

Spannungsniveau im 30-kV Netz UW Judenburg/West Lösungsansätze mit Smart Grids

Gregor TALJAN¹, Manfred KRASNITZER¹, Franz STREMPFL¹, Alfred JARZ²

¹Stromnetz Steiermark GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, +43(0)316-90555-52717
gregor.taljan@stromnetzsteiermark.at, <http://www.stromnetzsteiermark.at/>

²Steweag-Steg GmbH, Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, +43(0)316-90555-55888,
alfred.jarz@e-steiermark.com, <http://www.e-steiermark.com/>

Kurzfassung: In diesem Projekt wurden verschiedene Lösungsansätze in Bezug auf Smart Grids untersucht um die Spannungsverhältnisse im 30-kV Netz UW Judenburg/West, die wegen der großen Leitungslängen und der hohen Einspeiseleistungen die zulässigen Spannungsgrenzen erreicht haben, zu beherrschen. Auf Basis der umfangreichen Untersuchungen erweisen sich die nachstehend angeführten Maßnahmen als optimaler wirtschaftlicher Strategieansatz, die in folgender Reihenfolge umzusetzen sind: (1) Verdichtung von Spannungsmessungen, (2) Leistungsfaktorumstellung bei den 9 größten Erzeugungsanlagen, (3) Sollwertabsenkung des 110/30-kV Spannungsreglers im UW Judenburg/West, (4) spannungsneutrale Einspeisung von allen neuen Anlagen, (5) Einbindung aller größeren Kraftwerksanlagen ins PSI Netzleitsystem mit Spannungsüberwachung und zentraler Blindleistungsregelung. Die Punkte (1) bis (3) wurden in dem Projekt vollständig realisiert. Alle neuen Kraftwerke wurden für einen spannungsneutralen Betrieb ausgelegt. Für die Einbindung ins Netzleitsystem wurde eine technische Lösung entworfen welche in erstem Quartal 2012 umgesetzt und getestet wird. Die automatisierte Spannungsregelung wird bis Ende des Jahres 2012 implementiert.

Keywords: Smart Grids, intelligent Grid Control and monitoring, Voltage/Var Control, Distribution Grid Planning.

1 Aufgabenstellung

Der Begriff intelligentes Stromnetz (engl. Smart Grids) umfasst **die kommunikative Vernetzung und Steuerung** von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs und -verteilungsnetzen der Elektrizitätsversorgung. Dies ermöglicht eine Optimierung und Überwachung der miteinander verbundenen Betriebsmittel und Geschäftsfelder. Ziel ist die Sicherstellung der Energieversorgung auf Basis eines effizienten und zuverlässigen Systembetriebs. Smart Grids Anwendungen können nach verschiedenen Gesichtspunkten differenziert werden, wobei die Unterscheidung zwischen einer technischen (netzbedingte Aufgaben wie Spannungsregelung,...) und eine marktorientierten Sparte (vertriebsbedingte Aufgaben wie Strompreis orientierte Last- und Erzeugungsoptimierung) zweckmäßig erscheint.

Diesem Projekt sind die komplexen Netzverhältnisse im Netzbereich Möderbrugg (30-kV Netz nördlich der Schaltstelle Pöls) zu Grunde gelegt. Die Erzeugungsanlagen im untersuchten Netzteil werden in Bezug auf ihre praktische Eignung für den Lösungsansatz „Smart Grids“ – unter besonderen Berücksichtigung ökonomischer Gesichtspunkte –

untersucht. Im Falle eines positiven Ergebnisses werden weiterführende Aktivitäten zur Umsetzung ausgearbeitet und die Umsetzung in die Wege geleitet.

Die besondere Problematik in diesem Zusammenhang liegt vor allem in der Spannungsqualität, da das Wachstum von Anzahl und Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen in diesem Netzbereich zu erheblichen Spannungsanhebungen geführt hat. Hingegen hat die registrierte Lastentwicklung der letzten Jahre im gegenständlichen Netzbereich keine nennenswerten Steigerungen gezeigt. Die Spannungsproblematik wird durch die Netztopologie, die im betroffenen Netzbereich durch lange Leitungen und eine geringe Kundendichte gekennzeichnet ist, beeinflusst. Die Auslastung der Netzanlagen ist derzeit noch von untergeordneter Bedeutung. Das Ziel dieses Projektes ist somit, mit den Spannungsstabilisierungsmaßnahmen die thermische Auslastung der Betriebsmittel bis in den Nennbereich zu ermöglichen und damit den Anschluss weiteren Anlagen ohne hohe Netzinvestitionen zu gewährleisten.

