

# Predictive Maintenance für Hydro-Kraftwerke mit Wälzlager – Wissenswertes aus der Praxis

Rudolf Tanner, Christine Tanner

Mechmine LLC (GmbH), Wiesen, 9478 Azmoos, Schweiz, info@mechmine.com

## 1. Einleitung

Vorhersagen zu kommenden Maschinendefekten oder Produktionsausfällen sind in der Wartungsbranche so erwünscht wie im Aktienhandel, v.a. wenn Ersatzteile wie Wälzlager oder Getriebeteile lange Lieferzeiten aufweisen, was aktuell der Fall ist. Kleinere Gewerke, mit z.B. unter 5 MW Leistung, haben aus Kostengründen meist nur eine vibrationsbasierte Notabschaltung. Manche Betreiber lassen ihre Anlagen zusätzlich einmal jährlich von einem Schwingungsexperten beurteilen. Neuerdings werden solche Gewerke auch mit „smarter Sensorik“ bzw. IoT (Internet-of-Things) aufgerüstet, weil diese auch sehr preiswert angeboten werden, um über zustandsgeführter [1] zur vorausschauenden Wartung [2] zu gelangen. Dabei handelt es sich um funkbasierte IoT Sensoren, mit einem sog. MEMS Beschleunigungssensor im Gehäusefuss (welche man auf ein Lagerschild montiert), die Messdaten via Gateway in eine Cloud-basierte Applikation senden. Gängige Modelle von Smart-Sensoren müssen alle zwei bis drei Jahre ersetzt werden weil die Batterie nicht austauschbar ist. Um die Batterielebensdauer zu erhöhen, versenden viele Funksensoren daher keine langen Zeitreihen sondern kurze RMS Messwert. Der gewählte Messwert ist die RMS Schwinggeschwindigkeit, weil man sich dabei auf eine ISO Norm abstützen, d.h. rückversichern, kann. Der eingestellte Messintervall, 10 Minuten, stündlich oder täglich, bestimmt die Batterielebensdauer massgeblich. Falls im Sensor eine kontinuierliche Überwachung stattfindet, kann auch diese sehr energiehungrig sein und somit ebenfalls an der Batterie zehren. Der technisch versierte Käufer stellt sich aber die Frage, ob solche einfachen IoT Funksensoren basierend auf RMS Messwerten rechtzeitig Alarm schlagen können.

Eine oben beschriebene zusätzliche Maschinenüberwachung soll aber auch wirtschaftlich sein. Deshalb können z.B. Kennzahlen wie ROI, TCO, NPV oder IIR beim Vergleich der Angebote herangezogen werden. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse hängt von Annahmen ab, wie der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Produktionsausfalls und der geschätzten Kosten für Reparatur und Produktionsausfall (Lieferfrist für Ersatzteile). Hier ist ein reales ROI Beispiel für ein Wasserkraftwerk:

Reparaturkosten	CHF 700,000	
Beitrag Versicherung	CHF 400,000	
<b>Ungedeckter Betrag</b>	<b>CHF 300,000</b>	
Dauer des Produktionsausfalls	60	Tage
Erlös pro kWh	CHF 0.047	
Maschinenleistung	2000	kW
Verlust durch Produktionsausfall	CHF 135,360	
<b>Gesamtkosten des Schadens</b>	<b>CHF 435,360</b>	
Wahrscheinliche Zeit zwischen Ausfällen [Jahre pro Defekt]	12	Jahre
<b>Gesamtüberwachungskosten für Zeit zwischen Ausfällen</b>	<b>CHF 18,400</b>	
<b>Pay-back Dauer</b>	<b>6.1</b>	Monate
<b>Mittlere Überwachungskosten pro Jahr</b>	<b>CHF 1,533</b>	

Ein KW hatte völlig unerwartet einen Wellenschaden. Die Versicherung (Police) hat nicht alle Kosten gedeckt.

Die gewählte Ausfallwahrscheinlichkeit ist eher pessimistisch, aber stehende Generatoren scheinen anfälliger auf Lagerprobleme zu sein. Wegen fehlender Erfahrungswerte wurde hier 12 Jahre gewählt, zumal das EW mehrer Anlagen (parallel) betreibt.

Zu beachten ist, dass der Produktionsausfall heute massgeblich von der Höhe der EEG/KEV Vergütung abhängt.

Die jährlichen Kosten einer Dauerüberwachung sind im Preisbereich einer einmaligen jährlichen Analyse durch einen Schwingungsexperten.

