



## **INTEGRAL 7**



**Interaktives Grafisches Netzplanungssystem**



**Kurzbeschreibung**

## **Kontakt**

FGH GmbH  
Hallenweg 40  
D-68219 Mannheim

Telefon: +49 (0)621 8047-100  
Telefax: +49 (0)621 8047-112  
E-Mail: [fghgmbh@fgh-ma.de](mailto:fghgmbh@fgh-ma.de)  
Internet: [www.fgh-ma.de](http://www.fgh-ma.de)

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts  
Geschäftsführer  
Softwareentwicklung, Studien und Gutachten  
[hendrik.vennegeerts@fgh-ma.de](mailto:hendrik.vennegeerts@fgh-ma.de)  
Telefon: +49 (0)241 997857-11

Dr.-Ing. Dirk Cremer  
Produktmanager INTEGRAL  
[dirk.cremer@fgh-ma.de](mailto:dirk.cremer@fgh-ma.de)  
Telefon: +49 (0)241 997857-13



### INTEGRAL 7

INTEGRAL ist ein leistungsfähiges Werkzeug zur Planung elektrischer Energieversorgungsnetze, mit dem praktisch alle Fragen im Umfeld der Netzplanung beantwortet werden können.

Eingesetzt wird INTEGRAL von Betreibern öffentlicher und industrieller Netze, Ingenieurbüros sowie Hochschulen. Derzeit werden alle deutschen Übertragungsnetze und ca. 50 % der deutschen 110-kV-Netze mit Unterstützung von INTEGRAL geplant.

Netzberechnungsverfahren sind komplexe Werkzeuge, deren vielfältige Funktionen dem Anwender möglichst einfach zugänglich gemacht werden müssen. INTEGRAL setzt hier neue Maßstäbe. Wesentliche Merkmale der Bedienoberfläche und des Datenmodells werden im Folgenden vorgestellt.

### Masken

Unabhängig von der manuell erstellten Netzgrafik wird bei der Bearbeitung einzelner Objekte in Masken deren Umgebung grafisch dargestellt (Bild 1). Auch in diesen automatisch erstellten Grafiken sind die gleichen umfangreichen kontextsensitiven Menüs verfügbar.

Zusätzlich erlauben die Masken die gleichzeitige Bearbeitung mehrerer gleichartiger Objekte. Beispielsweise Stufenstellungen paralleler Transformatoren können so in einem Arbeitsschritt geändert werden.

### Geografische Netzdarstellung

INTEGRAL verfügt – neben der klassischen Netzschemagrafik – über eine zusätzliche geografische Darstellung, die einen schnellen Überblick verschafft und die effiziente Eingabe von Trassen, Gestängen und Nullsystemkopplungen erlaubt. Per „Drag & Drop“ können Leitungen auf Trassen „gezogen“ werden (Bild 2). Die Anordnung der Leitungen innerhalb der Trassen erfolgt automatisch. Der Aufwand zur Erstellung der geografischen Darstellung ist gering. Eine automatische Erstellung allein aus Standortkoordinaten ist möglich.

### Abgleich von Netz- und Grafikdaten

Häufigste Ursache von Berechnungsfehlern sind Eingabefehler. Fehler bei der Eingabe der Netztopologie können schnell in grafischen Darstellungen erkannt werden. Dies setzt jedoch voraus, dass grafische Darstellungen auch wirklich die aktuelle Netztopologie zeigen. In INTEGRAL sind grafische Informationen direkt mit Netzdaten verknüpft. Wird in einer grafischen Darstellung ein Objekt geändert oder gelöscht, führen sich alle anderen Grafiken umgehend automatisch nach.

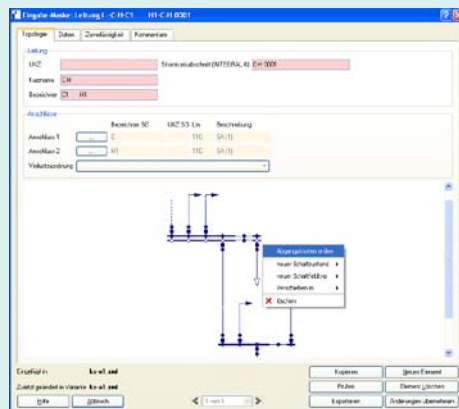


Bild 1 Leitungsmaske

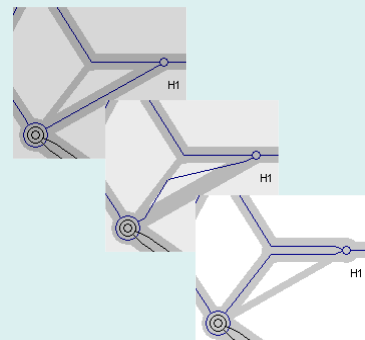


Bild 2 Änderung Trassenzuordnung



Um die Orientierung in großen Grafiken zu erleichtern, ist ein Übersichtsfenster in allen grafischen Darstellungen verfügbar, das den aktuell sichtbaren Bereich der gesamten Zeichenfläche zeigt (Bild 3). Neben den grafischen Funktionen bietet INTEGRAL tabellarische Darstellungen von Netzobjekten. Die tabellarischen Darstellungen sind individuell konfigurierbar. Filterfunktionen erleichtern das Auffinden von Objekten. Durch „ziehen“ von Tabellenzeilen auf Grafiken können Objekte in Grafiken gesucht und markiert werden.

### **Übersicht und Suchfunktionen**

Viele der neuen Funktionen von INTEGRAL wurden erst durch das erheblich erweiterte Datenmodell möglich. So sind Informationen über den Schaltanlagenbau nun Teil des Datenmodells, was Grundvoraussetzung für eine automatische Generierung von Grafiken ist. Das ebenfalls neue Trassenmodell erleichtert die Eingabe von Nullsystemkopplungen sowie Geometriedaten und erlaubt eine automatische Erzeugung von Common-Mode-Fehlern für Zuverlässigkeitsberechnungen.

### **Datenmodell**

Die regelmäßige Durchführung gleicher Arbeitsschritte kostet Zeit. In INTEGRAL ist daher eine Makro-Programmiersprache eingebunden, mit deren Hilfe Arbeitsabläufe automatisiert werden können. Die Makroprogrammiersprache mit mehr als 3.000 Befehlen erlaubt den vollständigen Zugriff auf Datenmodell und Berechnungsverfahren.

### **Makroprogrammierung**

Die erste Version von INTEGRAL entstand vor über 30 Jahren aus einer gemeinschaftlichen Entwicklung mehrerer Netzbetreiber. Dieser Geist der gemeinschaftlichen Entwicklung leistungsfähiger Netzberechnungsverfahren blieb bis heute erhalten. Praktisch alle INTEGRAL-Anwender haben mit der FGH e.V. bzw. der heutigen FGH GmbH\* einen Kooperationsvertrag abgeschlossen, der ihnen Mitbestimmung bei der Weiterentwicklung einräumt und sie zum Bezug von Programmaktualisierungen berechtigt.