2 Hintergrund

2.1 Problematik Mittelspannungsnetz Judenburg/West (JBW)

Untersuchungsgegenstand in diesem Projekt ist das Mittelspannungsnetz Judenburg/West. Die relevante Spannungsanhebungsproblematik betrifft vor allem den Netzbereich nordwestlich von der Schaltstelle (SST) Pöls, wobei der neuralgische Punkt im Kleinumspannwerk (KUW) Möderbrugg am Zusammentreffen der drei Täler (siehe Abbildung 1): Pusterwaldgraben, Bretsteingraben und Pölstal, liegt.

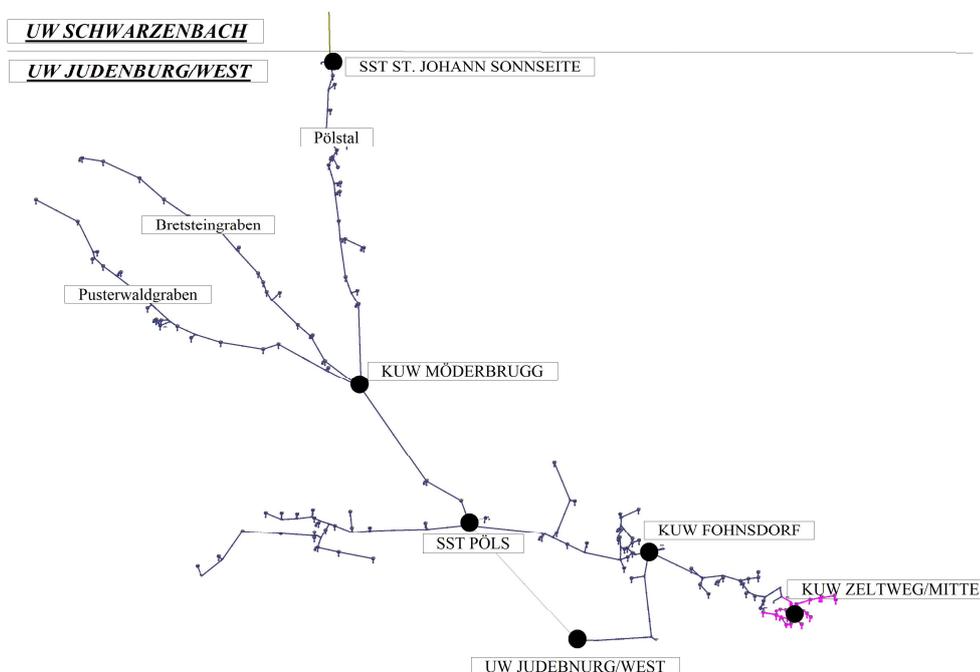


Abbildung 1: Netztopologie: UW Judenburg/West.

Das schon heute hohe Spannungsniveau ist auf die hohen Einspeiseleistungen im KUW Möderbrugg (4,9 MW) und in der SST Pöls (8,2 MW) zurückzuführen. Die

Spannungsverhältnisse sind noch zusätzlich durch lange Kabel- und Freileitungen verschärft; z.B. beträgt die Leitungslänge zwischen UW JBW und KUW Möderbrugg rund 20 km und vom KUW Möderbrugg bis Ende des Bretsteingrabens noch zusätzlich rund 16 km.

