

# Smart-Grid-Applikationen im Verteilungsnetz

B. Fenn<sup>1</sup>, L. Litters<sup>2</sup>, A. Doß<sup>2</sup>, D. Thoma<sup>2</sup>, N. Heß<sup>2</sup>, M. Nickel<sup>3</sup>, P. Stumpf<sup>3</sup>

<sup>1</sup> HSE AG, Frankfurter Strasse 100, 64293 Darmstadt, bernhard.fenn@hse.ag

<sup>2</sup> Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar GmbH und CO.KG, <sup>3</sup> HSE Medianet GmbH

## Kurzfassung

Zur Erreichung der Ziele der deutschen Bundesregierung hinsichtlich der Steigerung der Energieeffizienz, der Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Erhöhung der Anteile der erneuerbaren Energien am Jahresstromverbrauch, werden immer mehr verteilte, zum großen Teil volatile Erzeuger in die Mittel- und Niederspannungsverteilungsnetze einspeisen. Andererseits werden die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen die Netze zunehmend belasten. Der Energiefluss wird je nach Tageszeit und Wetterbedingungen bidirektional sein. Überlastungen und Probleme bei der Spannungsqualität werden sich in den Netzen häufen, sofern nicht mittels Smart Grid-Applikationen neue Überwachungs-, Regelungs- und Steuerverfahren auf der Basis von Kommunikationstechniken eingesetzt werden. Im Rahmen des von der Europäischen Union geförderten Projektes Web2Energy (W2E, [www.web2energy.com](http://www.web2energy.com)) mit 14 Partnern aus Deutschland, Österreich, den Niederlanden, Polen, Russland und der Schweiz wurden im Verteilungsnetz des VNB in der Rhein-Main-Neckar-Region diese Applikationen im Pilotversuch realisiert. Die dabei realisierten neuen Funktionen sind in [1]-[7] im Detail dargestellt. In diesem Beitrag wird der Schwerpunkt auf die praktische Realisierung und die Erfahrungen des Dauerbetriebes gelegt.

## Abstract

For the reaching of the aims of the Federal Government of Germany concerning the increase of the energy efficiency, the reduction of the CO<sub>2</sub> issues and the rise of the portions of the renewable energy in the annual power consumption will feed more and more volatile producers in the middle-voltage and low-voltage distribution networks. On the other hand the loading processes of electric vehicles will stress the grids. The energy flow will be bidirectional according to time of day and weather conditions. Strains and problems with the tension quality will pile up in the grids, if new Smart Grid applications with new regulation procedures are not used. Within the scope of the project Web2Energy promoted by the European Union (W2E, [www.web2energy.com](http://www.web2energy.com)) with 14 partners from Germany, Austria, the Netherlands, Poland, Russia and Switzerland these applications are realised in the distribution network of the VNB in the Rhein-Main-Neckar-Region in the pilot's attempt. The realised new functions are shown in from [1] to [7] in detail. In this contribution the main focus is laid on the practical realisation and the experiences of the long-term operation.

## 1 Smart-Grid-Applikationen und ihre Bedeutung für den zuverlässigen Netzbetrieb

Die Staaten der Europäischen Union fördern massiv den Ausbau der erneuerbaren Energien zum Schutze der Umwelt, zur nachhaltigen Sicherung der Energieversorgung, auch dann wenn fossile Primärenergieträger rar werden und schließlich zur Reduzierung der heute hohen Importabhängigkeit bei Primärenergieträgern. In den kommenden Jahren werden immer mehr Gigawatt (GW) Wind- und Solarenergie in die Stromnetze eingespeist. Dafür sind die heutigen Stromnetze nicht ausgelegt. Aber auch eine Vielzahl von Kleinerzeugern in Haushalten und das Aufladen von Millionen Elektrofahrzeugen stellen vollkommen neue Herausforderungen an die Stromnetze.

Im Netzgebiet des VNB sind 9 Ortsnetzstationen, 21 in das Netz einspeisende Erzeugeranlagen verschiedener Kategorien und 11 verteilte Batterieanlagen mit Fernüberwachungs- und Steuerungstechnik ausgerüstet. Zusätzlich sind 200 Haushaltskunden in Neubaugebieten über moderne Zähltechnik in den Versuch eingebunden, mittels dynamischer Tarife den Verbrauch zu beeinflussen.

