



Abschlussbericht Promotionsvorhaben

**Regelbares Schwungrad im Triebstrang einer Windenergieanlage zur Unterstützung der
Netzfrequenzregelung**

Sebastian Hippel
Flensburg, 19. August 2018

Inhalt

1. Einführung.....	3
2. Forschungsergebnisse.....	4
3. Zeitplan und Ausblick.....	9
4. Literaturverzeichnis	11

1. Einführung

Eine wichtige Voraussetzung für die Frequenzregelung ist die Systemträgheit im Netz. Diese wird momentan durch die rotierenden Massen direkt mit dem Netz gekoppelter Maschinen bereitgestellt.

Um auch in Zukunft die Stabilität des Netzes zu gewährleisten, müssen erneuerbare Energien, und vor allem die effiziente Windenergie, in der Lage sein zur Systemträgheit beizutragen. Diese Problematik gewinnt zunehmend an Bedeutung und ist Schwerpunkt verschiedener Forschungsvorhaben[1]-[7].

Die in [1]-[7] erforschten Systeme basieren alle auf der Speicherung bzw. Freisetzung kinetischer Energie der Windenergieanlage (WEA) durch eine Regelung der Drehzahl des WEA Rotors. Dies entspricht der Beschleunigung bzw. Abbremsung der direkt mit dem Netz gekoppelten rotierenden Massen. Durch das Abbremsen des WEA Rotors kann kinetische Energie in Form von elektrischer Energie ins Netz eingespeist werden. Somit wird die Änderung der Netzfrequenz gedämpft.

Dieses Verfahren wird als „Synthetic Inertia“ bezeichnet und ist in Abbildung 1 in blau dargestellt. Der obere Graph zeigt den Abfall der Netzfrequenz, f_{grid} , von ihrem Nennwert (50 Hz). In diesem Moment reduziert ein Regler die Drehzahl der WEA (siehe ω_{rot} im untersten Graph), um die Leistung der WEA zu erhöhen (siehe P_{grid} im mittleren Graph). Diese Leistungserhöhung hält für etwa 14 s an (bis $t=20$ s). In den folgenden Sekunden wird der gravierende Nachteil von Synthetic Inertia deutlich: die ins Netz gespeiste Leistung sinkt.

Nachdem die Drehzahl des WEA Rotors abgesenkt wurde befindet sich die WEA in einem suboptimalen Betriebspunkt was zu einem Abfall der ins Netz gespeisten Leistung führt (siehe mittlerer Graph in Abbildung 1). Um die Drehzahl wieder auf ihren optimalen Wert anzuheben, muss die Leistung der WEA weiter reduziert werden.

Dieser Leistungseinbruch geschieht wenige Sekunden nach Abfall der Netzfrequenz, d.h. zu einem Zeitpunkt, zu welchem das Netz eigentlich noch zusätzliche Energie benötigt. Die Systemträgheit, oder auch Momentanreserve genannt, versorgt das Netz bis zu 30 s nach Eintritt des Netzfrequenzereignisses mit Energie. Bis zu diesem Zeitpunkt müssen Primärregelkraftwerke vollständig aktiviert sein. Durch Synthetic Inertia kann jedoch nur kurzzeitig Energie (hier 14 s) ins Netz gespeist werden, wodurch der unausweichliche Leistungseinbruch innerhalb dieser 30 s liegt. Das heißt, Primärregelkraftwerke haben nicht ausreichend Zeit um ihre Reserven zu aktivieren.