### **Weiterentwicklung**

\* Die FGH GmbH wurde am 20.10.2011 gegründet und ist eine 100 %-ige Tochter der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

In INTEGRAL sind Berechnungsverfahren integriert, die teilweise seit über 30 Jahren konsequent weiterentwickelt werden. Durch enge Kooperation mit Hochschulen werden regelmäßig neue Algorithmen eingebunden, die dem aktuellen Stand der Forschung entsprechen. Zur Zeit verfügbar sind folgende Verfahren:

### Berechnungsverfahren

- Lastflussberechnung mit Ausfallsimulation und Ganglinienrechnung
- Kurzschlussstromberechnung
- Netzwerkreduktion
- State Estimation
- Leitungsdatenberechnung
- Probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung
- Simulation der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen
- Spannungs-Blindleistungsoptimierung
- Schutzanregeanalyse
- Anlagen- und Strukturoptimierung von Hochspannungsnetzen
- Netzimpedanzanalyse, Oberschwingungs- und Rundsteueranalyse
- Unterstützung des DACF-Prozesses
- TTC-Berechnung
- Kostenbewertung

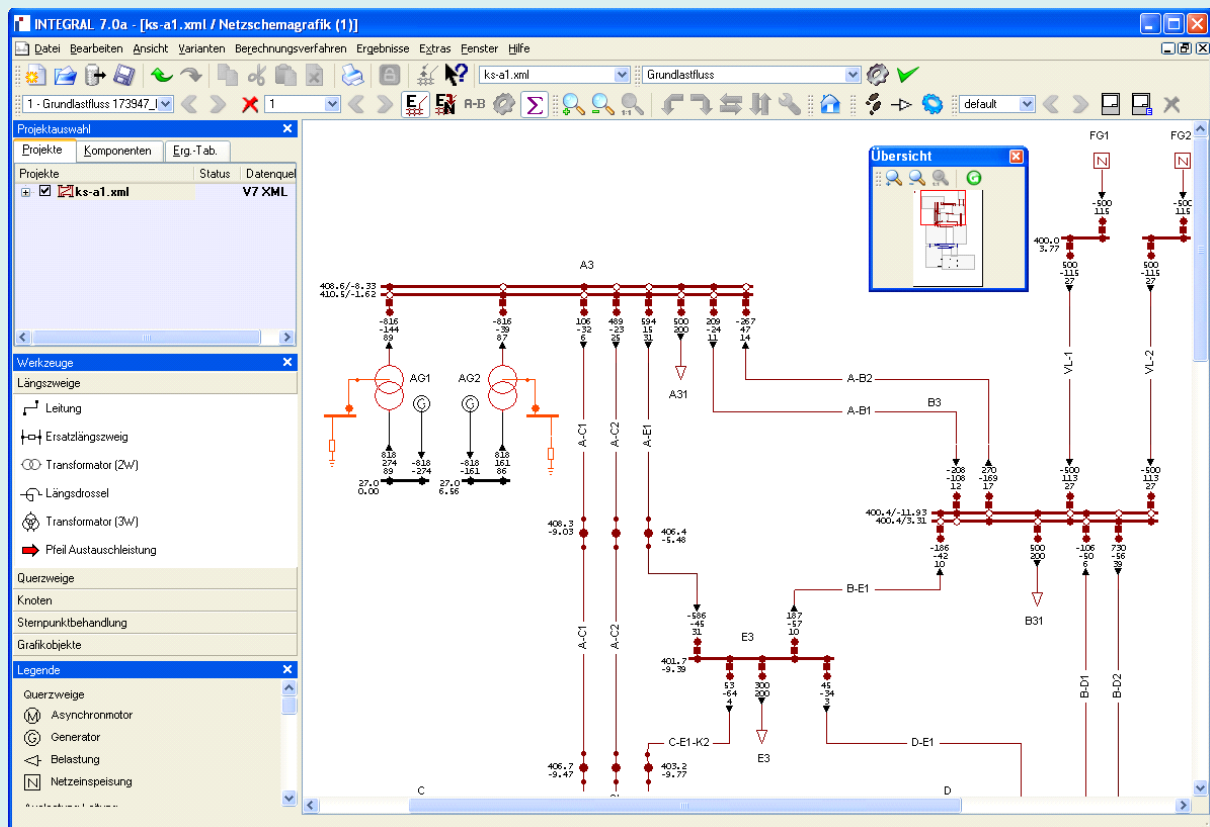


Bild 3 Benutzeroberfläche INTEGRAL 7

## Modul Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung ist eines der wichtigsten und etabliertesten Netzberechnungsverfahren. Ziel der Lastflussberechnung ist es, Flüsse auf Zweigen und Spannungen an Knoten zu berechnen, die sich bei vorgegebener Leistungseinspeisung und vorgegebener Leistungsentnahme einstellen. Aufgrund der vielen Anwendungsgebiete der Lastflussberechnung verfügen heute praktisch alle Planungswerkzeuge über dieses Berechnungsverfahren. Im Detail unterscheiden sich die Algorithmen und deren Einbindung in die Benutzeroberfläche jedoch erheblich. Unterschiede ergeben sich insbesondere in folgenden Bereichen:

### Konvergenzverhalten

Die zuverlässige Konvergenz des Lastflusses bei lösaren Lastflussproblemen ist wichtige Grundvoraussetzung für eine effiziente Netzplanung. In INTEGRAL sind daher diverse Maßnahmen implementiert, die ein sehr gutes Konvergenzverhalten sicherstellen. So werden u.a. gekuppelte Sammelschienen, die in vielen Verfahren über sehr niedrige Impedanzen miteinander verbunden werden, innerhalb der eigentlichen Berechnung verschmolzen. Der Fluss über die Kupplung wird erst in einem nachgeschalteten Schritt bestimmt.

### Verhalten im Falle der Nichtkonvergenz

Nichtkonvergenz tritt bei allen nicht lösaren Lastflussproblemen zwangsläufig auf. Häufig ist dies die Folge von Fehleingaben, die sich ohne weitere Unterstützung des Planungswerkzeugs nur schwer auffinden lassen. INTEGRAL bestimmt in diesen Fällen daher eine nicht-physikalische Näherungslösung, die eine schnelle Eingrenzung von Eingabefehlern erlaubt. Die verfahrensbedingt immer Ergebnisse bringende Wirklastflussberechnung bietet eine zusätzliche Möglichkeit, eine Übersicht über die Wirklastflüsse im Netz zu erhalten.

### Nachbildung von Regelungen

In INTEGRAL können Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren die Spannung an allen Netzknoten regeln, die von diesen beeinflussbar sind. Die Regelung des Wirkleistungsflusses über Transformatoren ist bei schräg- und quergeregelten Transformatoren ebenfalls möglich. Berechnete Stufenstellungen können direkt in den Datensatz übernommen werden.

Bei jeder Einspeisung kann in INTEGRAL vorgegeben werden, welcher Anteil des Leistungsbilanzunterschiedes von ihr ausgeglichen wird (Primärregelung). Zusätzlich kann vorgegeben werden, welche Leistung einzelne Netzgruppen importieren oder exportieren (Sekundärregelung). Bei beiden Regelungsarten werden vorgegebene Wirk- und Blindleistungsgrenzen bei Einspeisungen eingehalten.

### Nachbildung unterschiedlicher Lastcharakteristika

In klassischen Verfahren zur Lastflussberechnung wird bei Verbrauchern eine konstante Leistungsentnahme unabhängig von der Spannung am Anschlusspunkt unterstellt. Diese Nachbildung ist auch in vielen Fällen richtig. Es gibt jedoch diverse Verbraucher, deren Leistungsentnahme mit sinkender Spannung abnimmt. In INTEGRAL kann daher die Abhängigkeit der Leistungsentnahme von der Spannung bei allen Verbrauchern individuell vorgegeben werden.