2.2 Definition des erlaubten Spannungsbandes

Das gemäß interner Anweisungen und Normungen erlaubte Spannungsband bildet die Grundlagen und Rahmenbedingungen für die Planung des Mittelspannungsnetzes. In dem Stromnetz der SNG sind dabei folgende Anweisungen/Normen relevant:

- SNG Anweisung über die Spannungsmerkmale im Mittelspannungsnetz der SNG
- ÖVE/ÖNORM EN 50160
- ÖNORM E1100

Gemäß **SNG Anweisung** wird das erlaubte Spannungsband im Mittelspannungsnetz der SNG (in Anlehnung an die ÖVE/ÖNORM EN 50160) mit **+2% bis -7% der Nennspannung** (Abbildung 2) definiert. Das bedeutet, dass sich das erlaubte Spannungsband **zwischen 31,57 kV und 34,46 kV befindet**. Wenn die Spannungswerte auf 33,5 kV bezogen werden (33,5 kV = 1 PU), beträgt das erlaubte Spannungsband 0,94 PU bis 1,03 PU. Diese Festlegung wurde auch diese Studie zu Grunde gelegt.

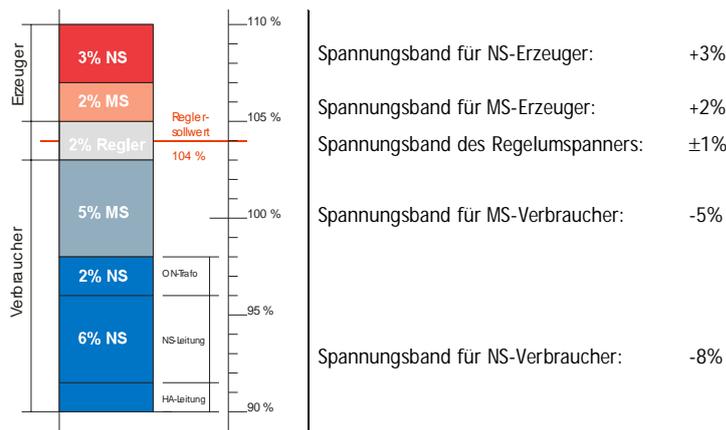


Abbildung 2: Spannungsband im Verteilernetz der SSG.

Nach **ÖVE/ÖNORM EN 50160 Norm** müssen bei langsamen Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz unter normalen Betriebsbedingungen, ohne Berücksichtigung von Störungen und Schaltzustandsänderung, 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb des Bereichs von $\pm 10\%$ U_n liegen.

Bei diesen Betrachtungen ist noch die maximale Spannung für Betriebsmittel laut **ÖNORM E1100** zu berücksichtigen, wobei die **maximale zulässige Betriebsspannung im 30 kV Netz mit 36 kV festgelegt ist**.

2.3 Ergebnisse der durchgeführten Spannungsmessungen

In der Abbildung 3 sind Messwerte der gemessenen Spannungen für den Zeitraum 2009/2010 sowie die Spannungsgrenzen laut SNG Anweisung und EN 50160 Standard

dargestellt. Deutlich erkennbar ist die Umstellung von Pöls/ZPA auf das 110 kV Netz, die eine deutliche Reduktion der Spannungswerte in der SST Pöls und im KUW Möderbrugg im Ausmaß von ca. 0,2 kV - 0,3 kV zur Folge hatte.