Dieses Promotionsvorhaben beschäftigt sich mit der Erforschung und Entwicklung eines Schwungradsystems, durch welches WEA die Frequenzregelung im Netz unterstützen. Die Freisetzung von kinetischer Energie geschieht dabei über die Regelung des

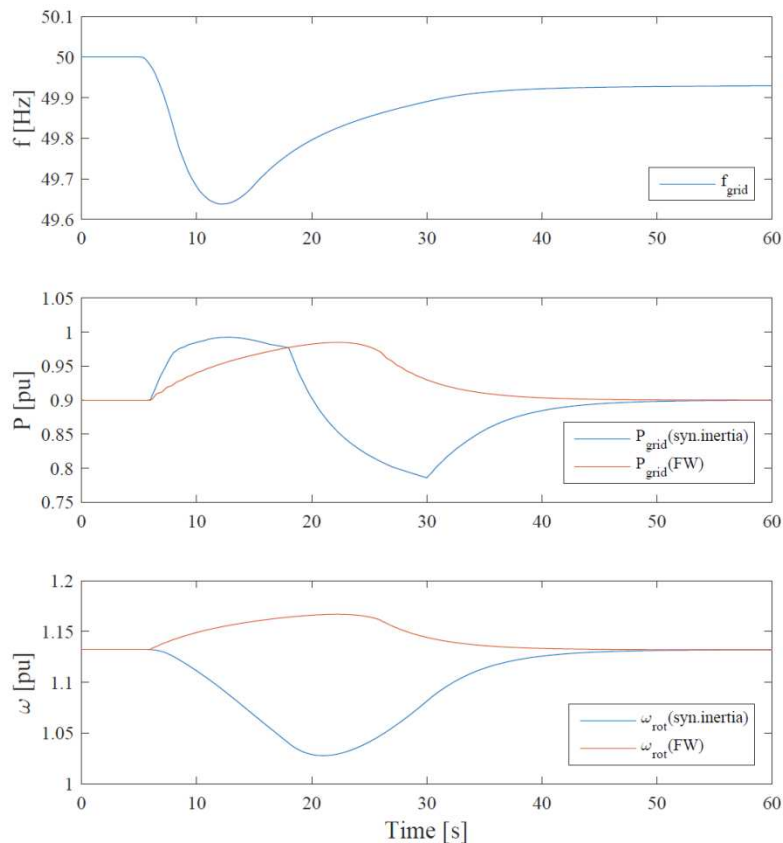


Abbildung 1 Regelung der Drehzahl der WEA (Synthetic Inertia)

Massenträgheitsmomentes des WEA Rotors. Die Speicherung und Freisetzung von kinetischer Energie durch den Schwungradspeicher ist in Abbildung 1 in orange dargestellt.

Es wird deutlich, dass sich die Leistung der WEA im Falle eines Einbruchs der Netzfrequenz erhöht, wenn das Schwungrad entladen wird. Weiterhin fällt auf, dass es nicht zu einem Einbruch der Leistung kommt. Das heißt es wird kontinuierlich und über einen genügend langen Zeitraum (bis etwa $t=48$ s, d.h. für etwa 42 s) zusätzliche Leistung ins Netz gespeist. Nachdem der Schwungradspeicher vollständig entladen wurde, erreichen Leistung und Drehzahl ihren ursprünglichen Wert und Primärregelkraftwerke können die Versorgung des Netzes mit elektrischer Energie übernehmen. Zu einem späteren Zeitpunkt kann das Schwungrad durch eine kurzzeitige Erhöhung der Drehzahl wieder geladen werden.

Eine Regelung des Massenträgheitsmomentes des WEA Rotors ermöglicht außerdem die Eigenfrequenzen der Rotorblätter und des Triebstrangs positiv zu kontrollieren. Somit können Resonanzen vermieden und Lasten auf die WEA reduziert werden.

2. Forschungsergebnisse

Die Promotion basiert auf der Idee von Herrn Prof. Clemens Jauch, welche einen rein mechanischen Schwungradspeicher im Rotor einer WEA vorsieht [8]. Bei diesem System wird eine Festmasse bewegt und eine Spiralfeder gespannt, welche als Energiespeicher dient.

Um die Masse des Systems sowie notwendige Modifikationen im Rotorblatt zu reduzieren wurde es zu einem hydraulisch-pneumatischen Schwungradspeicher weiterentwickelt (siehe Abbildung 2).