### Nachbildung von Leitungen

In Übertragungsnetzen mit großen Leitungslängen ist die Verwendung eines einfachen  $\pi$ -Gliedes als Leitungsmodell unzureichend. Daher verwendet INTEGRAL bei längeren Leitungen automatisch ein genaueres Modell auf Basis der Leitungsgleichungen.

### Auswertefunktionen

Wurde die Lastflussberechnung erfolgreich durchgeführt, müssen die Ergebnisse bewertet werden. Hierfür stellt INTEGRAL neben der Darstellung in der Netzgrafik umfangreiche Tabellen zur Verfügung, die individuell konfigurierbar sind und über Filterfunktionen eine gezielte Eingrenzung relevanter Netzelemente erlauben. Per „Drag and Drop“ können Tabellenzeilen auf Grafiken gezogen werden, um einzelne Elemente zu lokalisieren.

## **Module Ausfallsimulation, Ganglinienrechnung**

### **Vorgabe von Ausfällen**

Im Rahmen von Ausfallsimulationen kann überprüft werden, welcher Lastfluss sich beim Ausfall einzelner Netzelemente einstellt. Ausfälle, die im Rahmen der Ausfallsimulation analysiert werden, können in INTEGRAL manuell vorgegeben oder automatisch ermittelt werden. Für eine automatische Ermittlung von Ausfällen wird zunächst eine Grundlastflussberechnung durchgeführt. Zweige, deren Auslastung im Grundlastfall oberhalb einer vorgegebenen Auslastungsgrenze liegen und bestimmten Netzgruppen zugeordnet sind, fallen im Rahmen der Ausfallsimulation automatisch aus.

### **Schnelle Ausfallsimulation**

Bei vielen Planungsschritten ist es nicht erforderlich, sämtliche Spannungen, Ströme und Flüsse bei jedem simulierten Ausfall auszuwerten. Vielmehr interessiert lediglich, ob Grenzwertverletzungen für Spannungen und Ströme aufgetreten sind sowie deren Ort und der verursachender Ausfall. Die in INTEGRAL implementierte schnelle Ausfallsimulation nutzt den damit erzielbaren erheblichen Rechenzeitvorteil und erleichtert damit den Umgang mit sehr großen Netzen.

### **Modifikationen und Sonderschaltzustände**

Im Rahmen einer Ausfallsituation treten oftmals Grenzwertverletzungen auf, die im Betrieb mit bekannten Schalthandlungen, Änderungen von Transformatorstufenstellungen, Zuschalten von Kompensationseinrichtungen, veränderten Sollwerten für spannungsgeregelte Kraftwerke etc. routinemäßig beherrscht werden. INTEGRAL erlaubt es, diese Maßnahmen der Netzbetriebsführung als Regeln zu hinterlegen und damit zu einer praxisgerechten Beurteilung des Netzzustandes in der Ausfallsituation beizutragen.

### **Ergebnisauswertung**

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung jedes einzelnen Ausfalls können in gleicher Form wie die Ergebnisse einer normalen Lastflussberechnung dargestellt und ausgewertet werden. Alternativ kann auch auf eine Differenzdarstellung zwischen den Ergebnissen der Ausfallsituationen und dem Grundlastfall umgeschaltet werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Ergebnisse aller Ausfallsituationen in einem Schritt zu analysieren. So wird in einer Tabelle für alle Zweige direkt ausgewiesen, welche maximale Auslastung bei welcher Ausfallsituation auftrat.

### **Ganglinienrechnung**

Allen Einspeisungen und Verbrauchern können Jahresganglinien zugewiesen werden, die sich aus charakteristischen Tagesganglinien zusammensetzen. Das Zeitraster für die Berechnung ist flexibel. Die Auswertefunktionen entsprechen denen der Ausfallsimulation, d.h. auch bei der Ganglinienrechnung können alle Ergebnisse in einem Schritt analysiert werden.

## Modul Kurzschlussstromberechnung

Insgesamt sind in INTEGRAL drei verschiedene Gruppen von Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung eingebunden, von denen zwei auf den Vorgaben der IEC 60909 bzw. VDE 0102 basieren. Sämtliche Korrekturverfahren der Normen sind implementiert. Eine detaillierte Nachbildung von Elementen, die an Sternpunkte angeschlossen sind, ist möglich. So werden beispielsweise Sternpunktschienen, auf die Sternpunkte mehrere Generatoren geschaltet sind, realitätskonform in den Rechnungen berücksichtigt.

### Berechnung von Kurzschlüssen an allen Knoten (Takahashi-Verfahren)

Verfahren der ersten Gruppe berechnen in einem Schritt Kurzschlüsse an allen Fehlerorten des Netzes. Diese so genannten Takahashi-Verfahren eignen sich sehr gut, um schnell einen Überblick über die Kurzschlussströme im gesamten Netz zu erhalten (Bild 4).

In INTEGRAL sind vier verschiedene Takahashi-Verfahren implementiert, die eine Berechnung der vier in der VDE-Norm beschriebenen Fehlerarten zulassen:

- 3-polige Fehler (K3)
- 2-polige Fehler (K2)
- 1-polige Fehler (K1)
- 2-polige Fehler mit Erdberührung (K2E)

Die Ergebnisse dieser Verfahren können in Netzgrafiken und tabellarisch dargestellt werden. Außerdem bietet, wie auch bei Ergebnissen anderer Berechnungsmodule, die Einfärbung von geografischen Netzdarstellungen auf Basis der Berechnungsergebnisse (Bild 4 für Knoten-Kurzschlussleistungen), einen schnellen Überblick.

### Berechnung einzelner Kurzschlussituationen

Im Takahashi-Verfahren werden lediglich die Werte am Fehlerort sowie die Flüsse auf den speisenden Leitungen berechnet. Um einen Fehlerfall genauer zu analysieren, können auch einzelne Kurzschlussituationen berechnet werden. In diesem Fall werden Spannungen und Ströme im gesamten Netz ermittelt.

### Universelle Fehlerberechnung und Lastflussüberlagerung

Neben der Berechnung der vier genannten Fehlerarten erlaubt INTEGRAL die Analyse wesentlich komplexerer Fehlerfälle. Beliebige Kombinationen von Leitungsunterbrechungen, Kurzschlüssen und Zwischensystemfehlern können unter Berücksichtigung möglicher Fehlerimpedanzen berechnet werden. Dabei werden vollgekoppelte Leitungen und unsymmetrische Betriebsmittel nachgebildet. Das Verfahren arbeitet dazu dreiphasig im Leitersystem.

Bei einer Kurzschlussstromberechnung entsprechend der Normen wird die Netzauslastung zum Zeitpunkt des Fehlereintritts nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachung ist für Planungsrechnungen hilfreich, da die tatsächliche Netzbelastung im Fehlerfall vorab nicht bekannt ist. Zur Analyse tatsächlich aufgetretener Störungen ist es jedoch wünschenswert, wenn die Berechnung der Kurzschlussströme auch ohne die in den Normen beschriebenen Vereinfachungen durchgeführt werden kann. So ist beispielsweise eine nachträgliche Überprüfung der Anregebedingungen der Schutzgeräte möglich.