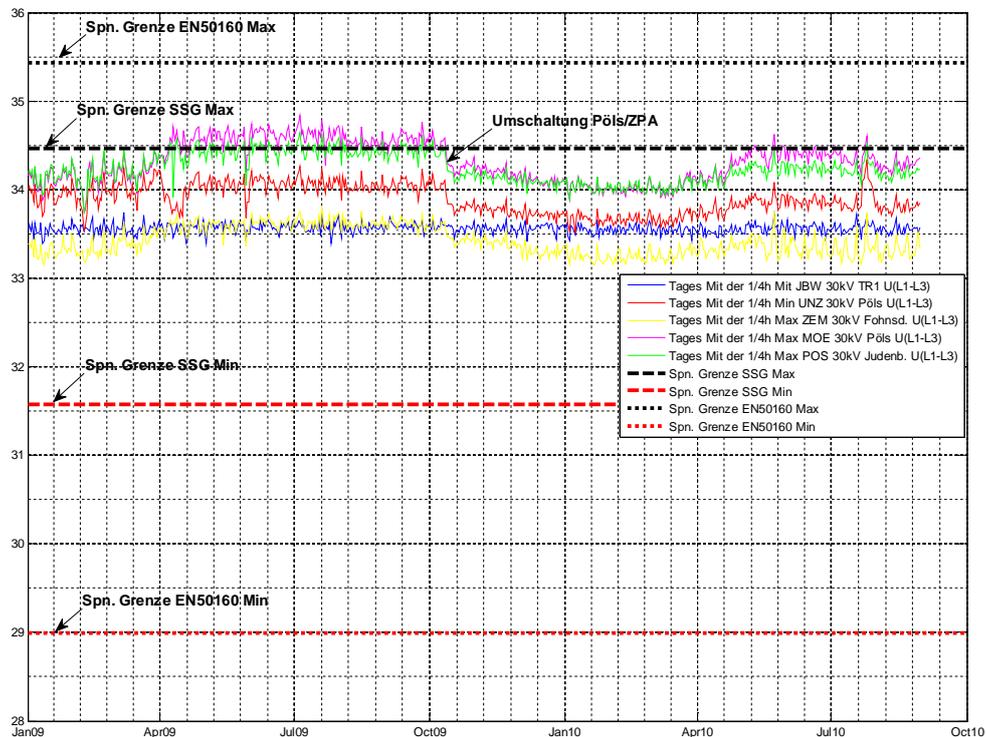


Abbildung 3: Entwicklung der 1/4h Durchschnittswerte der verketteten Spannung im UW-Judenburg/West, SST Pöls und KUW Möderbrugg im Zeitraum 2009-2010.

Die Messungen verdeutlichen das allgemein hohe Spannungspegel im untersuchten Mittelspannungsnetz, die zulässigen oberen Grenzwerte werden vor allem im Sommer ständig überschritten. Wie die nachfolgenden Variantenstudien zeigen, kann dies durch einige Smart Grids Maßnahmen verhindert werden.

3 Untersuchungsergebnisse

Um das Spannungsniveau im untersuchten Mittelspannungsnetz im zulässigen Spannungsband zu halten wurden nachstehende Lösungsvarianten eingehend untersucht und einer aufwendigen Simulation unterzogen.

Hierzu wurden auch bereits existierende nationale und internationale Smart Grids Ansätze mit Spannungsmanagement analysiert sowie eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt.

3.1 Lösungsvarianten

Zur Beherrschung der aufgezeigten Spannungsproblematik können grundsätzlich klassische Maßnahmen (z.B. Leitungsbau, Längsregler), klassisch regelungstechnische Maßnahmen (z.B. Sollwertumstellung) oder Smart Grids Maßnahmen (z.B. dynamische SollwertEinstellung) ergriffen werden.

Einige Maßnahmen erfordern keine bzw. minimale Kosten (z. B. Leistungsfaktor- und Sollwertumstellung), bei weiterführenden Maßnahmen (z.B. bei aktiven Sollwerteinstellung und zentralen Leistungsfaktorregelung) entstehen jedoch höhere Kosten, die hauptsächlich durch Entwicklungsarbeit bzw. durch Ankauf von Softwarelösungen und entsprechender Mess- und Kommunikationsanlagen (Mess- und Leittechnik) verursacht werden.

Weitere mögliche klassische Maßnahmen, wie z.B. Schaltzustandsänderung, Drosselspule, Längsregler, Leitungsausbau oder ein neues 110/30-kV Umspannwerk erweisen sich für den gegenständlichen Fall als zu kostenintensiv bzw. als technisch nicht ausreichend und scheiden daher aus weiteren Betrachtungen aus.

3.1.1 Leistungsfaktor-Umstellung der größten 9 Erzeuger hinter SST Pöls

In diesem Szenario wird die Beeinflussung der Leistungsfaktor-Änderung durchsucht, wobei der Leistungsfaktor bei den 9 größten Erzeugungsanlagen (installierte Leistung von 7,2 MW) im Netzbereich KUW Möderbrugg mit $\cos(\varphi) = 0,95$ induktiv (untererregt) angenommen wird. Bei diesem Szenario ist **mit keinen Kosten** zu rechnen, da die Anlagenbetreiber durch die Betriebsregelungen verpflichtet sind, die Kraftwerke mit einem Leistungsfaktor von 0,95 betreiben zu können.