Durch Einbindung dieser Anlagen in ein Gesamtsystem mit einer Smart-Grid-Leitstelle, ist es möglich, die Energie- und Leistungsflüsse sowie die Spannungen im Netz für die Bereiche des Pilotprojektes zu überwachen und zu steuern. Bei Überlastung einzelner Stränge aber auch zur Fehlerbeseitigung – nach Detektion durch ferngemeldete Kurzschlussstromanzeiger – können nun die Trennstellen des Netzes ferngesteuert verlagert werden. Die damit erreichte Verbesserung der Versorgungsqualität wird explizit ausgewiesen.

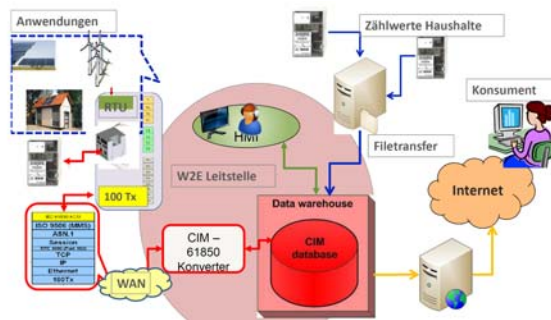


Abbildung 1: W2E Smart-Grid Leitstelle

Die Smart-Grid-Leitstelle (Abbildung 1) befindet sich in der Querverbundleitstelle (Abbildung 2) des VNB, wird aber als Pilotierung unabhängig betrieben.



Abbildung 2 Querverbundleitstelle des VNB mit integrierter Smart Grid Leitstelle

Die W2E-Leitstellenstruktur setzt sich aus

- den Ethernet- Empfangs- und Sendekanälen mit Router,
- dem Umsetzer IEC 61850 Datenmodell in CIM-Format,
- der SQL-Datenbank mit CIM-Struktur,
- dem Human Machine Interface (HMI) für Informationsdarstellung und interaktive Steuerung

zusammen.

Sie stellt über drei Eingangsmenüs die Daten der überwachten Netzabschnitte, der Erzeuger- und Batterieanlagen sowie der 200 Haushaltskunden dar. Die Kommunikationsverbindungen zu den o.g. 41 Anlagen und 200 Haushaltskunden laufen über das vorhandene Kommunikationsnetzwerk der HSE Medianet. Am Einbauort der neuen Technik werden die vorhandenen Kommunikationsverbindungen wie Funk, Kabel oder Lichtwellenleiter genutzt. Die Datenmodelle und Dienste des perspektivischen Kommunikationsstandards IEC 61850 werden dabei konsequent angewendet.

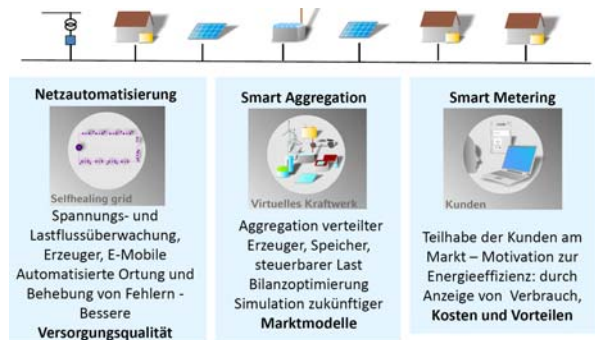


Abbildung 3: Die 3-Säulen der Benutzeroberfläche in der Projektleitstelle

## 2 Gewinnung von Pilotkunden

Die Gewinnung der Haushaltskunden zur Teilnahme am Pilotversuch war aufwendig. Zunächst wurden geeignete Neubaugebiete in Kooperation mit den jeweiligen Bürgermeistern ausgesucht. Anschließend wurde in mehreren Informationsveranstaltungen und einer Vielzahl von Hausbesuchen schrittweise die geplante Anzahl von ca. 200 Pilotkunden gewonnen und im Anschluss die smarten Haushaltszähler eingebaut. Aus datenschutzrechtlichen Gründen war es erforderlich, schriftliche Einverständniserklärungen zur Nutzung der haushaltsbezogenen Zählerdaten für die Studie zu erlangen.