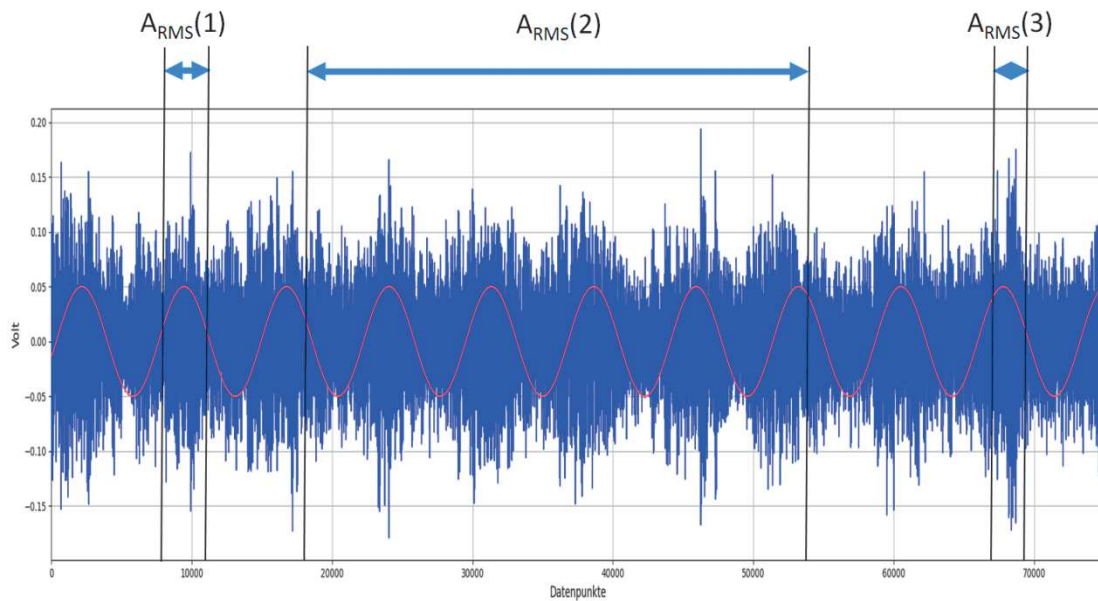
Die NPV und IIR Berechnungen sind abhängig von den Cash-Flows und wie man die Beträge modelliert. Wenn man über 10 Jahre rechnet, stellt sich die Frage, ob man die Gesamtkosten (Reparatur+Produktionsausfall) über die 10 Jahre verteilt oder im letzten Jahr aufführt. Nimmt man an, dass das Risiko, dass ein Schaden eintritt, steigt oder uniform ist. Kunden hatten auch schon Defekte bei Neuanlagen, d.h. in den ersten Jahren nach Inbetriebnahme. Abschliessend kann man sagen, dass eine realistische dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung ihre Tücken hat.

In diesem Aufsatz beschäftigen wir uns mit einer technischen Fragestellung. Haben RMS Zahlenreihen, im Vergleich zu Zeitreihen (hochaufgelöste Rohdaten), genügend Informationsgehalt um entstehende Schäden sicher zu erkennen?

Die Antwort beinhaltet mehrere Aspekte. Zuerst betrachten wir RMS Schwinggeschwindigkeit und RMS Schwingbeschleunigung und präsentieren Resultate aus der Praxis. Dann gehen wir auch auf das Thema der Schmierung ein, denn die meisten Wälzlager vom kleineren Generatoren werden noch mit der Fettpresse geschmiert. Der Schluss des Texts bildet eine Zusammenfassung mit Fazit.