3.1.2 Sollwert-Absenkung im UW Judenburg/West

Wie schon die Spannungsmessungen in den wichtigsten Knoten im MS Netz Judenburg/West (Abbildung 3) zeigten, wäre eine mögliche Maßnahme, den Sollwert im Traforegler des 110/30 kV Trafos in UW Judenburg/West vom derzeitigen Wert von 33,5 kV (1 PU) auf einen niedrigeren Wert umzustellen. Aus der Abbildung 3 ist ersichtlich, dass die niedrigsten Spannungsmesswerte im KUW Zeltweg/Mitte auftreten, wobei die niedrigste Spannung trotzdem noch deutlich über 32 kV liegt. Die minimale erlaubte Spannung im MS beträgt laut SSG Anweisung 31.57 kV.

3.1.3 Kombination Leistungsfaktor-Umstellung und Sollwert-Absenkung

Die besten Ergebnisse werden durch die Kombination von Leistungsfaktor- und Sollwert-Umstellung erzielt. Die erforderliche Spannungsabsenkung ist wegen der Leistungsfaktorumstellung kleiner und der Sollwert beträgt optimal 33 kV.

3.1.4 Dynamische Sollwert- und Leistungsfaktorregelung

Die dynamische Sollwerteinstellung mit zentraler Leistungsfaktorregelung ist derzeit Gegenstand umfangreicher Untersuchungen. Die Idee besteht darin, dass durch flächendeckende Messungen im MS Netz der Sollwert an der Mittelspannungssammelschiene des Trafos im Umspannwerk Judenburg/West dynamisch so eingestellt wird, dass das erlaubte Spannungsband am keinen Punkt im Netz verletzt wird. Gleichzeitig werden die Sollwerte der Leistungsfaktoren in den Kraftwerken so eingestellt, sodass die Verluste im Netz minimiert werden.

3.1.5 Angepasster Leistungsfaktor oder verteilte Drosselspulen bei zusätzlichen Erzeugungsanlagen

Um das nunmehr verbesserte Spannungsniveau im gegenständlichen Netz durch künftige Neuanlagen nicht weiter zu verschlechtern, ist es möglich, bei jeder neuen zusätzlichen

Anlage den Generator so zu dimensionieren, dass ein Betrieb mit dem gewünschten Leistungsfaktor (im induktiven Bereich) möglich ist, um damit eine Beeinflussung des Spannungsniveaus durch zusätzliche Einspeisung zu verhindern. Als Alternative zur Generatorüberdimensionierung bietet sich der Einbau einer dezentralen Drosselspule dar. Die Berechnung des erforderlichen Leistungsfaktors hat für jeden einzelnen Fall separat zu erfolgen und ist zudem abhängig vom Standort und der Größe der Erzeugungsanlage.

3.2 Untersuchungsergebnisse

Aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse wurde eine **Liste möglicher Lösungsansätze erstellt**, ein **Simulationsmodell entwickelt und kalibriert** und an die einzelnen Szenarien angepasst. Weiterhin wurden in dieser Phase die notwendigen **Daten erhoben**, die **Simulationen aufbereitet** und die **Ergebnisse visualisiert**.

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse von jeder Station ist in der Abbildung 4 dargestellt, berücksichtigt wurden die Spannungsverhältnisse für ein ganzes Jahr (2009). Dabei wurden die zwei Grenzfälle für Einspeisung bzw. Netzlast zugrunde gelegt: (1) Maximale Einspeisung bei minimaler Netzlast (MAX Szenario) und (2) Minimale Einspeisung bei maximaler Netzlast (MIN Szenario).