INTEGRAL bietet daher die Möglichkeit, die Überlagerung von Kurzschlussströmen und Lastflüssen zum Zeitpunkt des Fehlereintritts zu berechnen.

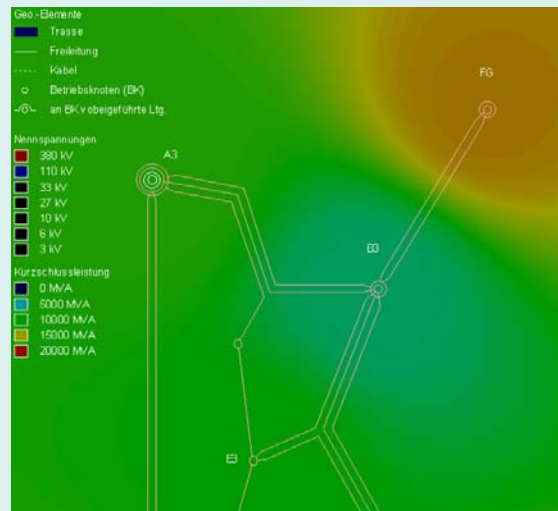


Bild 4 Grafische Visualisierung der Kurzschlussleistung



## **Modul Netzwerkreduktion**

Zur Analyse von Netzbereichen muss oft nicht das gesamte Netz betrachtet werden. Daher wurden spezielle Reduktionsverfahren entwickelt, die das Netz auf den relevanten Netzbereich, das so genannte Restnetz, verkleinern. Diese Verfahren löschen den nicht relevanten Teil des Netzes und bilden dessen elektrische Eigenschaften durch ein Ersatznetz nach.

### **Berechnungsverfahren**

INTEGRAL bietet mit dem Ward- und Extended-Ward-Verfahren die beiden anerkanntesten Reduktionsverfahren. Beide Verfahren bilden die Impedanzverhältnisse des reduzierten Netzbereichs exakt nach. Damit das berechnete Ersatznetz sowohl bei Lastflussberechnungen als auch bei symmetrischen und unsymmetrischen Kurzschlussstromberechnungen im Restnetz zu exakt gleichen Ergebnissen wie das ursprüngliche Netz führt, werden separate Ersatzelemente für die einzelnen Berechnungsverfahren bestimmt. INTEGRAL wählt bei Berechnungen die jeweils richtigen Ersatzelemente automatisch aus.

### **Randnetzeinspeisungen**

Neben den Standardelementen der Reduktionsverfahren ist INTEGRAL in der Lage, so genannte Randnetzeinspeisungen (engl.: Boundary-Injection) zu ermitteln. Über Randnetzeinspeisungen kann vom Anwender vorgegeben werden, welche Leistung aus dem Ersatznetz über einzelne Kuppelleitungen in das Restnetz fließt. Nach der Reduktion entspricht der Leistungsfluss zunächst dem Fluss im Ausgangszustand.

Über Randnetzeinspeisungen gewinnt das Ersatznetz zusätzliche Flexibilität, da es nicht mehr nur im Arbeitspunkt der Reduktion das ursprüngliche Netz ersetzt, sondern auch an verschiedene Lastfälle leicht angepasst werden kann.

### **Auswahl des zu reduzierenden Netzbereichs**

INTEGRAL verfügt über diverse Funktionen, die eine komfortable Auswahl des zu reduzierenden Netzbereichs erlauben. In der Grafik können Netzbereiche markiert oder über Tabellen mit komplexen Filterfunktionen ausgewählt werden. Zusätzlich verfügt INTEGRAL über spezielle Funktionen, die eine Ausweitung des Restnetzes um eine vorgebbare Maschenzahl ermöglichen. So kann mit wenigen Arbeitsschritten eine sinnvolle Systemgrenze festgelegt werden.

### **Flexibilität in der Anwendung**

Wie alle netzverändernden Arbeitsschritte kann auch eine Netzwerkreduktion vom Anwender zurückgenommen werden. Dadurch ist es möglich, allein für eine komplexe Berechnung eine Reduktion vorzunehmen. Während der Berechnung profitiert der Anwender vom Geschwindigkeitsvorteil. Nach Abschluss der Berechnung kann er durch die Rückgängig-Funktion das ursprüngliche Netz wieder herstellen. Die Ergebnisse bleiben bei diesem Arbeitsschritt selbstverständlich erhalten. Dieses Konzept kann besonders effizient über die Makroprogrammiersprache eingesetzt werden, die u.a. eine Ansteuerung der Netzwerkreduktion sowie der Rückgängig-Funktion erlaubt.

## **Modul State Estimation**

Die State Estimation wird eingesetzt, um aus redundanten Messwerten unter Berücksichtigung der Topologie den wahrscheinlichsten Zustand des Netzes zu ermitteln. Früher wurde die Zustandsschätzung meist in Leitsystemen eingesetzt. Mittlerweile gewinnt die Zustandsschätzung auch bei Planungsfragen an Bedeutung, um Ersatzelemente bei Veränderungen im internen Netzbereich sinnvoll einzustellen oder nach dem Zusammenfügen verschiedener Teilnetze einen konsistenten Lastfluss zu erzeugen.

In INTEGRAL können an allen Knoten Spannungsmesswerte und an allen Zweigen Strom- und Leistungsmesswerte vorgegeben werden.

### **Beobachtbarkeitskontrolle**

Vor der eigentlichen Berechnung wird eine Beobachtbarkeitskontrolle separat für Wirk- und Blindleistungsflüsse durchgeführt, um den Zusammenhang der Messtopologie zu überprüfen. Ist die Messtopologie nicht zusammenhängend, wird sie mit Hilfe von Pseudomessungen geschlossen. Durch diesen Eingriff in die Messtopologie sind zunächst alle Estimationsprobleme grundsätzlich lösbar.

### **Behandlung von passiven Knoten**

An passiven Knoten (Knoten ohne Verbraucher und Einspeisungen mit Leistungsvorgaben) werden hochgenaue Pseudoflussmessungen eingeführt. Die Knotenbilanz an diesen Knoten wird durch Korrektur der Knotenspannung exakt auf null eingestellt. Eventuell vorhandene Querfilter, Kompensationsdrosseln oder Sternpunktbildner können an diesen Knoten weiterhin berücksichtigt werden, da es sich bei diesen Quersweigen um konstante Impedanzen handelt.

### **Grob falsche Messwerte**

Grob falsche Messwerte ergeben sich aus Messfehlern, die über die unvermeidlichen kleinen Fehler aufgrund begrenzter Messgenauigkeiten hinausgehen. Sie können durch Defekte im Messgerät oder in den Übertragungseinrichtungen verursacht werden, wie z.B. die Übertragung eines falschen Vorzeichens oder die fälschliche Übertragung des Wertes null, wenn eine Messeinrichtung ausgefallen ist.

In INTEGRAL werden während der Estimations-Iterationen die Abweichungen zwischen Messwerten und estimierten Werten überwacht. Übersteigt bei einem Messwert diese Abweichung die vorgegebene Standardabweichung im unzulässigen Maß, so wird dieser Messwert zunächst als grob falsch deklariert. Der Einfluss dieses Messwertes wird in den folgenden Iterationsschritten durch geringere Wichtung stark verkleinert. Zunächst fälschlicherweise als grob falsch erkannte Messwerte werden in späteren Iterationsschritten wieder voll berücksichtigt.