## 2. RMS (Root-Mean-Square, quadratischer Mittelwert) Messwerte

Für Wälzlager liefert die Norm ISO-10816-3 Zonengrenzen mit Handlungsempfehlungen<sup>1</sup>, welche auf der RMS Schwinggeschwindigkeit basieren. Deshalb ist diese RMS Messung in der Wälzlagerüberwachung verbreitet. Viele Firmen (Startups, IT-Firmen, Maschinen- und Lagerhersteller) setzen nun Methoden der künstlichen Intelligenz (KI) ein, die auf RMS Messreihen basieren, um Ausfälle vorherzusagen. Bei der Bestimmung eines RMS Messwerts, z.B. mittels Handmessgerät, können auch Schwankungen auftreten. Abbildung 1 zeigt einen Ausschnitt aus einer Zeitreihe von Lagerbeschleunigungswerten (blau, in Volt) welche mit der Drehfrequenz (432 RPM) moduliert sind, und als Vergleich eine reine 7.2 Hz Sinusschwingung zur Versinnbildlichung der Drehfrequenz (rot). Man ahnt, dass sich die gezeigten RMS Messwerte  $A_{RMS}(1)$ ,  $A_{RMS}(2)$  und  $A_{RMS}(3)$  unterscheiden werden, weil der Effekt durch die Mittelung bzw. die Messdauer variiert.  $A_{RMS}(1)$  repräsentiert den RMS Messwert eines Signals moduliert bei einer positiven Halbwelle, d.h.  $A_{RMS}(1) > A_{RMS}(2)$ . Bei  $A_{RMS}(3)$  beeinflussen die Spitzenwerte (Burst) den RMS Messwert, d.h.  $A_{RMS}(3) \gg A_{RMS}(2)$ . Der Werte von  $A_{RMS}(2)$  ist am längsten gemittelt und Spitzenwerte (Ausreisser) werden dadurch am stärksten „ausgebügelt“. Mit diesem Beispiel wollen wir in Erinnerung rufen, dass eine längere Messdauer ein genaueres RMS Messsignal liefert als ein sehr kurze Messdauer. Aber lange Messzeiten gehen auf Kosten des Energieverbrauchs, weil der Prozessor mehr und länger rechnen muss. Man könnte nun die Abtastrate reduzieren, z.B. statt 20'000 Datenpunkte/Sekunde nur 2000 Datenpunkte/Sekunde verwenden. Dann besteht jedoch die Gefahr, dass das Nyquist-Limit verletzt wird. Wenn man beispielsweise (Extremfall zur Veranschaulichung des Sachverhalts) die rote Sinuskurve in Abbildung 1 im Abstand von 138.9 ms abtasten würde, dann bekäme man einen konstanten Wert der nur von der Position an der Phase abhängt.



**Abbildung 1 : Praxisbeispiel wie die Messdauer den RMS Mittelwert beeinflussen kann. Echtes Vibrationssignal (blau) und eine reine 7.2 Hz Sinusschwingung (rot) zur Veranschaulichung der Signalmodulation.**

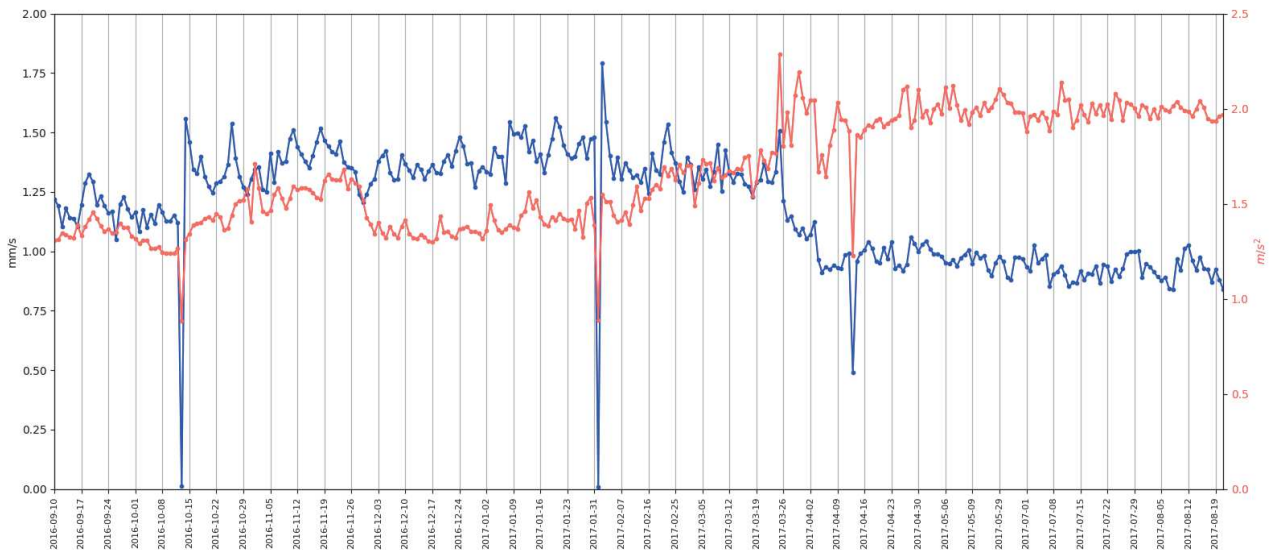
Die Norm ISO-10816-3 definiert eine Signalbandbreite von 10 bis 1000 Hz. Die Abtastrate mit einem MEMS Beschleunigungsmesssensor<sup>2</sup> sollte somit 2000 Hz nicht unterschreiten. Die Messdauer ist nicht definiert, sollte aber mehrere Wellenumdrehungen beinhalten, z.B.  $\gg 10$ , was bei 1500 RPM min. 400 ms ergibt. Es ist offensichtlich, dass man mit längerer Messdauer einen genaueren RMS Wert erhält, dieser jedoch immer weniger Vibrations-Signalmerkmale (wie Änderungen, Dynamik) beinhaltet. Beachte dass heute, wo Rechenleistung billig ist, man die Schwinggeschwindigkeit aus dem Beschleunigungssignal berechnet, da die Verwendung von reinen Geschwindigkeitssensoren viel teurer käme. Daher bevorzugen Hersteller batteriebetriebener IoT Geräte eher kürzere Messintervalle.