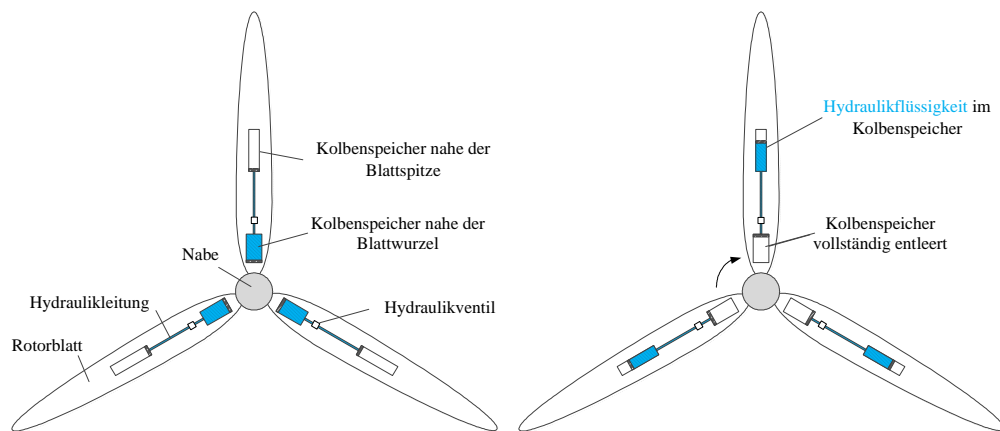


Abbildung 2 Hydraulisch-pneumatischer Schwungradspeicher

Der Aufbau des Schwungradspeichers, die zugrundeliegenden physikalischen Gleichungen und erste Simulationsergebnisse wurden in dem Konferenzartikel „*Hydraulic-Pneumatic Energy Storage in a Wind Turbine for Enhancing the Power System Inertia*“ veröffentlicht [9]. Diese Veröffentlichung wurde auf dem internationalen Wind Integration Workshop in Berlin präsentiert und verteidigt.

Da der Konferenzartikel unter die besten 8 von 115 vorgestellten Veröffentlichungen gewählt wurde, konnte eine erweiterte Version für eine Sonderausgabe von „IET Renewable Power Generation“ im August 2015 eingereicht und im Januar 2016 veröffentlicht werden [10].

In Kooperation mit HYDAC, ein Hersteller von Hydraulikkomponenten, wurde für berechnete und definierte Parameter (Drücke, Fluidmasse, etc.) ein Hydrauliksystem ausgelegt (siehe Abbildung 3). Dies besteht aus zwei Kolbenspeichern, welche über eine Hydraulikleitung miteinander verbunden sind. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden in einer Masterarbeit an der FH Kaiserslautern zusammengefasst [11].

Die optimale Anordnung des von HYDAC entworfenen Hydrauliksystems in ein 61.5 m langes Rotorblatt wurde analysiert. Dieser Optimierungsprozess wurde in dem Konferenzartikel „*Optimisation of the Concept of a Hydraulic-Pneumatic Flywheel System in a Wind Turbine Rotor*“ veröffentlicht [12]. Diese Veröffentlichung wurde auf dem internationalen *Wind Integration Workshop* in Brüssel präsentiert und verteidigt.



Abbildung 3 Aufbau des Hydrauliksystems [11]

Anhand des von HYDAC entworfenen Hydrauliksystems wurde eine Extrapolationsmethode entwickelt, um für jeden beliebigen Durchmesser der Kolbenspeicher die Dimensionen und Massen der einzelnen Komponenten (zylindrischer Mantel, hydraulischer Kolben, gasseitiger Deckel und fluidseitiger Deckel) berechnen zu können. Somit kann das System durch