## Modul Leitungsdatenberechnung

Elektrische Kenngrößen von Freileitungen ergeben sich aus Seiltyp und Mastgeometrie. INTEGRAL ist in der Lage, aus diesen Rohdaten die elektrischen Kenngrößen zu berechnen. Hilfreich ist dabei das Trassenmodell, das Gestänge als eigenständige Objekte enthält. Bild 5 gibt anhand zweier Stromkreise einen Überblick über die einzelnen Elemente des Datenmodells.

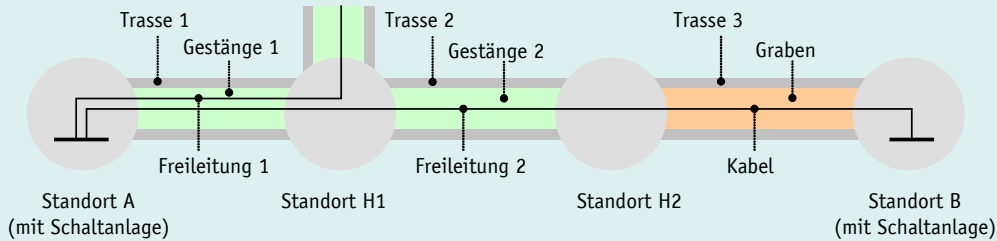


Bild 5 Trassenmodell

Um den Eingabeaufwand zu minimieren, können bei Gestängen und Freileitungsseilen Typen verwendet werden. Ein eigenes Koppellement verbindet Gestänge und Freileitungsseile und ordnet Seile einzelnen Aufhängungspunkten zu. Zusätzlich können beliebig viele Erdseile berücksichtigt werden. Das Leitungsdatenprogramm bestimmt aus diesen Geometrie- und Seildaten Leiter-Erd-Kapazitäten, Induktivitäten und Nullsystemkopplungen. Eine interaktive Grafik erleichtert die Erkennung von Fehleingaben (Bild 6).

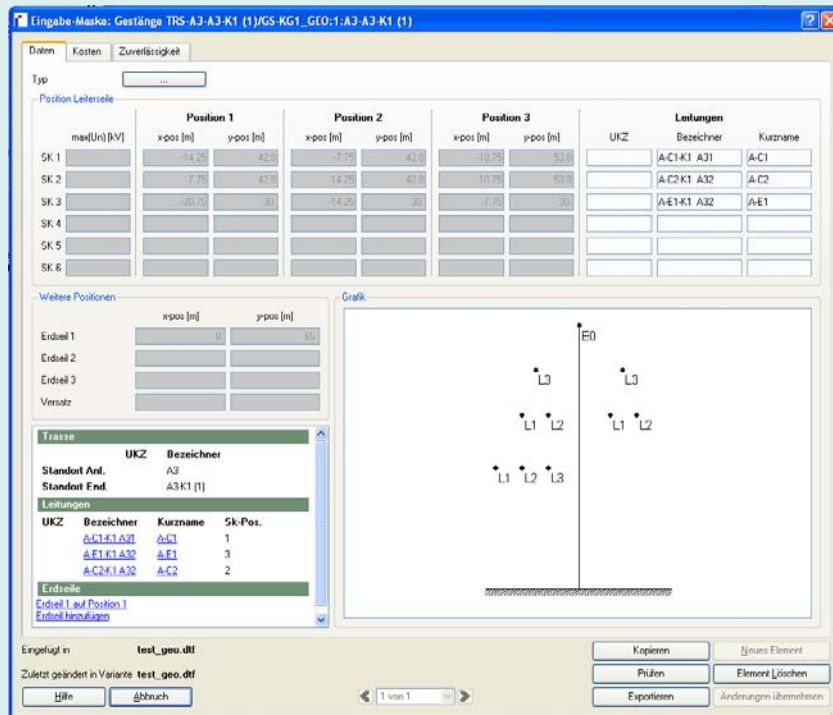


Bild 6 Maske zur Eingabe von Gestängedaten

Das Leitungsdatenprogramm ist unter INTEGRAL als eigenständiges Modul verfügbar. Zusätzlich ist es möglich, unsymmetrische Kurzschlussstromberechnungen direkt auf Basis der Geometriedaten durchzuführen. Dadurch werden in den Berechnungen nicht nur die Kopplungen im Nullsystem, sondern auch Kopplungen im Mit- und Gegensystem exakt berücksichtigt.

## **Modul probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung**

Die Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Netze kann entweder qualitativ, z.B. mittels des (n-1)-Kriteriums oder quantitativ, durch statistische Auswertung des vergangenen Störungsgeschehens und der daraus abgeleiteten Prognose des zukünftigen Systemverhaltens, bewertet werden. Letztgenannte Vorgehensweise erfordert Verfahren zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung.

### **Ausfallmodelle**

Ein wesentliches Merkmal von Verfahren zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung sind die verwendeten Ausfallmodelle, die das komplexe Störungsgeschehen im Netz modellhaft beschreiben. Die Ausfallmodelle werden bereits seit mehr als 20 Jahren kontinuierlich weiterentwickelt. Heute verfügt INTEGRAL über mehr als 10 verschiedene Ausfallmodelle, die beispielsweise Mehrfacherschlüsse, Schutzversager, den gleichzeitigen Ausfall mehrerer Komponenten aufgrund einer gemeinsamen Ursache (Common-Mode-Ausfall), Ausfälle während Wartungen sowie Handabschaltungen realitätsnah beschreiben.

### **Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen**

Berechnungsergebnisse sind nur so gut, wie die zugrunde liegenden Eingangsdaten. Diese Aussage gilt natürlich auch für Zuverlässigkeitsberechnungen. Jedes einzelne Ausfallmodell muss folglich realitätsnah parametrisiert und betriebliche Freiheitsgrade geeignet berücksichtigt werden. Die FGH arbeitet daher bereits seit Jahren eng mit dem FNN bei der Konzeption der Störungsstatistik zusammen. Das aktuelle Erfassungsschema (Schema B) der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, (ehemals VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik) enthält alle Informationen, die für eine Parametrisierung der in INTEGRAL verwendeten Ausfallmodelle benötigt werden. Eine direkte Ermittlung der Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus den Störungsmeldungen ist mit dem Programm INTERASS möglich, das ebenfalls von der FGH entwickelt und vertrieben wird.

### **Ergebnisse von Zuverlässigkeitsberechnungen**

Wesentliches Ergebnis von Zuverlässigkeitsberechnungen ist die Nichtverfügbarkeit der angeschlossenen Kunden. Die Nichtverfügbarkeit wird üblicherweise in Minuten pro Jahr angegeben und ist die bislang maßgeblichste Kennzahl bei der Qualitätsregulierung. Neben der Nichtverfügbarkeit werden weitere Kennzahlen wie die Unterbrechungshäufigkeit und die Unterbrechungsdauer berechnet. Mittels eines Analysemoduls können Ursachen der Nichtverfügbarkeit exakt ausgewiesen und Schwachstellen im Netz aufgezeigt werden.

### **Modellierung und Systemabgrenzung**

Die langjährigen Erfahrungen der FGH mit probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnungen sind in die praxisgerechte Einbindung eines solchen Verfahrens in INTEGRAL an vielen Stellen eingeflossen. So können z.B.