Hauptzielgruppe im Projekt waren die Bewohner von Eigenheimen in den ausgesuchten Neubaugebieten. Für diese Projektteilnehmer wurde folgende Charakterisierung als Arbeitshypothese aufgestellt: Junge Familien, internetversiert, aufgeschlossen gegenüber neuer Technik, interessiert am Thema „regenerative Energie“, haben sich im Rahmen des Hausbaus mit dem Thema „Energie“ intensiv beschäftigt, Alltagsrituale noch nicht gefestigt.

Parallel zu dieser Zielgruppe wurde versucht als Vergleich auch Testkunden in angrenzenden Bestandsgebieten mit älterer Bebauung zu gewinnen. Arbeitshypothese: Im Vergleich zu den Neubaugebieten ältere Kunden, Internet nicht als voll in den Alltag integriertes, selbstverständliches Medium, feste Alltagsrituale, mit dem Thema „Energie“ weniger vertraut.

Bei der Rekrutierung zeigten sich deutliche Unterschiede zwischen den „Neubau-Kunden“ und den Kunden in den Gebieten mit älterer Bebauung. Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass in den Neubaugebieten fast 60% der angesprochenen Kunden teilgenommen haben, in den Altbaugebieten waren es nur ca. 5% der angesprochenen Kunden.

Die Testphase mit der aktiven Kundenbeteiligung lief über ein Jahr vom 1. August 2011 bis zum 31. Juli 2012. Dabei konnte festgestellt werden, dass nach einer anfänglichen Euphorie nach ca. sechs Monaten sich nur noch etwa 50% der Kunden regelmäßig aktiv am Projekt beteiligten. Von diesen ca. 100 Kunden, die während der gesamten Testphase sehr aktiv waren, wurde ein qualitatives Meinungsbild bei verschiedenen Informationsveranstaltungen und intensiven Interviews eingeholt.



**Abbildung 4: Kundenbetreuung während der Testphase von einem Jahr**

Die qualitative Auswertung der Kundenbefragung ergab, dass die Arbeitshypothesen weitgehend bestätigt wurden.

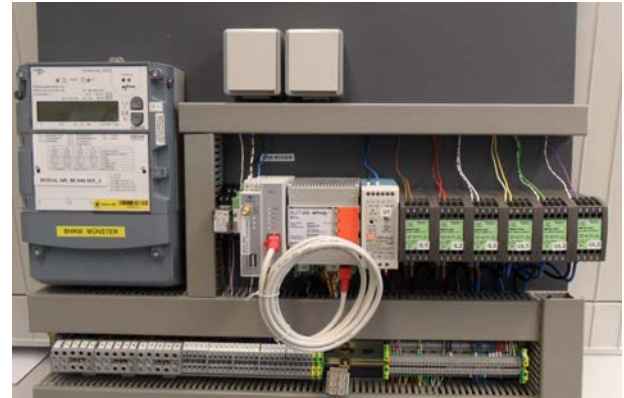
Als „gesammelte Erfahrungen“ während des Projektes berichteten die Kunden, dass die Mehrheit versucht hat sich auf die Ampelphasen einzustellen, jedoch der Eingriff in alltägliche Prozesse deutlich spürbar war. Alle befragten Kunden brauchten eine Anpassungsphase, um sich auf das System einzustellen. Die Hauptmotivation der Teilnehmer war das Kennenlernen des eigenen Verbrauchs, dem damit verbundenen Einspargedanken und der Umweltaspekt (Zitat: „Möchten unseren Teil dazu beitragen“). Außerdem gab es die Technikinteressierten, die hauptsächlich an der Methodik und dem technischen Gesamtsystem interessiert sind.