- die Fluidmasse,
- die Dimensionen der hydraulischen Komponenten,
- die Länge der Kolbenspeicher in der Blattwurzel und nahe der Blattspitze
- und somit die Gesamtmasse des Schwungradspeichers (stationäres Gewicht des Speichers in der Blattwurzel + stationäres Gewicht des Speichers nahe der Blattspitze + Fluidmasse)

definiert werden. Dies sind nicht nur relevante Informationen für die Berechnung der Lasten durch den Schwungradspeicher sondern auch für die Ermittlung der Investitionskosten. Die Ermittlung der Gesamtmasse des Schwungradspeichers erfolgte für konventionell verwendete Materialien wie Stahl und Aluminium. In Zukunft kann die gleiche Methode für alternative Materialien eingesetzt und somit eine Aussage über die Gesamtmasse getroffen werden. Daraus folgt, dass ebenfalls der Einfluss alternativer Kolbenspeicher und alternativer Fluide auf die Lasten und Kosten einer WEA analysiert werden kann.

Die Herleitung der zuvor erwähnten Extrapolationsmethode und verschiedener Konfigurationen des Schwungradspeichers wurden im Journal „WIND ENGINEERING“ im Juni 2018 veröffentlicht [13]. Der Aufbau der leichtesten Schwungradkonfigurationen ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt. Die Eigenschaften dieser Konfigurationen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Alle Konfigurationen erhöhen das Massenträgheitsmoment des Rotors um 15 %, unterscheiden sich jedoch in der Anzahl der notwendigen Kolbenspeicher, der Position dieser im Blatt und somit der Gesamtmasse des Systems. Die konventionelle Anordnung der Kolbenspeicher, d.h. ein Kolbenspeicher in der Blattspitze und ein Kolbenspeicher in der Blattwurzel (siehe Abbildung 4 (a)), ist die Konfiguration mit der höchsten Gesamtmasse (siehe Tabelle 1). Die Durchbiegung des Rotorblattes begrenzt die