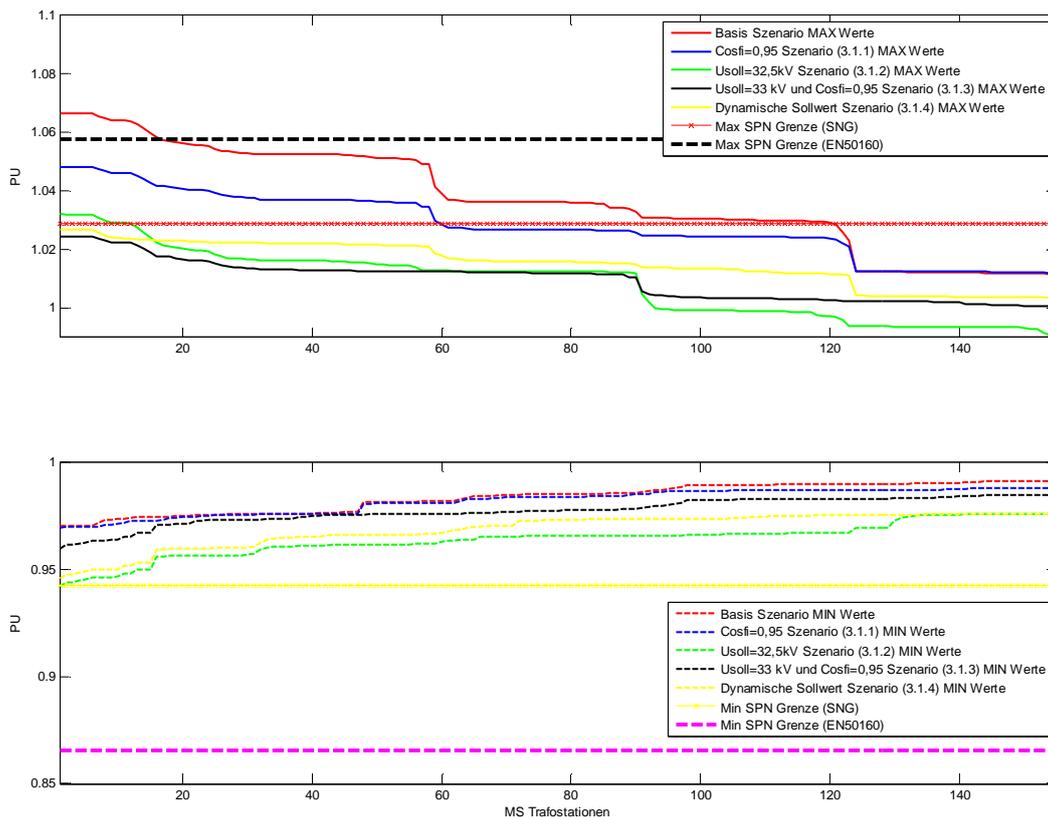


Abbildung 4: Zusammenfassung der Ergebnisse bei verschiedenen Maßnahmen im UW Judenburg/West laut Szenario 2020.

Da die Verlustberechnung bei der Netzplanung und dadurch bei der Evaluierung der Maßnahmen eine wesentliche Rolle spielt, wurde sie deswegen gleichzeitig zu der Spannungsberechnung für alle Szenarien durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 1 dargestellt. Im Vergleich mit dem Jahr 2009, wo alle Kraftwerke mit einem Leistungsfaktor

von 0,9 kapazitiv bis 1 betrieben wurden, würden sich die Verluste bei einem Einstellwert von 0,95 induktiv um 11 MWh/a reduzieren was eine Kostenreduktion (bei Verlustenergiekosten von 0,06 EUR/kWh) von 652 EUR/a darstellt. Dieser Reduktion liegt die Kompensation der erzeugten Kabelblindströme durch den induktiven Betrieb der Kraftwerke zu Grunde.

Tabelle 1: Verluste im Mittelspannungsnetz.

| SZENARIO | Jahresverluste [MWh/a] | Zus. Verluste [MWh/a] | Zus. Verlustkosten [EUR/a] |
|-----------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|
| Basis (2009) | 946 | / | / |
| Cosfi=095ind* | 935 | -11 | -652 |
| Usoll=32,5kV | 985 | 40 | 2400 |
| Usoll=33kV und Cosfi=095ind | 958 | 12 | 715 |
| Dynamische Sollwert Einst | 980 | 34 | 2041 |

* Negative Werte stellen eine Verlustreduktion dar

Anhand der oberen Ergebnisse erwies sich als wirtschaftlich sinnvoller Strategieansatz die folgende Liste von Maßnahmen, die in der aufgezeigten Reihenfolge gestaffelt umzusetzen sind:

1. Verdichtung von Spannungsmessungen.
2. Leistungsfaktorumstellung bei 9 großen Erzeugungsanlagen.
3. Sollwertabsenkung im UW Judenburg/West.
4. Spannungsneutrale Einspeisung von allen neuen Anlagen.
5. Einbindung aller größeren Kraftwerksanlagen ins PSI Netzleitsystem mit Spannungsüberwachung und zentraler Blindleistungsregelung.