### 3 Installationen und Anlagertüchtigungen

Um Ortsnetzstationen für die zukünftigen Aufgaben vorzubereiten ist es notwendig diese zu ertüchtigen. Um die Kosten für die Ertüchtigung so gering wie möglich zu halten, haben wir in unserem Projekt Ortsnetzstationen eines Netzabschnitts ausgewählt, die auf Grund ihrer Lage, Auslastung und Alters zum Umbau angestanden haben. Im Zuge dieses Umbaus wurden auch die Smart Grid Komponenten geplant und in Betrieb genommen. Zum einen wurden die Stationen mit fernsteuerbaren Schaltanlagen und ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern ausgestattet. Zum anderen wurden für die Überwachung der Spannung Messungen eingebaut. Über Messumformer werden jeweils die drei Phasenspannungen als auch die entsprechenden Leiterströme gemessen.

All diese Informationen werden mit der im Projekt entwickelten Fernwirkanlage an das Smart Grid Control Center weitergeleitet und dort verarbeitet. Mit Hilfe der eingebauten Betriebsmittel kann nun die Spannung überwacht und im Falle eines Fehlers schnell reagiert werden, um den Fehler zu beseitigen oder zumindest einzugrenzen.

Abbildung 5 zeigt den prinzipiellen Aufbau, der in den Stationen installierten Schaltschränke.



**Abbildung 5: Anschluss von Messumformern, Fernwirkgerät, Zähler in 20 kV-Ortsnetzstationen**

Die Installationen der Messwertumformer für die Analogwerteingabe in die Fernwirkgeräte (20mA oder 10V-Signale), der Fernwirkgeräte selbst und der Zähler erfolgen in der Regel problemlos durch Monteure. Um die Unterbrechungsdauer so niedrig wie möglich zu halten wurden die Schaltschränke vormontiert.

Mit dem stetigen Zubau regenerativer Energieerzeugungsanlagen wird der Einsatz von Energiespeichern zur Netzunterstützung zunehmend an Bedeutung gewinnen, um lokale Spannungsprobleme und Engpässe auszugleichen.

Jedoch sind nicht alle Stationen für die Aufstellung von Batteriesystemen geeignet. Aus Kostengründen kommen heute Kompaktstationen zu Einsatz, die in der Regel sehr platzsparend projektiert werden. Aus diesem Grund ist es teilweise nicht möglich zusätzliches Equipment zu installieren. In Bestandsanlagen ist die Installation von Speichern leichter zu realisieren da hier der erforderliche Platz vorhanden ist. Abbildung 6 zeigt die Aufstellung einer Lithium-Ionen-Batterie in einer 20/0,4 kV-Transformatorstation.



**Abbildung 6: Aufstellung einer Batterieanlage in einer 20/0,4 kV-Ortsnetzstation**

Neben den in den Ortsnetzstationen installierten Lithium-Ionen-Batterien wurden im Projekt auch zwei Redox-Flow-Systeme (10 kW/100 kWh) in Betrieb genommen. **Abbildung 7** zeigt einen Container mit einer Redox-Flow-Batterie vor der Smart-Grid-Leitstelle in Darmstadt.

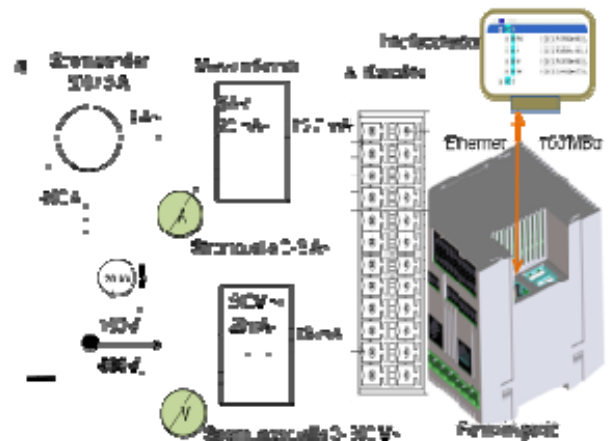


**Abbildung 7: Redox Flow Batteriespeichersystem**

Alle im Projekt eingebundenen Speicher werden in den Betrieb des virtuellen Kraftwerks implementiert und dienen dem Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Mit Hilfe eines speziell entwickelten Fernwirkgerätes werden alle Daten und Informationen an die Smart-Grid-Leitstelle übertragen. Die Übertragung erfolgt hierbei mittels des internationalen Standardprotokolls IEC 61850, welches seither lediglich bei der Neuprojektierung von Umspannanlagen in der Transportnetzebene Anwendung findet.