- die durch die Betriebssimulation des Verfahrens durchgeführten Maßnahmen zur Wiederversorgung und Beseitigung von Überlastungen eingesehen und auch in der Netzschemagrafik nachvollzogen werden.
- benutzerspezifische Wiederversorgungsmaßnahmen wie Schalthandlungen oder Lastverlagerungen über nicht detailliert nachgebildete Netze einfach eingegeben werden.
- die in der Ausfallsimulation zu betrachtenden Netzelemente auf Basis einer Vorauswahl der Netzkunden, für deren Anschluss die Versorgungszuverlässigkeit bewertet werden soll, automatisch vom Verfahren in einer Vorab-Analyse ermittelt werden, so dass eine aufwendige händische Systemabgrenzung entfällt.

## **Modul zur Simulation der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen**

In der klassischen probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung wird bei der Nachbildung der Wiederversorgung vorausgesetzt, dass der Fehlerort bereits bekannt ist und ausreichend Personal zur Durchführung von Schaltheandlungen zur Verfügung steht. Über Schaltzeiten wird eine mögliche Anfahrzeit berücksichtigt. In Mittelspannungsstationen ohne Fernwirktechnik wird meist eine Zeit von 45 bis 60 Minuten vorgegeben, in Stationen mit Fernwirktechnik sind Schaltzeiten um 5 bis 10 Minuten üblich. Beispielsweise der Nutzen ferngemeldeter Kurzschlussanzeiger, die nur die Zeit für die Lokalisierung von Fehlern reduzieren, lässt sich folglich mit diesen Modellen nicht quantifizieren.

### **Explizite Nachbildung der Fehlerortung**

Im Modul zur Simulation der Störungsbeseitigung in Mittelspannungsnetzen wird der Prozess der Fehlerortung in offen betriebenen Mittelspannungsnetzen detailliert simuliert. Fahrtzeiten zwischen Stationen werden ebenso explizit berücksichtigt wie individuelle Zugangszeiten bei Stationen. Um eine praxisnahe Wiederversorgung zu gewährleisten, wird die Wiederversorgung mathematisch optimiert. Dabei werden neben Fahrtzeiten, Zugangszeiten und Schaltzeiten auch zusätzliche Informationen von ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern berücksichtigt.

### **Zielfunktion**

In INTUS können für die Optimierung verschiedene Zielfunktionen verwendet werden. Meist wird eine Minimierung der Nichtverfügbarkeit aller Kunden angestrebt. Es ist aber auch möglich, gezielt die Wiederversorgungszeit eines einzelnen Kunden zu minimieren. In diesen Fällen quantifiziert INTUS das Reduktionspotential beim einzelnen Kunden sowie die Erhöhung der Wiederversorgungszeiten der übrigen Stationen.

### **Ergebnisse**

Ergebnis der Berechnung sind Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Bei der Häufigkeit wird – wie bei der klassischen probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung – der Erwartungswert ausgewiesen. Bei der Dauer werden neben dem Erwartungswert auch die maximale und minimale Wiederversorgungszeit bestimmt, die sich bei besonders günstigen bzw. besonders ungünstigen Fehlerorten und dem damit verbundenen Wiederversorgungsprozess bei einzelnen Kunden ergeben. Auf Basis dieser Ergebnisse können Zusagen über maximale Wiederversorgungszeiten mathematisch abgesichert werden.

## Modul Spannungs-Blindleistungsoptimierung

Ziel der Spannungs-Blindleistungsoptimierung ist die Optimierung des Blindleistungshaushalts des Netzes. Zunächst wurde die Spannungs-Blindleistungsoptimierung meist im Netzbetrieb eingesetzt. Es zeigte sich jedoch, dass auch in der Netzplanung Bedarf an Verfahren besteht, die schnell eine hinsichtlich Topologie oder Belastung veränderte Netzvariante in einen sinnvollen Arbeitspunkt überführen. Eine zeitaufwändige händische Einstellung des Blindleistungshaushaltes kann entfallen. Ferner erfordert die Verlustbewertung von Netzvarianten die Nachbildung der durch die Netzbetriebsführung ergriffenen Maßnahmen zur Verlustreduktion.

Bei der Spannungs-Blindleistungsoptimierung werden folgende betriebliche Freiheitsgrade genutzt:

- Stufenstellungen der Transformatoren
- Stufenstellungen bzw. Schaltzustand der Kompensationselemente
- Sollspannung der Einspeiseknoten

Um zu vermeiden, dass die Spannungs-Blindleistungsoptimierung betriebliche Grenzen verletzt, werden innerhalb der Optimierung zulässige Spannungsbänder an Knoten berücksichtigt. Die Grenzwerte können in INTEGRAL bei den einzelnen Netzelementen individuell vorgegeben werden. Zusätzlich werden Grenzwerte für die maximale Leitungsauslastung in der Optimierung berücksichtigt, um auch bei hohen Netzauslastungen Überlastungen durch eine Veränderung des Blindleistungshaushaltes zu vermeiden.

Das Berechnungsverfahren kann unter den folgenden Zielvorgaben angewendet werden:

- Überführung des Netzes in einen zulässigen Arbeitspunkt
- Verlustminimierung
- Annäherung an ein vorgegebenes Sollspannungsprofil
- Minimierung der Gesamtkosten unter Berücksichtigung derjenigen für die Blindleistungsbereitstellung

## Modul TTC-Berechnung

Für die Vergabe von Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Bereichen eines Übertragungsnetzes ist es erforderlich, die maximal zur Verfügung stehende Kapazität abzuschätzen. Für diesen Zweck beinhaltet INTEGRAL ein Modul, das die maximal übertragbare Leistung zwischen zwei Zonen, die sogenannte Total Transfer Capability (TTC) berechnet.

Das Modul enthält komfortabel zu bedienende Eingabemasken für die Definition zu betrachtender Übertragungsaufgaben, dem Beobachtungsbereich von Grenzwertverletzungen und den im Rahmen der Ausfallsimulation zu betrachtenden Netzelementen. Dabei wird u.a. auf im Netz definierte Netzgruppenkennzeichnungen zurückgegriffen. Ferner erlaubt eine Sensitivitätsberechnung die Detektion der Betriebsmittel, die überhaupt nur von einem erhöhten Leistungstransport zwischen den Netzbereichen betroffen sind.

Das eigentliche Berechnungsverfahren ermittelt iterativ die maximal übertragbare Leistung, indem in einer Zone die Einspeiseleistung erhöht, in der anderen verringert wird. Für die Auswahl der Einspeisungen, die für Leistungsänderungen berücksichtigt werden, stehen verschiedene Auswahlmöglichkeiten zur Verfügung, wobei auch eine Einzelauswahl möglich ist.

## Modul zur Schutzanregeanalyse

Mit dem Modul Schutzanregeanalyse sind Untersuchungen des Anregeverhaltens von analogen und digitalen Distanzschutzeinrichtungen durchführbar. Auf der Basis von Kurzschlussstromberechnungen nach DIN VDE 0102 (IEC 60909) sowie Kurzschlussstromberechnungen mit Lastflussüberlagerung werden die Anregeeinstellungen fehlernaher und fehlerferner Distanzschutzeinrichtungen überprüft. Hierbei werden sowohl "Sammelschienenfehler" als auch "Fehler am offenen Leitungsende" (dies entspricht dem Schaltzustand nach Öffnen des fehlernahen Leistungsschalters) untersucht.