In diesem Ansatz (Usoll=33 kV und Cosfi=0,95 ind) würden die Verluste zwar um 12 MWh/a ansteigen der Spannungsprofil hingegen könnte aber in den vorgeschriebenen Grenzen gehalten werden. Dies entspricht Zusatzkosten von 715 EUR im Jahr die im Vergleich zu anderen möglichen Netzausbaumaßnahmen gering sind. Die Maßnahme 5 wurde, um zusätzlich die Verluste durch eine Lastflussoptimierung zu reduzieren und um die Aufsicht über die Betriebsweise der Kraftwerke zu ermöglichen, angestrebt.

Um die Spannungssollwertabsenkung des Regeltransformators im UW Judenburg/West zu überprüfen wurden die Netzspannungen **an den Niederspannungssammelschienen in repräsentativen Trafostationen gemessen**. Die Ergebnisse zeigen dass bei ca. 20%-30% der Trafostationen der Bedarf nach Stufenumschaltung besteht um an den Niederspannungssammelschienen die Spannung bei rund 400 V zu halten.

2011 wurden die Punkte 1.-3. des Projektes vollinhaltlich realisiert und umgesetzt. Beim Punkt 5. wurde eine Lösung für die fernwirktechnische Anbindung entworfen. Die Datenübertragung erfolgt über GPRS wobei die Zentrale über dem Dataguard Router mit den Kraftwerksmodems verbunden ist. Die Lösung wird durch folgende Spezifikation beschrieben – siehe Abbildung 5:

1. Leitsystem:

- Verteiltes Leitsystem mit Prozessankopplung über Fernwirkköpfe als Front End
- Datenübertragung über Ethernet/IEC 60870-5-104

2. Übertragungstechnik

- GSM-Netz mit geschlossener Benutzergruppe (A1 Dataguard)

3. Fernwirktechnik

- Siemens RTU (Remote Terminal Unit) zur Erfassung und Ausgabe von digitalen und **analogen** Größen. Datenschnittstelle(n) zum Leitsystem über IEC 60870-5-104
- Fernwartung über Inbound Verbindung

4. Sicherheitsmaßnahmen

- Installation einer Firewall zwischen Front End und GSM Netz

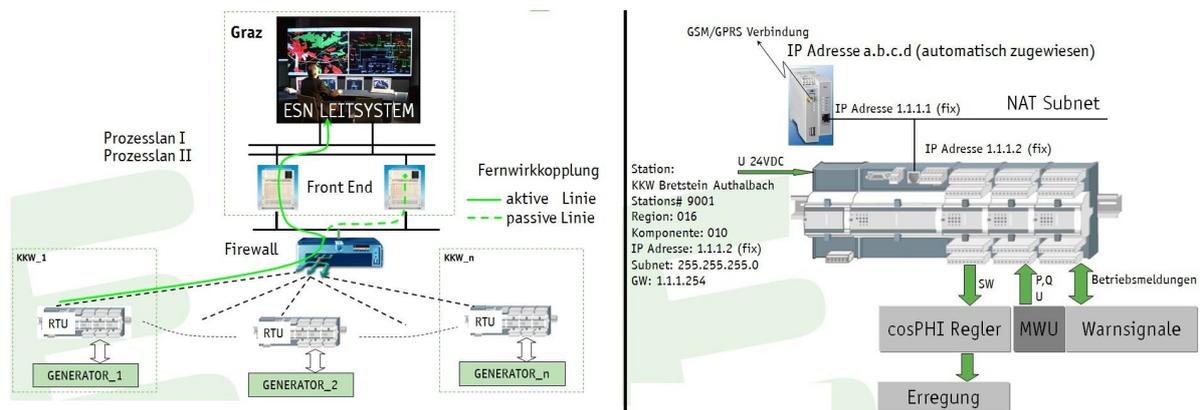


Abbildung 5: Übersicht: Fernwirktopologie (links) und Kraftwerksanschlusung (rechts).