Als Nächstes zeigen wir Fälle aus unserer Praxis.

<sup>1</sup> Bereich bzw. Zonen: A - Dauerbetrieb, B - beschränkter Betrieb, C - Alarmbereich, D - Abschaltbereich

<sup>2</sup> Smart-Sensor Hersteller bevorzugen MEMS wegen der Grösse (z.B. 2x2mm) und der niedrigen Kosten (<25\$).

Abbildung 2 zeigt exemplarisch den täglichen Verlauf der RMS Schwinggeschwindigkeit (blau) bei einem stehenden 400 kVA Generator in einem Flusskraftwerk und die RMS Schwingbeschleunigung (rot). An den drei Signaltauchern lief der Generator nicht. Die RMS Schwinggeschwindigkeitswerte befindet sich durchgehend im Bereich A (gem. ISO-10816-3), ein Lagerdefekt wird mit diesem Pegel nicht erwartet aber wurde Tatsache (Lager wurde im September ersetzt). Der Trend der RMS Schwingbeschleunigung, die bei diesen hochaufgelösten Daten Frequenzen bis 25 kHz berücksichtigt, zeigt mehrere Monate vor dem Lageraustausch einen steten Anstieg, siehe Abbildung 2. Für die Schwingbeschleunigung gibt es aber keine Handlungsempfehlungen, d.h. keine ISO/DIN Norm, daher wird dieser Parameter in der Instandhaltung nicht verwendet, es sei denn, der Anlagenbetreiber bestimmt selber Grenzwerte.



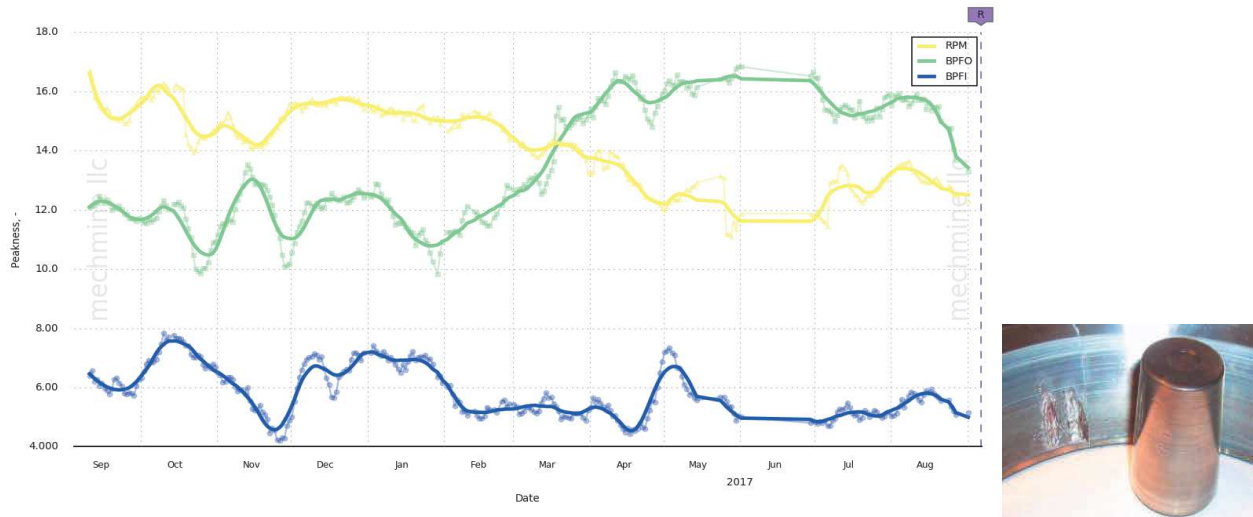
**Abbildung 2 : stehender Generator 400 kVA: RMS Schwinggeschwindigkeit (blau) eines Lagers (NDE) erreicht Werte um 1.5 mm/s und fällt 5 Monate vor dessen Austausch (September) auf ca. 1 mm/s ab; RMS Schwingbeschleunigung (rot) steigt für das gleiche Lager 11 bis 5 Monate vor der Auswechslung stetig von 1 m/s<sup>2</sup> auf 2 m/s<sup>2</sup> an und verharrt dann auf diesem Wert. Beide wären normalerweise keine beunruhigenden RMS Absolutwerte, das Foto in Abbildung 3 erklärt dann auch warum, aber rasche Pegeländerungen sind u.a. Indizien für technische Probleme wie Defekte.**

Abbildung 3 zeigt die dazugehörigen Defekt-Trendkurven zum RMS Verlauf in Abbildung 2, basierend auf hochaufgelösten Rohdaten, für zwei Lagerdefekttypen. Diese Trendkurven zeigen an, v.a. wenn sie ansteigen, ob sich der entsprechende Lagerdefekttyp vergrößert. Die Berechnung solcher Trendkurven (für Defekttypen in Getriebe, Wälzlager, Pumpen etc.) erfolgt nach Methoden welche wir über Jahre entwickelt haben.