Ein Problem für die flächendeckende Umsetzung der Kommunikationstechnik in Verteilungsnetzen ist die fehlende Erfahrung mit den entsprechenden Kommunikationsprotokollen. Hier müssen spezifisch ausgebildete Ingenieure herangezogen werden, damit die Tests zur Umsetzung von Analog- und Binärsignalen in Kommunikationstelegramme und umgekehrt mittels spezieller

Schnittstellentester bei den Inbetriebnahmeprüfungen erfolgen können. **Abbildung 8** zeigt die Prüfungsanordnung für die Messwerterfassung in einer KWK-Anlage.



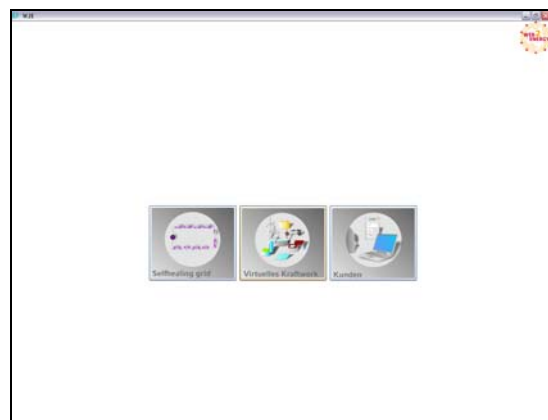
**Abbildung 8: Anschluss von Messumformern**

Eine weitere Herausforderung bei der Anwendung von IEC 61850 im Verteilungsnetz ist auch, dass jedes Fernwirkgerät speziell für seine Anlage parametrierbar sein muss. In Umspannwerken dagegen gelten für die Feldleitgeräte in der Regel einheitliche Standards für die Felder einer Spannungsebene. Die Installationen und die Inbetriebnahmeprüfungen in den 41 Projektanlagen zogen sich über 3 Monate.

## 4 Erfahrungen aus dem Dauerbetrieb der Smart-Grid-Applikationen

Das HMI bietet zur Initialisierung zunächst die 3 Symbole der Säulen von Smart Distribution. Durch Aktivierung der Buttons per Mausclick gelangt man in die entsprechenden Untermenüs:

- Übersichtsschaltbild 20 kV-Netz (zoombar),
- Übersichtsbild VKW mit Diagrammen,
- Übersichtsbild Kunden.



**Abbildung 9: Startbildschirm der HMI**

Von hier aus (**Abbildung 9**) lassen sich dann Teilbilder mit detaillierten Informationen aufrufen.

## 4.1 Self healing grid

Die Netzautomatisierung dient zum einen zur Erfassung des aktuellen Netzzustandes zum anderen aber auch für die Minimierung der Unterbrechungsdauer und somit der Nichtverfügbarkeit im Falle eines Fehlers.

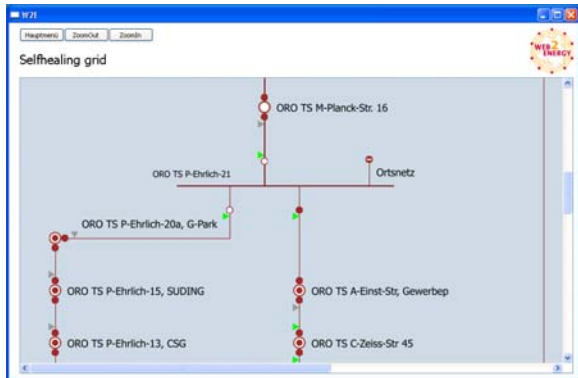


Abbildung 10: Selfhealing Grid

In dem im Projekt involvierten Bereich des 20/0,4kV-Verteilungsnetzes traten seit Inbetriebnahme der Anlagen keine Überlastungen, Spannungsabweichungen oder Störungen auf. Es wurde aber der Regeleffekt von Trennstellenverlagerungen, der steuerbaren Erzeugeranlagen und Batterien für den sicheren Netzbetrieb quantifiziert.