Als Ergebnis werden Spannungen, Ströme und Impedanzen am Messort und je nach Modus auch Sekundärwerte, Messwertverfälschung und Anregesicherheit ausgewiesen.

## Modul Anlagen- und Strukturoptimierung von Hochspannungsnetzen

Aufgabe der Grundsatzplanung mit Langfristhorizont ist die Bestimmung kostengünstiger Zielnetze, bei denen unter den eingestellten Randbedingungen die technischen Grenzen des Netzes, insbesondere Auslastung der Betriebsmittel im Normal- und (n-1)-Fall eingehalten werden. Für diesen Zweck beinhaltet INTEGRAL ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen entwickeltes Verfahren, das Netzstruktur und Anlagenauslegung kostenminimal optimiert. Wesentliche Eingangsdaten sind dabei:

- Geographische Lage der Station und erlaubte Trassen (hinterlegt im geographischen Netzplan von INTEGRAL)
- Erlaubte Konzepte für die Schaltanlagen
- Erlaubte Nutzung der Trassen (Kabel-, Freileitung-, Gestängetypen)
- Kostenmodell (s. Modul Kostenberechnung)

Mit Hilfe genetischer Algorithmen ermittelt das Verfahren die kostengünstigsten Netz- und Anlagenstrukturen. Die Anwendung dieses Optimierungsverfahrens ist besonders vorteilhaft, da es nicht nur ein optimales Netz, sondern viele kostengünstige Netze liefert, so dass der Planer leicht mit zusätzlichen, sich erst im weiteren Planungsprozess ergebende Randbedingungen wie der Wegfall einer möglichen Trasse, umgehen kann. Zudem ist das Optimum erfahrungsgemäß sehr flach, so dass viele nahezu wirtschaftlich gleichwertige Netzvarianten möglich sind.

Neben den oben aufgeführten klassischen technischen Nebenbedingungen erlaubt das Berechnungsverfahren auch die Berücksichtigung probabilistischer Zuverlässigkeitskenngrößen wie Unterbrechungshäufigkeit, -dauer und Nichtverfügbarkeit für einzelne Netzkunden als Nebenbedingung der Optimierung. So kann beispielsweise sichergestellt werden, dass keiner der Netzkunden eine erwartete Nichtverfügbarkeit von wenigen Minuten pro Jahr überschreitet. Alternativ können Versorgungsunterbrechungen monetär pönalisiert und damit in der Zielfunktion der Optimierung berücksichtigt werden.

Mit diesem Modul steht somit ein leistungsfähiges Werkzeug zur Verfügung, das die Planung elektrischer Hochspannungsnetze unter Zuverlässigkeitsrandbedingungen und das Aufzeigen der Preis-Zuverlässigkeits-Kopplung in diesen Netzen erlaubt.



## **Module zur Unterstützung des DACF-Prozesses**

Im Rahmen des sogenannten DACF-Prozesses (Day Ahead Congestion Forecast) tauschen die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der UCTE regelmäßig Prognose- und Snapshot-Lastflussdatensätze aus. Hintergrund des Vorgehens ist es, jeden Netzbetreiber für seine eigene Regelzone in die Lage zu versetzen, mit aktuellen Angaben für die angrenzenden Netze eigene Planungsrechnungen insbesondere hinsichtlich der Betriebsplanung für die Folgetage vornehmen zu können. Ohne diesen Datenaustausch kann ein Übertragungsnetzbetreiber zwar die Einspeisungen, Belastungen und den Schaltzustand in seinem eigenen Netz prognostizieren, erforderliche Lastflussberechnungen würden jedoch infolge der fehlenden aktuellen Kenntnisse über die Nachbarnetze nur wenig belastbare Ergebnisse versprechen.

Jedem Netzbetreiber liegen damit einzelne Lastflussdatensätze vor, die jeweils nur eine Regelzone umfassen, deren Grenzen durch fest definierte sogenannte X-Knoten festgelegt sind. INTEGRAL erlaubt eine automatisierte Zusammenführung dieser Einzeldaten zu einem gesamten konvergierenden Lastflussdatensatz. Dabei werden nicht nur die Netzdaten an den X-Knoten zusammengefügt, sondern auch unvermeidliche Korrekturen der Regelzonenbilanzen vorgenommen. Ferner enthält INTEGRAL Korrekturroutinen, die bei fehlender Konvergenz im Gesamtdatensatz versuchen, anhand heuristischer Modifikationen eine Berechnung zu ermöglichen.

## **Modul Netzimpedanz-, Oberschwingungs- und Rundsteueranalyse**

Neben den klassischen netzfrequenten Planungsaufgaben wie Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen gehört die Berechnung der Ausbreitung von Rundsteuersignalen zu deren Standardaufgaben. Zusätzlich erlangen heutzutage Berechnungen von Oberschwingungen zunehmende Bedeutung, da durch die starke Verbreitung der Stromrichtertechnik in vielen elektrischen Einrichtungen ein stetiger Anstieg der Oberschwingungspegel in den öffentlichen Energieversorgungsnetzen zu verzeichnen ist. Daher zählen Fragestellungen zur Einhaltung der Verträglichkeitspegel für Oberschwingungen und der Spannungsqualität beim Anschluss Oberschwingungserzeugender Verbraucher zu den typischen Planungsaufgaben.

Die Berechnung der Ausbreitung von Oberschwingungen ist der Berechnung der Ausbreitung von Rundsteuersignalen bis auf die Art der Erzeuger und die in Frage kommenden Frequenzen weitestgehend identisch. Auf der Basis der Ausbreitungsberechnung kann darüberhinaus auch die Netzimpedanz an beliebigen Netzknoten berechnet werden. Die Funktionalität dieser drei Berechnungsarten ist deshalb unter INTEGRAL in einem Modul vereint, das zur Netzimpedanz-, Oberschwingungs- und Rundsteuer-Analyse in Energieversorgungsnetzen im Frequenzbereich bis 2,5 kHz eingesetzt werden kann. Als Eingangsdatum dient dabei im Wesentlichen das Netzmodell für Lastflussberechnungen, wobei einzelne Zusatzangaben wie der induktive und kapazitive Anteil bei Belastungen unumgänglich sind. Dieses Konzept gewährleistet einen einheitlichen Datenbestand für alle Berechnungsprogramme, eine deutliche Erleichterung bei der Datenpflege und bietet ein praxisnahes, weil einfach anwendbares Werkzeug für die häufigsten Fragestellungen im Themenbereich Netzresonanzen und Oberschwingungsausbreitung.



## Modul Kostenbewertung

In Folge des erhöhten Kostendrucks wird neben einer technischen Bewertung von Netzausbauvarianten eine wirtschaftliche Bewertung immer wichtiger. Methoden wie Barwert- und Annuitätenrechnung sind aus der Investitionstheorie bekannt. Angewendet wurden diese jedoch meist in separaten Systemen. In INTEGRAL stehen diese Methoden jetzt direkt dem Netzplaner zur Verfügung.

### Typbasierte Konzepte

Bei der Konzeption des Moduls zur Kostenbewertung wurde auf einfache Anwendbarkeit geachtet. Alle notwendigen Informationen für die Berechnung von Annuitäten, den jährlichen Ausgaben, können über Betriebsmitteltypen vorgegeben werden. Für die Bestimmung einer Ausgabenfolge ist lediglich die zusätzliche Vorgabe von Errichtungs- und Abbaujahr bei den einzelnen Netzobjekten erforderlich.