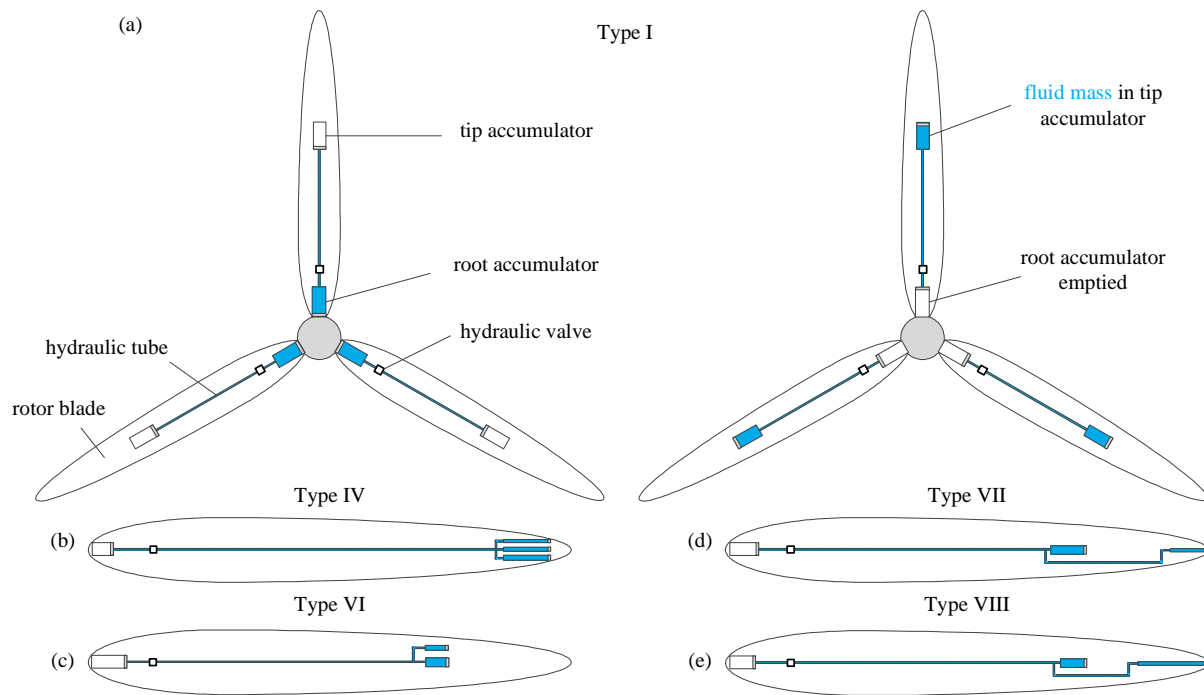


Abbildung 4 Aufbau der leichtesten Schwungrad Konfigurationen: (a) Links: WEA Rotor mit Konfiguration Type I im entladenen Zustand; Rechts: WEA Rotor mit Konfiguration Type I im geladenen Zustand, (b) Rotorblatt mit Konfiguration Type IV im geladenen Zustand, (c) Rotorblatt mit Konfiguration Type VI im geladenen Zustand, (d) Rotorblatt mit Konfiguration Type VII im geladenen Zustand und (e) Rotorblatt mit Konfiguration Type VIII im geladenen Zustand,

Länge der Kolbenspeicher. Aus diesem Grund ist der Speicher nahe der Blattspitze kurz und breit, wodurch sich die stationären Massen der hydraulischen Komponenten und die Fluidmasse erhöhen.

Eine Anordnung von drei Kolbenspeicher in der Blattspitze (siehe Type IV in Abbildung 4 (b)) reduziert die Fluidmasse und die stationären Massen, aufgrund des hohen Radius' und des geringen Durchmessers der Kolbenspeicher (siehe Tabelle 1). Type VI entspricht einer weiteren Variante von „Parallel Packaging“, welche jedoch der zweitschwersten Konfiguration entspricht. Type VII und Type VIII sind Konfigurationen basierend auf „Serial Packaging“. Die Gesamtmasse dieser Varianten ist kleiner als der konventionellen Konfiguration (Type I), jedoch schwerer als von Konfiguration Type IV. Als Ergebnis dieses Papers geht die gewichtsoptimierte Konfiguration Type IV hervor. Sie unterscheidet sich zum konventionellen Design dahingehend, dass die Kolbenspeicher in der flexiblen Blattspitze installiert sind. Diese besitzt eine geringe Biegesteifigkeit, sodass eine optimale Schwungradkonfiguration erst nach der Untersuchung der mechanischen Lasten gewählt werden kann.

Die Untersuchung der mechanischen Lasten der WEA durch ein hydraulisch-pneumatisches Schwungrad, wurde für alle Konfigurationen (siehe Tabelle 1) durchgeführt. Die Lastenanalyse und Interpretation der Ergebnisse wurde in einer Veröffentlichung niedergeschrieben und im April 2018 im Journal „Wind Energy“ eingereicht [14]. Seit Juli 2018 wird das Feedback von zwei externen Gutachtern eingearbeitet und es wird erwartet, dass der Artikel Ende 2018 veröffentlicht wird.

Tabelle 1 Eigenschaften der leichtesten Schwungradkonfigurationen, die das Massenträgheitsmoment der 5 MW WEA um 15 % erhöhen [13].

	Type I	Type IV	Type VI	Type VII	Type VIII
Anzahl der Kolbenspeicher in der Blattspitze	1	3	2	2	2
Rotor Radius [m]	40.1	alle bei 61.6	alle bei 46.6	bei 46.7 und 63	bei 46.7 und 63
Länge der Kolbenspeicher in der Blattspitze [m]	5.48	5.97, 5.96 und 5.92	5.05 und 4.92	4.52 und 4.64	3.31 und 8.75
Innendurchmesser der Kolbenspeicher in der Blattspitze [mm]	577	224, 209 und 149	443 und 241	442 und 176	442 und 176
Stationäre Massen [kg]	1076	656	887	781	781
Fluidmasse [kg]	1303	519	926	737	652
Gesamtmasse des hydraulischen Systems	2379 kg	1172 kg	1813 kg	1518 kg	1433 kg

Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass die bei der Verschiebung der Flüssigkeit resultierenden Kräfte (z.B. Coriolis Kräfte) vernachlässigbar gering sind. Aus diesem Grund konnten herkömmliche Lastenberechnungsprogramme für den gegebenen Anwendungsfall genutzt werden. Die Informationen über Position, Länge und stationären Massen der Kolbenspeicher ([13]) werden genutzt, um den Schwungradspeicher in das Rotorblatt der 5-MW WEA zu implementieren. Eine Vielzahl von Lastfällen wird nach gültigen Zertifizierungsrichtlinien simuliert [15]. Zuerst werden die Lastensimulationen für das originale 61.5 m Rotorblatt durchgeführt, um Lastreferenzwerte zu erhalten. Im Anschluss wird für jede Konfiguration das Schwungrad im entladenen und geladenen Zustand in das Rotorblatt implementiert, die Lastenrechnungen wiederholt und die Ergebnisse mit den

Referenzwerten verglichen. Somit kann der Einfluss des Schwungradspeichers auf die Extrem- und Ermüdungslasten des Rotorblattes, des Triebstrangs und des Turmes analysiert werden.

Den größten Einfluss auf die Extrem- und Ermüdungslasten hat der Schwungradspeicher auf das Rotorblatt. Die Erhöhung der Lasten des Turmes und des Triebstrangs belaufen sich auf unter 10 %. Von allen Konfigurationen führt das Gewichtsoptimum (Type IV) zu den höchsten Lasten entlang des Rotorblattes. An einigen Stellen erhöht sich das Biegemoment um bis zu 211 %. Dies liegt an der zuvor erwähnten geringen Biegesteifigkeit in der Blattspitze, welche erhöhte Massen (Lasten) schwerer entgegenwirken kann. Weiterhin führen die Massen in der Blattspitze durch den langen Hebelarm zu hohen Lasten in der Blattwurzel.

Die schwerste Konfiguration hingegen führt zu den geringsten Lastenerhöhungen im Rotorblatt (bis zu 21 %). Dies liegt daran, dass die Biegesteifigkeit im Installationsbereich (40.1 m Rotorradius, siehe Tabelle 1) um ein Vielfaches größer ist, als in der Blattspitze. Konfiguration Type VI führt zwar zu leicht höheren Lasten (bis zu 27 %) ist aber im Vergleich zu Type I um 596 kg leichter. In jedem Rotorblatt können somit 23.8 % Gewicht gespart werden, weshalb Konfiguration Type VI dem Optimum entspricht.

Trotz der Lastenerhöhungen kommt es am 61.5 m Rotorblatt weder durch Extrem- noch durch Ermüdungslasten zu Materialversagen. Das Rotorblatt der Referenzwindenergieanlage ist schwer und sehr biegesteif, um eine Durchbiegung in Schlagrichtung, d.h. eine Kollision des Blattes mit dem Turm zu vermeiden. Längere und flexiblere Blätter können durchaus durch das Schwungrad Materialversagen hervorrufen. Die dargestellte Lastenanalyse kann für jedes beliebige Rotorblatt angewandt werden. Somit können Fehlerstellen im Blatt erkannt und entsprechende Gegenmaßnahmen (Versteifung des Blattes) durchgeführt werden.

Die in [13] dokumentierte Methodik ermöglicht es einen Schwungradspeicher für verschiedenste Materialien auszulegen. Somit kann die Gesamtmasse des Systems und gleichzeitig die Auswirkungen auf die mechanischen Lasten der WEA weiter reduziert werden [14].

3. Zeitplan und Ausblick

In den vergangenen 3 Jahren konnten ca. 2/3 des im Jahr 2015 erstellten Zeitplans erfolgreich abgearbeitet werden. In Zukunft werden die Arbeitspakete „Reglerentwurf“ und „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“ bearbeitet. Das Arbeitspaket „Veröffentlichung der Resultate“ nahm während der vergangenen 3 Jahre mehr Zeit in Anspruch als anfangs erwartet. Das Paper „Hydraulic-Pneumatic Flywheel Configurations for Controlling the Inertia of a Wind Turbine Rotor“ habe ich zum Beispiel im Juni 2017 angefangen zu schreiben und durch den langen Submission und Review Prozess wurde es letztendlich ein Jahr später veröffentlicht [13]. Wie bereits erwähnt befindet sich das Lastenpaper zur Zeit noch im Review Prozess und wird hoffentlich Ende 2018 endgültig veröffentlicht [14]. Aus diesem Grund ist es zum jetzigen Zeitpunkt schwierig abzuschätzen, wann die Promotion abgeschlossen werden kann.