Mit Hilfe einer Fehlersimulation wurde ergründet wie sich die Automatisierung dieses Teilnetzes auf die Unterbrechungsdauer auswirkt. Ausgehend von einem Kurzschluss im genannten Netzabschnitt wurden in der Vergangenheit die Stationen des betroffenen Ortsnetzbereichs angefahren, um den Störungsort über die Kurzschlussstromanzeiger zu lokalisieren und die Störung manuell frei zu schalten. Die maximale Unterbrechungsdauer lag in diesem Fall bei 38 Minuten. Mit Hilfe der Automatisierung kann der Fehler bereits in der Leitstelle stark eingegrenzt werden. Durch fernsteuerbare Umschaltmaßnahmen ist es möglich innerhalb kürzester Zeit einen großen Teil der Kunden wiederzuersorgen. Der Monteur kann nun durch gezielte Anweisung durch die Leitstelle die Fehlerstelle schnell isolieren und den Rest der Kunden wieder zuschalten. Hierbei betrug die maximale Unterbrechungsdauer lediglich 18 Minuten. Es ist demnach deutlich zu erkennen, dass sich die Unterbrechungsdauer sowie die Nichtverfügbarkeit deutlich reduzieren lassen.

## 4.2 Virtuelles Kraftwerk

Die Aufgaben des virtuellen Kraftwerks (VK) sind vielseitig. Für die Kundenintegration werden im VK die Ampelphasen auf Basis der vorliegenden Wetter- und Marktdaten generiert. Zu Anfang der Testphase wurde festgestellt, dass sich die Phasen pro Tag viel zu häufig änderten. So war es teilweise nicht möglich z. B. den Waschgang in nur einer Grünphase zu tätigen. Auf Basis dieser Erkenntnis wurden die Berechnungsalgorithmen derart angepasst, dass nunmehr nur noch ma-

ximal fünf Phasenänderungen pro Tag möglich sind und die Dauer einer Phase mindestens zwei Stunden beträgt.

Im Rahmen des virtuellen Kraftwerks werden alle Erzeuger- und Batterieanlagen überwacht. Die koordinierte Steuerung eines Heizkraftwerks, der Batterieanlagen und steuerbarer Lasten wird derzeit erprobt, um Spitzenlasten abzusenken und Fahrplanabweichungen im Versorgungsgebiet zu minimieren. Durch solche Aggregationen von Anlagen werden künftig unter novellierten Marktbedingungen hohe Energieeffizienz, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieerzeugung zu erreichen sein.

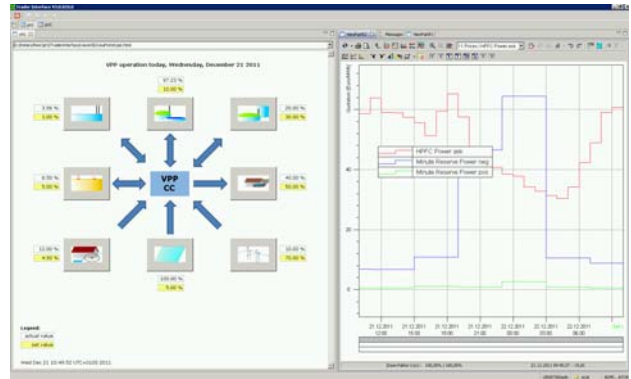


Abbildung 11: Virtuelles Kraftwerk

Praktische Erfahrungen für den Betrieb und im Bezug auf die beschriebenen Geschäftsmodelle können in diesem Paper noch nicht dargestellt werden, da der Stack (IEC 61850 – CIM) für den Betrieb des virtuellen Kraftwerks zum Zeitpunkt der Paperabgabe noch nicht abschließend installiert wurde. Die ersten Detailergebnisse werden auf dem VDE-Kongress in Stuttgart im November 2012 vorgestellt.