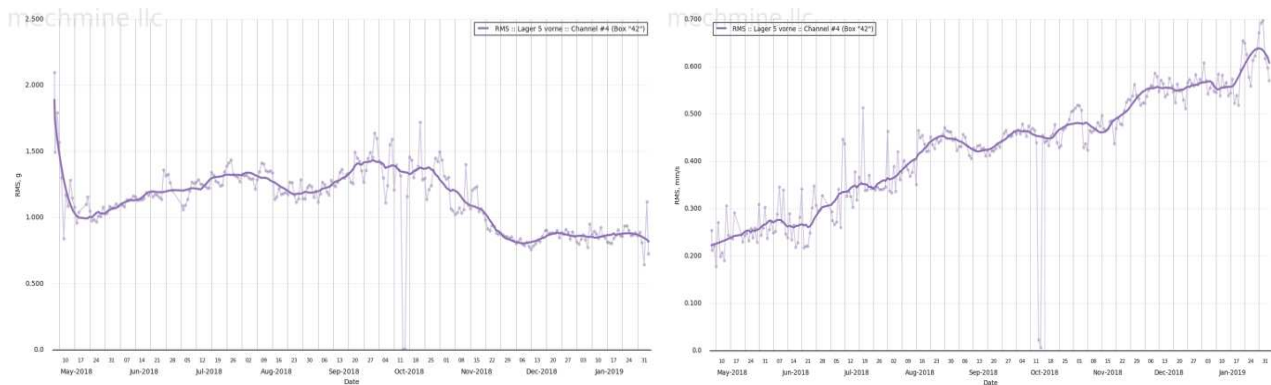
Gut erkennbar ist, dass der Lagerausenringtrend (grün) frühzeitig Alarm schlägt durch die Erhöhung der Peakness (künstl. Einheit, Stärke der Defektausprägung). Der Kunde hat im April die Ersatzteile vorsorglich bestellt und das Lager im September ersetzt (Markierung „R“ in Abbildung 3), nachdem der Schaden unüberhörbar wurde. Das ist verständlich, leider entzieht es uns die Vibrationsdaten welche den totalen Lagerdefekt charakterisieren. Um an solche Daten zu gelangen werden durch uns Industrielager mittels Überlast unter realen Betriebszuständen beschleunigt gealtert, d.h. nicht in einem Universitätslabor oder unter unrealistischen Bedingungen. In Abbildung 3 geht der BPFO Pegel im August wieder etwas zurück. Der Anlagenbetreiber hat die Leistung reduziert und mittels Schmierung versucht, die Reparatur über die Ferienzeit hinauszuzögern.

In der Praxis wurden auch schon vereinzelt Fälle beobachtet, wo die RMS Schwinggeschwindigkeit höher ist (in Bereich B oder C) als der Defekt schon hörbar war. Diese Fälle haben dann nichts mehr mit vorausschauender Wartung zu tun.

Abbildung 4 zeigt eine ähnliche Situation wie Abbildung 2 aber mit Daten von einem Kugellager aus einer Mechmine Prüfbank, die 8 parallel angeordneten Industrie-Wälzlagern besitzt. Die Prüfbank ist in einem Wasserkraftwerk installiert um realistische Umweltbedingungen zu gewährleisten. Auch hier befindet sich die RMS Schwinggeschwindigkeit am Schluss des Testzyklus noch unter der ISO-10816-3 Bereichsgrenze A/B, obwohl das Kugellager defekt ist, d.h. hier war es nicht mehr von Hand drehbar.