Für die Unterstützung durch die EKSH in jeglicher Form bedanke ich mich vielmals!
Auch für die Organisation der jährlichen Stipendiatentreffen und den dadurch möglichen Austausch bedanke ich mich sehr!

4. Literaturverzeichnis

- [1] F. Díaz-Conzález, M. Hau, A. Sumper und O. Gomis-Bellmut, „Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 551-564, 2014.
- [2] I. Erlich und M. Wilch, „Primary frequency control by wind turbines,“ *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
- [3] X. Juankorena, I. Esandi, J. Lopez, und L. Marroyo, “Method to Enable Variable Speed Wind Turbine Primary Regulation,“ *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, pp. 495–500, March 2009.
- [4] P. K. Keung, P. Li, H. Banakar, und B. T. Ooi, “Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support,“ *Power Systems, IEEE Transactions on* 24 (2009), Feb, Nr. 1, pp. 279–287. <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2008.2004827>. DOI 10.1109/TPWRS.2008.2004827. – ISSN 0885–8950
- [5] M. Asmine und C. E. Langlois, “Field measurements for the assessment of inertial response for wind power plants based on Hydro-Quebec TransEnergie requirements,“ *13th Wind Integration Workshop, Berlin, 2014, Conference Proceedings*.
- [6] M. Fischer, S. Engelken, N. Mihov, und A. Mendonca, “Operational experiences with inertial response provided by type 4 wind turbines,“ *13th Wind Integration Workshop, Berlin, 2014, Conference Proceedings*.
- [7] D. Duckwitz, M. Shan, und B. Fischer, “Synchronous inertia control for wind turbines,“ *13th Wind Integration Workshop, Berlin, 2014, Conference Proceedings*.
- [8] C. Jauch, “A flywheel in a wind turbine rotor for inertia control,“ *Wind Energy*, vol. 18, pp. 1645-1656, DOI: 10.1002/we.1784, 2014.
- [9] S. Hippel und C. Jauch, “Hydraulic-pneumatic energy storage in a wind turbine for enhancing the power system inertia,“ *13th Wind Integration Workshop, Berlin, DOI: 10.13140/2.1.3731.6160,2014*.
- [10] C. Jauch und S. Hippel S, “Hydraulic–pneumatic flywheel system in a wind turbine rotor for inertia control,“ *IET Renewable Power Generation* 10: 33–41. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0223, 2015.
- [11] J. Lauer, “Hydropneumatische Speicher in Rotorblättern von Windkraftanlagen,“ *Master Thesis an der Fachhochschule Kaiserslautern in Zusammenarbeit mit HYDAC, Februar 2015*.
- [12] S. Hippel und C. Jauch, “Optimisation of the Concept of a Hydraulic-Pneumatic Flywheel System in a Wind Turbine Rotor,“ *14th Wind Integration Workshop, Brussels, Conference Proceedings,2015*.

- [13] S. Hippel, C. Jauch und U. Ritschel, "Hydraulic-Pneumatic Flywheel Configurations for Controlling the Inertia of a Wind Turbine Rotor," WIND ENGINEERING, DOI: 10.1177/0309524X18780386, Juni 2018.
- [14] S. Hippel und C. Jauch, "Load Analysis of Hydraulic-Pneumatic Flywheel Configurations Integrated in a Wind Turbine Rotor," eingereicht bei Wind Energy, April 2018.
- [15] *International Standard- Wind turbines - Part 1: Design requirements*. IEC 61400-1:2005(E); 2005.