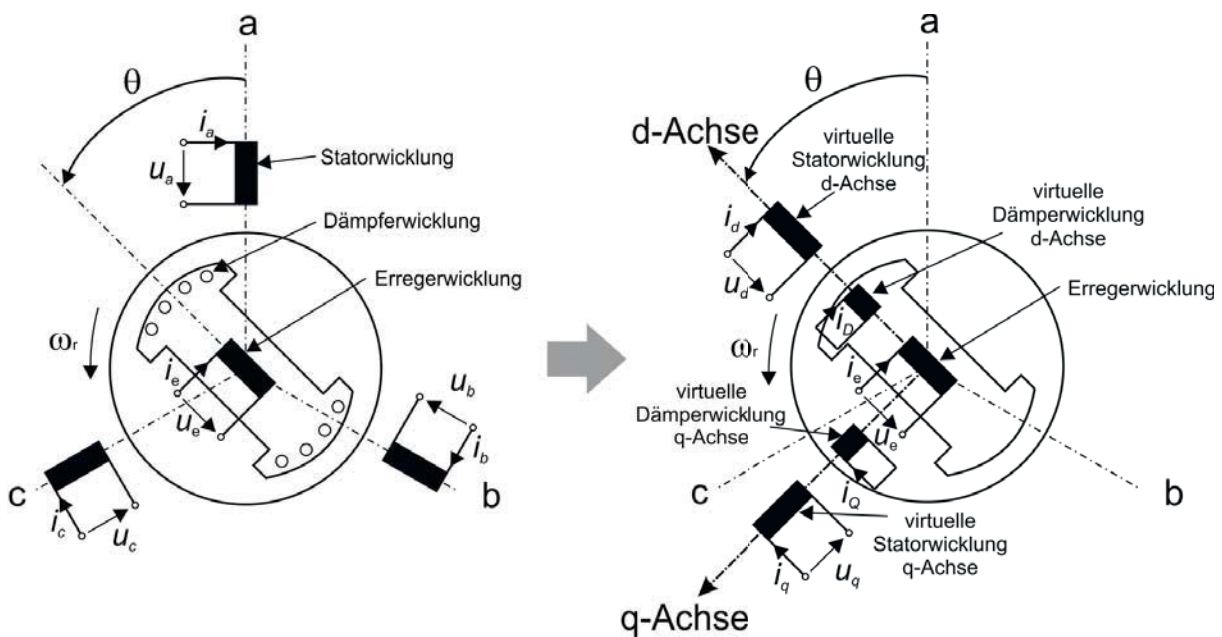


Abbildung 2-4: Modellierung des Statordrehfeldes in dem rotorbezogenen dq-System (vgl. [2-6])

Die eingezeichneten Kenngrößen sind:

u_a, u_b, u_c – Stator-Strangspannungen

i_a, i_b, i_c – Stator-Strangströme

u_e – Erregerspannung

i_e - Erregerstrom

u_d, u_q - Transformierte Stator-Strangspannungen im dq-Koordinatensystem

i_d, i_q - Transformierte Stator-Strangströme im dq-Koordinatensystem

i_D, i_Q - Transformierte Dämpferströme im dq-Koordinatensystem

ω_r - Kreisfrequenz des Rotors

Die elektromagnetische Kopplung der Stator- und Rotorwicklungen wird durch Flussverkettenungen beschrieben. Die zugehörigen Koppelinduktivitäten sind aufgrund der Rotation des Rotors, die eine ständige Änderung der relativen Position der Erreger- und Dämpferwicklungen zu den ortsfesten Statorwicklungen verursacht, zeitvariant. Durch die dq-Transformation kann diese Zeitvarianz allerdings eliminiert werden, womit das Aufstellen eines Gleichungssystems mit konstanten Koeffizienten bzw. Induktivitäten möglich wird. Abbildung 2-5 zeigt eine solche Maschinenparameter-Darstellung im dq-System.

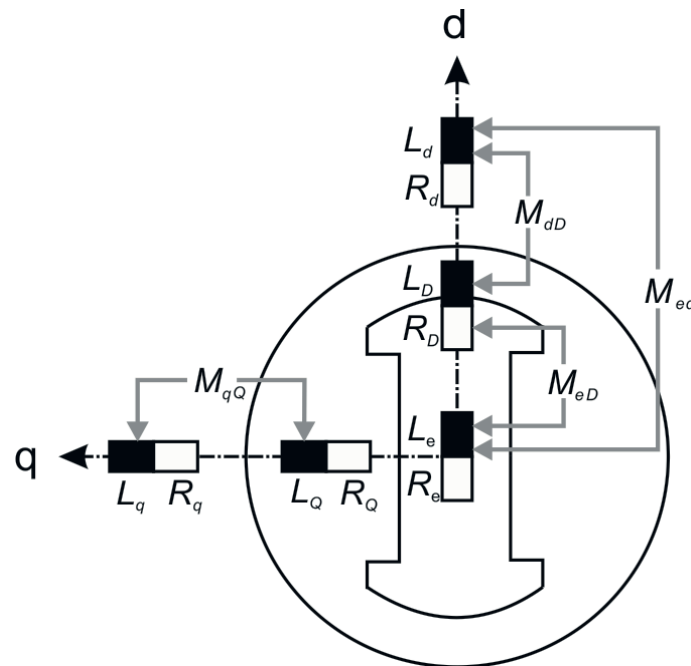


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Impedanzen der Synchronmaschine mit ihrer magnetischen Kopplung im dq-Modell [2-1]

Es gelten folgende Definitionen für die in Abbildung 2-5 verwendeten Größen:

L_d, L_q - Statorlängs- und -querinduktivität

R_d, R_q - Statorlängs- und -querwiderstand



L_D, L_Q - Dämpferlängs- und -querinduktivität

R_D, R_Q - Dämpferlängs- und -querwiderstand

L_e - Erregerinduktivität

R_e - Erregerwiderstand

M_{ed} - Erreger-Stator-Gegeninduktivität in Längsachse

M_{eD} - Erreger-Dämpfer-Gegeninduktivität in Längsachse

M_{dD} - Stator-Dämpfer-Gegeninduktivität in Längsachse

M_{qQ} - Stator-Dämpfer-Gegeninduktivität in Querachse

In dem dq-Modell werden die Systemgleichungen wie folgt zusammengefasst:

- Spannungsgleichungen

$$u_d = R_d \cdot i_d + \frac{d\Psi_d}{dt} - \omega_r \cdot \Psi_q \quad (2.1)$$

$$u_q = R_q \cdot i_q + \frac{d\Psi_q}{dt} + \omega_r \cdot \Psi_d \quad (2.2)$$

$$0 = R_D \cdot i_D + \frac{d\Psi_D}{dt} \quad (2.3)$$

$$0 = R_Q \cdot i_Q + \frac{d\Psi_Q}{dt} \quad (2.4)$$

$$u_e = R_e \cdot i_e + \frac{d\Psi_e}{dt} \quad (2.5)$$

- Flussgleichungen

$$\Psi_d = L_d \cdot i_d + M_{dD} \cdot i_D + M_{ed} \cdot i_e \quad (2.6)$$

$$\Psi_q = L_q \cdot i_q + M_{qQ} \cdot i_Q \quad (2.7)$$