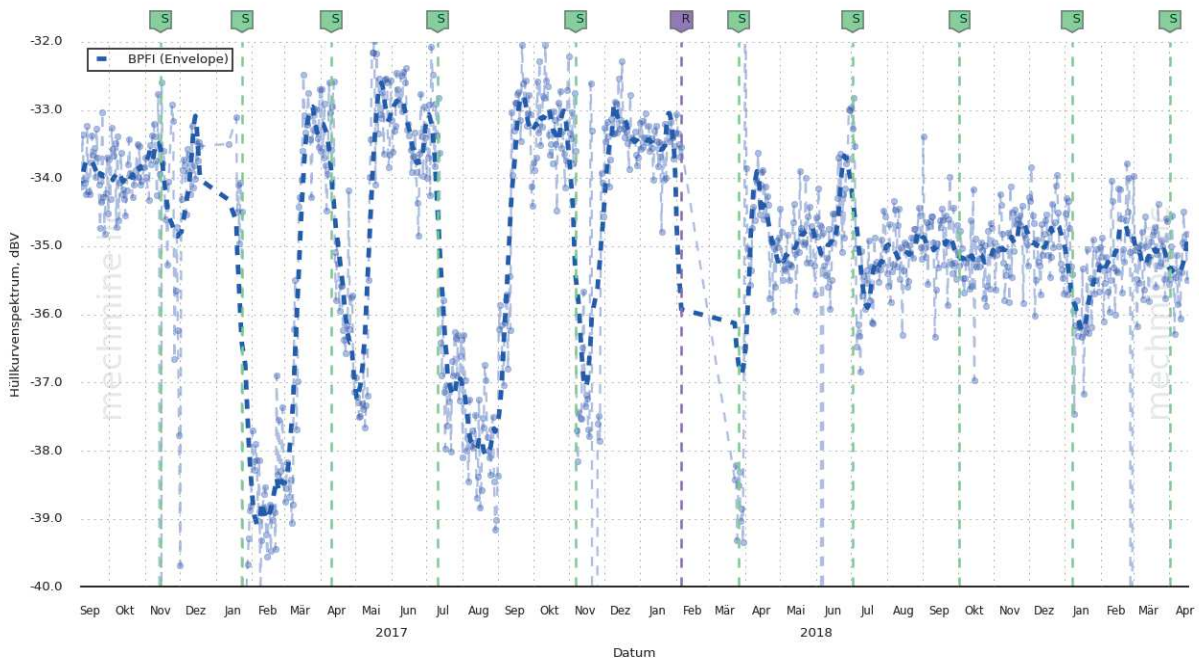
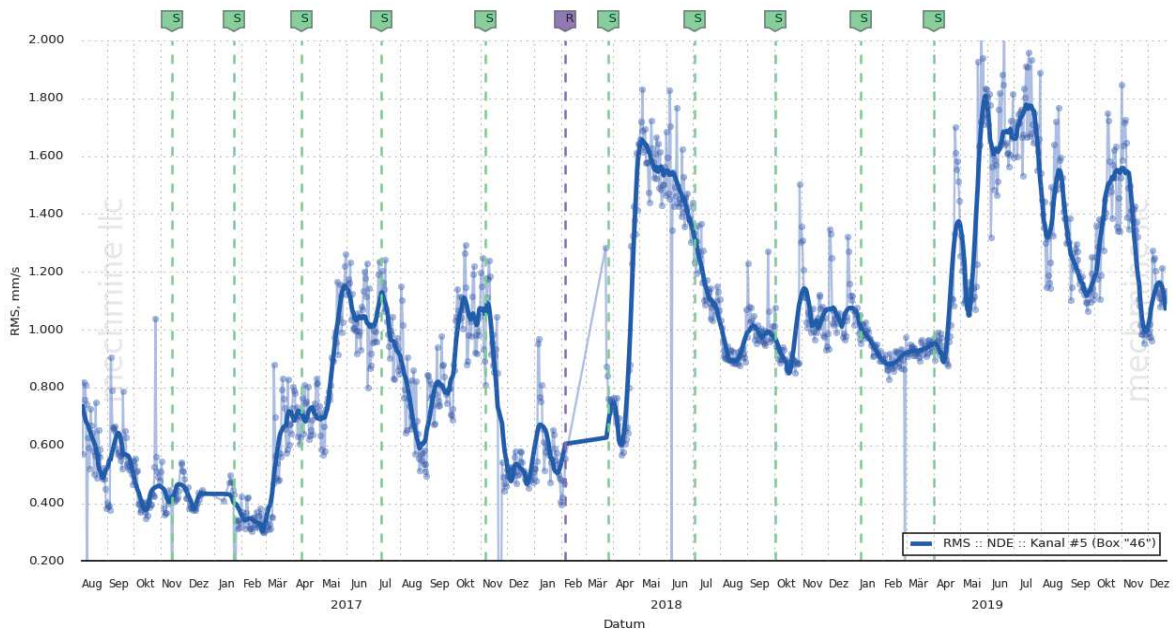
**Abbildung 3** : links: Defekt-Trendkurven für Drehfrequenz (RPM, gelb), Innenringschaden (BPFI, blau), Aussenringschaden (BPFO, grün). Die grüne Kurve zeigt einen Anstieg des BPFO Trends 5 Monate vor dem Zeitpunkt, wo der Schaden gut hörbar und zum Lageraustausch führte; rechts, der Aussenring des defekten NDE Lagers, die Vibrationsstärke ist hier generell eher moderat da der Schaden nicht über die ganze Lauffläche der Rollen verläuft.