## 4.3 Kunden

Die „Dynamische Tarifstudie“ für Haushaltskunden wurde für ein Jahr von August 2011 bis Juli 2012 angesetzt. Es zeigt sich, dass die Stromkunden generell bereit sind, Verbrauch von Spitzenzeiten in lastschwächere Zeiten zu verlagern, dass dabei aber große Unterschiede im Verhalten beobachtet wurden. Im Mittel können immerhin 15 % Spitzenlastverlagerung erreicht werden.

Die Einbindung von 200 Kunden erfolgte im Rahmen eines Bonussystems. Aus dem virtuellen Kraftwerk wurden anhand der Wetterprognose, der prognostizierten Lastverläufe und der am Strommarkt erwarteten Preisentwicklung rote und grüne Ampelphasen generiert. Diese wurden den Kunden jeweils um 18:00 Uhr für den Folgetag per SMS und/oder E-Mail mitgeteilt. Als Basis für die Ermittlung der Bonuspunkte wurde die Referenzkurve zu Grunde gelegt. Für die Verschiebung von roten in grüne Zeiten generierten die Kunden Bonuspunkte.

Im Webportal mit persönlichem Login können die Kunden jederzeit ihren Energieverbrauch und ihre Platzierung nachvollziehen.

Für die Aggregation der Lastverläufe kann der Verteilnetzbetreiber ebenfalls auf diese Daten zugreifen. Mit Hilfe der historischen Daten in Verbindung mit der aktuellen Wettersituation kann der erwartete Lastfluss simuliert werden.

Diese Applikation ermöglicht es zusätzlich Eventtarife zu generieren. Da es aufgrund von unvorhergesehenen Wetteränderungen vorkommen kann, dass die roten und grünen Zeitabschnitte verändert werden müssen, um Netzengpässe oder Netzüberlastungen zu vermeiden. In diesem Fall besteht die Möglichkeit, den Kunden die kurzfristig veränderten roten und grünen Ampelphasen mitzuteilen. Der Eventtarif wurde im HMI berücksichtigt, bisher aber noch nicht getestet.

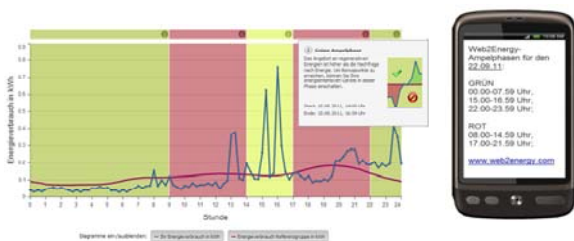


Abbildung 12: Webportal für Kunden

## 5 Literatur

- [1] B.M. Buchholz, A. Doß, B. Fenn; Die drei Säulen von Smart Distribution im Praxistest. ETG- Kongress, Fachtagung „Herausforderungen für die Mittel- und Niederspannungsnetze: Neue Aufgaben – alte Netze“. Würzburg, 8.-9. November 2011
- [2] M. Ahner, B.M. Buchholz, U. Ruhland: Anreizregulierung für die Kundenteilnahme am Strommarkt. ETG- Kongress 2011, Fachtagung „Aktive Kundenbeteiligung an künftigen Strommärkten“. Würzburg, 8.-9. November 2011
- [3] C. Brunner, B.M. Buchholz, H. Hampel, A. Naumann, Informations- und Kommunikationstechnologien zur Betriebsführung smarter Verteilnetze auf Basis der Deutschen Normungsroadmap. VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 5. -6. November 2012
- [4] B.M. Buchholz, V. Bühner, U. Berninger, B. Fenn, Z.A. Stycyzinski, Intelligentes Lastmanagement – Erfahrungen aus der Praxis, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 5. -6. November 2012
- [5] B.M. Buchholz, A. Doß, R. Voelzke, The technology toolbox to meet the Smart Grid challenges, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 5. -6. November 2012
- [6] V. Bühner, B.M. Buchholz, M. Zeller, Neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle für Smart Distribution und Smart Markets, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 5. -6. November 2012

- [7] V. Bühner, B.M. Buchholz, B. Fenn. The economy of Smart Grids requires Smart Markets. VDE- Kongress 2012. Stuttgart, 5. -6. November 2012