Die standardisierte Lösung für die Schnittstelle zwischen den Kraftwerken und dem RTU ist zusätzlich in der Abbildung 6 dargestellt. Und zwar gibt es unterschiedliche Lösungen für analoge Leistungsfaktorregler, bei denen die Sollwerteinstellung über ein ferngesteuertes Motorpotentiometer erfolgt und für digitale Regler, bei denen die Sollwertübergabe direkt über ein 4-20 mA Signal realisiert wird.

In wiederholten Gesprächen konnten die Kraftwerkseigentümer zu einer Beteiligung an der Umsetzung motiviert werden. Entsprechende Vereinbarungen - dazu Zusatzverträge zu den bestehenden Netzzugangsverträgen - wurden ausgearbeitet und unterfertigt.

Parallel dazu wird mit dem Hersteller des Netzleitsystems (Fa. PSI AG) an der Entwicklung der Lastflussoptimierung für die Mittelspannungsnetze unter Berücksichtigung der Zielfunktion „Minimierung der Verluste unter Einhaltung der Spannungsgrenzen“ gearbeitet. Die Optimal-Power-Flow Funktionalität wird auf einer Zustandsschätzung (State Estimation) für Mittelspannungsnetze basieren. Das ist eine gesonderte Version des Zustandsschätzungstools, die spezifische Charakteristiken der Mittelspannungsnetze berücksichtigt – darunter auch dass nur wenige Messungen vorhanden sind und dadurch eine umfangreiche statistische Analyse des Lastverhaltens erforderlich ist.

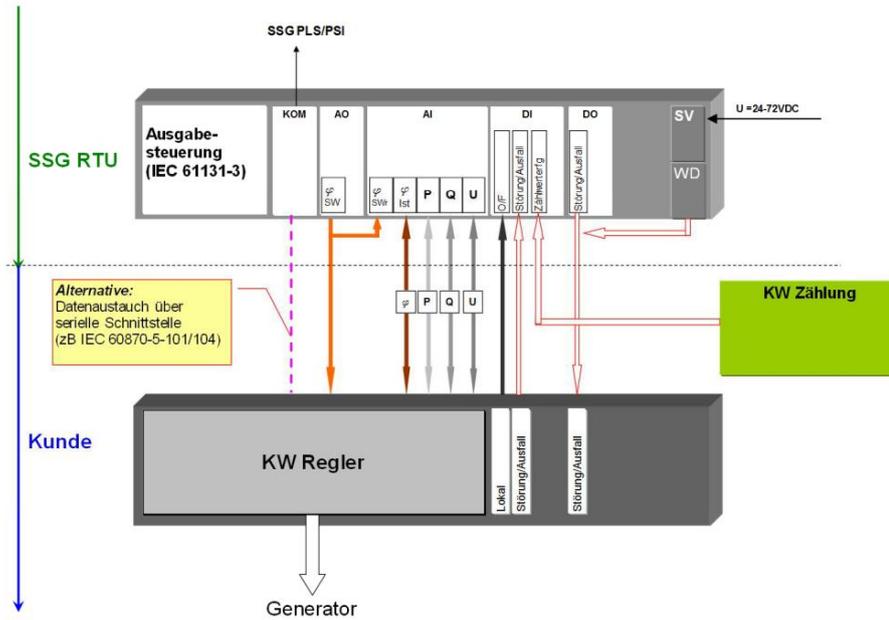


Abbildung 6: Detailansicht: standardisierte Schnittstelle zwischen RTU <-> Leistungsfaktorregler.

4 Ausblick

Bei erfolgreicher Implementierung der Spannungs- und Blindleistungsregelung in den ersten 5 Kleinkraftwerken wird dieses System in weitere dezentrale Erzeugungsanlagen eingebaut und aktiviert. Mit einem Abschluss der Projektarbeiten ist in der zweiten Jahreshälfte 2012 zu rechnen wobei es nach einem erfolgreichen Abschluss des Projektes auch vorgesehen ist Kraftwerke in anderen Netzgebieten mit hohem Spannungsprofil in die zentrale Regelung einzubinden.