**Abbildung 4** : Industrie-Wälzlager SKF 6319 auf unserer Prüfbank unter 1.4 t Last: links, die RMS Beschleunigung pegelt sich nach 6 Monaten unter 1 g ( $9.81 \text{ m/s}^2$ ) ein; rechts, die Schwinggeschwindigkeit steigt linear bis Ende Januar an, bis bei nur 0.6 mm/s das Kugellager blockiert, d.h. es ist defekt.

### 3. Einfluss der Fettschmierung auf Vibrationsdaten

Viele kleinere Wasserkraftwerke werden noch regelmässig von Hand gewartet, d.h. nach Herstellerangaben mit der Fettpresse geschmiert. Jeder Mechaniker hat schon beobachtet bzw. gehört, dass die Schmierung die Laufruhe einer Maschine beeinflusst. Wenn man hochaufgelöste Vibrationssignale (Rohdaten) mittels Spektralanalyse untersucht, dann kann man den Einfluss der Fettschmierung gut beobachten. Abbildung 5 stellt oben den Verlauf der RMS Schwinggeschwindigkeit und unten die BPFI Trendkurve (Lagerinnenringdefekt), basierend auf hochaufgelösten Rohdaten, dar. Die Daten stammen von einem stehenden 3.6 MW Generator mit 3 Wälzlager, zwei oben und ein Führungslager unten über einer 5-düsigen Pelton-Turbine. Alle drei Wälzlager wurden Ende Januar 2018 vorsichtshalber ersetzt, violette Linie. Die vertikalen grünen Linien markieren die Zeitpunkte der Fettschmierungen. Die Kurve (untere Grafik) zeigt, wie man erwarten würde, eine Stabilisierung des BPFI Schwingungsverhalten beim neuen Wälzlager, entgegen dem Verlauf der RMS Kurve. Eine Erklärung, warum die ISO RMS-Werte hier versagen, ist, dass sie nur den Frequenzbereich zwischen 10 Hz und 1000 Hz berücksichtigen, aber Lagerdefekte, v.a. im Frühstadium, nur im höheren Frequenzbereich erkennbar sind. Dieses Beispiel zeigt eindrücklich, dass die RMS Schwinggeschwindigkeit hier keinen Unterschied zwischen altem und neuem Wälzlager erkennen lässt.

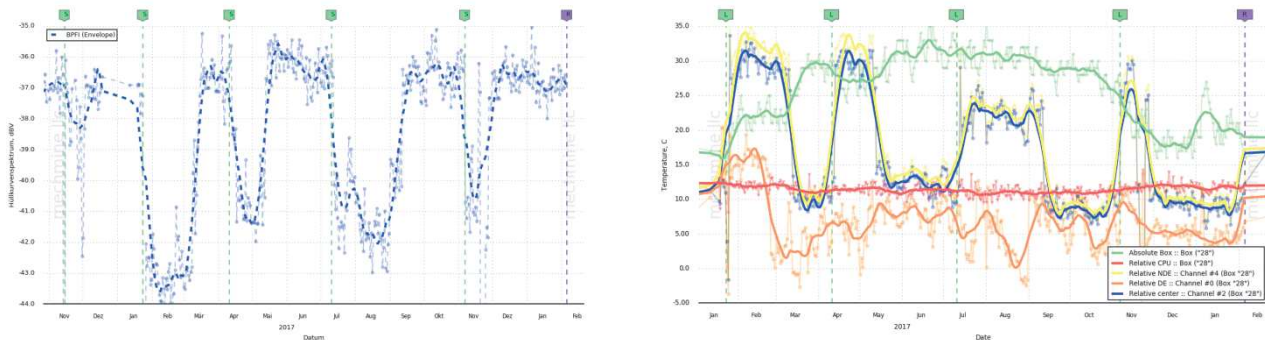


**Abbildung 5 : (oben) der Verlauf der RMS Schwinggeschwindigkeit spiegelt den Einfluss der Schmierung nur bedingt wider, und nach dem Lagertausch tritt keine Stabilisierung der RMS Messwerte ein; (unten) die Lagerinnenringdefekt-Trendkurve (BPF) berechnet sich aus dem Vibrationssignal und stabilisiert sich wie erhofft nach dem Lagertausch.**

Die Messung solcher höherfrequenter Signale, z.B. weit über 10 kHz, bedingt eine viel leistungsstärkere Messelektronik und höhere Datenraten, beides zu Lasten von Preis und Batterielebensdauer von IoT Sensoren.