### Datenmodell

In den Modellen werden bei folgenden Betriebsmittelarten Kosten berücksichtigt:

- Kabel
- Freileitung
- Gestänge
- Trassen (Erschließungskosten)
- Gräben  
(Tiefbaukosten, Kosten für Oberfläche)
- Transformatoren
- Drosseln
- Schaltanlagen

Zusätzlich werden Verlustkosten differenziert nach Längs- und Querverlusten mit Arbeits- und Leistungspreis verrechnet. Die Umrechnung der Längsverluste in einen Kostenterm erfolgt dabei über die Angabe der Verlustvolllaststunden.

The screenshot shows the 'Eingabe-Maske: Schaltanlage 50-54/54-110.0 kv.gps' window. It is divided into several sections:

- Kostenberechnung Typdaten:** Fields for 'Investition' (140), 'Abbau' (20), 'Sammelstufenabschnitt' (0), 'Betriebskostenfaktor' (1.5%), 'Nutzungsdauer' (40 a), 'Abschreibungsdauer' (a), and 'Restwertfaktor' (%).
- Kosten Schaltanlage (Summe):** Fields for 'Investitionskosten' (TEuro), 'Kosten Erneuerung' (TEuro), and 'Abbaukosten' (TEuro).
- Zusätzliche Schaltanlagenkonzepte bei Netzplanung:** Checkboxes for 'Netz-Schaltung', 'Hilfsleistung', 'Druckstufenenergie', and 'Druckstufenleistung'.
- Kosten Schaltanlage (in TEuro/a):** A table with columns for 'Investition', 'Erneuerung', 'Abbau', and 'Betrieb'.
 

	Investition	Erneuerung	Abbau	Betrieb
	[TEuro]	[TEuro]	[TEuro]	[TEuro/a]
Schaltfelder	540.0	540.0	-	8.1
Kupplungen	20.0	20.0	-	0.3
Sammelstufen	0.0	0.0	-	0.0
<b>Summe</b>	<b>568.0</b>	<b>568.0</b>	-	<b>8.4</b>
- Ausgabenfolge (in TEuro):** A table showing costs from 2005 to 2014.
 

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Investitionskosten	0.0	568.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Betriebskosten	0.0	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Abbaukosten	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Summe</b>	<b>0.0</b>	<b>568.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>	<b>8.4</b>

Bild 7 Maske „Schaltanlage“

### Einbindung in die Oberfläche

Die Kostenberechnung erfordert nur geringe Rechenzeiten. Daher ist in INTEGRAL die Kostenberechnung kein spezielles Berechnungsverfahren. Der Aufruf der Funktion öffnet lediglich eine Tabelle, die die Kosten des Netzes oder einzelner Netzgruppen differenziert nach

- Betriebsmittelarten,
- Kostenarten und
- Spannungsebenen

ausweist. Die Tabelle führt sich bei Netzänderungen automatisch nach, so dass der Netzplaner stets die Auswirkungen von Netzänderungen auf die Kosten des Netzes beobachten kann. Zusätzlich stehen in den Masken, in denen die Basisdaten der Kostenberechnung eingegeben werden, direkt tabellarische Übersichten über die Kosten der einzelnen Objekte zur Verfügung (Bild 7). Werte, die aus Typen übernommen wurden, sind dabei – wie auch sonst in INTEGRAL – grau dargestellt und können bei Bedarf überschrieben werden.

## Modul Makroprogrammierung

Häufig wiederholen sich bei Netzberechnungen Arbeitsabläufe. Daten werden in ähnlicher Weise modifiziert, bestimmte Berechnungen durchgeführt und Ergebnisse hinsichtlich gleicher Kriterien ausgewertet. Diese Bearbeitungsschritte können in INTEGRAL 7 durch die integrierte Makroprogrammiersprache sehr effizient durchgeführt werden.

### Aufbau der Makroprogrammiersprache

Die Syntax der Makroprogrammiersprache basiert auf Java-Script. In der Programmiersprache stehen Standardfunktionen sowie verschiedene Elemente von INTEGRAL 7 in Form von Objekten direkt zur Verfügung. Wichtigstes Objekt ist das in INTEGRAL aktive Netz. Berechnungsverfahren sind Methoden dieses Netz-Objektes. Gleiches gilt für den Zugriff auf Netzelemente, die dem Netz unterlagert sind (z.B. Standorte, Trassen).

### Funktionsumfang

Die Makroprogrammiersprache erlaubt den vollständigen Zugriff auf das INTEGRAL-7-Datenmodell, alle Ergebniskenngrößen sowie alle Berechnungsverfahren. Zusätzlich ist es möglich, diverse Elemente der Oberfläche anzusteuern. So können beispielsweise Ergebnisse über Makros gelöscht und gezielt angewählt werden. Alle Datenmodelländerungen werden Aktionen zugeordnet, die innerhalb des Makros oder auch manuell über die Benutzeroberfläche zurückgenommen werden können.

Neben diesen Standardfunktionen gibt es diverse spezielle Funktionen, die von der FGH als Methoden einzelner Objekte bereitgestellt werden. Der Umfang dieser Spezialfunktionen wird regelmäßig erweitert.

Unabhängig von INTEGRAL verfügt die Makroprogrammiersprache über Funktionen,

- die die Gestaltung grafischer Eingabemasken erlauben,
- mathematische Operationen ermöglichen sowie
- ASCII-Dateien lesen und schreiben.

Durch die Kombination dieser Funktionen ist es möglich, Parameter in einem Makro zunächst komfortabel über Eingabemasken abzufragen, Werte im Netzdatenmodell zu ändern, Berechnungen durchzuführen, Ergebnisse auszuwerten und die Auswertung in Form von ASCII-Dateien zur Weiterverarbeitung in anderen Applikationen zu speichern.

### Bearbeitung von Makros

Bearbeitet werden Makros in einer integrierten Entwicklungsumgebung. Die Entwicklungsumgebung hebt Schlüsselwörter hervor, verfügt über einen Debugger und erlaubt bei einigen Objekten die komfortable Auswahl von Methoden über „drop-down“-Menüs (Bild 8).

### Anwendung von Makros

Sind Makros erstellt, können diese in eine INTEGRAL-Symbolleiste aufgenommen werden. Dafür kann vom Anwender eine Grafik, die in der Schaltfläche angezeigt werden soll, mit einem Makro verknüpft werden. Der Funktionsumfang von INTEGRAL ist so beliebig erweiterbar.

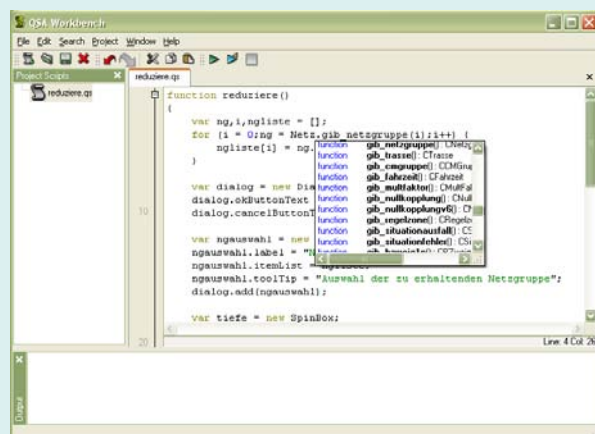


Bild 8 Integrierte Entwicklungsumgebung