Abbildung 6 zeigt zuletzt den Effekt, den die Fettschmierung auf das Vibrationssignal und die Lagertemperatur (im Vibrationssensor selbst gemessen) eines 3.6 MW Generators haben kann. Eine hier gemessene absolute Temperatur von 60° C bedeutet oftmals Temperaturen gegen oder über die 100° C im Lager selbst. Ohne Metainformationen wie die Schmierintervalle ist es fast unmöglich, auch für KI, Korrelationen herzustellen geschweige denn Kausalitäten zu finden. Die Verknüpfung von mehreren Informationsquellen, und speziell hochaufgelöster Vibrationsdaten- und Trendverläufen, erlauben Schwingungsexperten oder automatisierten Diagnosesystemen, Zusammenhänge und Ursachen festzustellen. Im Beispiel von Abbildung 6 hat der Betreiber nach dem Lagertausch das Schmierregime

angepasst. Herstellerangaben sind diesbezüglich oftmals konservativ und neigen zur Überschmierung. Weitere Kunden, welche Probleme mit Vibrationen oder kurzen Wälzagerlebensdauer hatten, haben kontinuierliche Fettdosiersysteme installiert und haben nun seit Jahren keine Probleme mehr rapportiert. Die Ursachenfindung war hier nur mit einem Überwachungssystem möglich, welches hochaufgelöste Vibrationsdaten verarbeitet.



**Abbildung 6 : stehender Generator 3.6 MW: (links) die Lagerinnenringdefekt-Trendkurve (BPFI) unterliegt grossen Schwankungen die ohne Kenntnis des Schmierintervalls grün „S“ nicht erklärbar wären; (rechts) der relative Temperaturverlauf ( $T_{\text{effektiv}} - T_{\text{MessBox}}$ ) der beiden nicht-antriebsseitigen Wälzlager (NDE gelb, Center blau) erhöht sich nach jeder Schmierung um typ. 20° C und mehr über Tage und Wochen! Alle Lager wurden zum Zeitpunkt violett „R“ ersetzt. Dieses Phänomen (hier im Bild nicht mehr ersichtlich) trat danach nicht mehr auf da das Schmierregime angepasst wurde.**

#### 4. Zusammenfassung und Fazit

Die Auswertung von RMS Messwerten erfüllt meistens nicht die Erwartungen welche an Predictive Maintenance gestellt werden. Kostengünstige smarte IoT Sensoren, welche hauptsächlich die RMS Schwinggeschwindigkeit auswerten, sind somit nur beschränkt für die frühe Fehlervorhersage, geschweige denn eine Ursachenfindung (Diagnose), geeignet. Stand der Technik ist die Anomaliedetektion [3], eine Methode die als Alternative dienen kann.

Anlagenbetreiber sollten hochauflösende Messsysteme einsetzen wenn ihnen die Anlagenverfügbarkeit wichtig ist. Gewiss, die Initialinvestition ist höher als bei den einfachen Funksensoren. Ein Vergleich zwischen 9 erhältlichen „Condition Monitoring“ Systemen mit 16 Sensoren (mehrheitlich IoT Smart-Sensor-basiert) hat ergeben, dass die Gesamtbetriebskosten (TCO) über 10 Jahre gerechnet, beim traditionellen System mit kabelbasierten-Piezosensoren am tiefsten sind. Auch beim NPV und ROI hat dieses Messsystem am besten abgeschnitten. Ein kabelbasiertes-Messsystem produziert ausserdem weniger Elektronikschrott und kann eine Lebensdauer von weit über 10 Jahren erreichen. Des Weiteren soll nicht unerwähnt bleiben, dass den Anlagenbetreibern bei vielen der attraktiven Cloud-Lösungen kein kostenloser Zugriff auf ihre eigenen Maschinendaten gewährt wird.

Zusammengefasst kann man sagen, dass neben den technischen Vorteilen auch noch wirtschaftliche Vorteile vorhanden sind, wenn man hochauflösende Messsysteme einsetzt statt sich nur auf RMS Messwerte zu verlassen.

#### Referenzen

- [1] R.B. Randall, “Vibration-based Condition Monitoring”, Wiley Press, 2010.
- [2] H.M. Hashemian, W.C. Bean, “State-of-the-Art Predictive Maintenance Techniques”, IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT, VOL. 60, NO. 10, 2011.
- [3] [https://www.aquaetgas.ch/wasser/trinkwasser-grundwasser/20201118\\_defektbasierte-anomaliedetektion/](https://www.aquaetgas.ch/wasser/trinkwasser-grundwasser/20201118_defektbasierte-anomaliedetektion/)