

Программный комплекс "Советчик диспетчеру"

ПО ВЕДЕНИЮ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Н.Н. Титов, В.Ю. Прохвятилов, А.И. Кривонос, В.В. Трубицын (ООО "Хартэп"),
В.М. Тиховский (НПП "Хартрон-Аркас")

Описана концепция построения программного комплекса "Советчик диспетчеру" по ведению режимов магистральных электрических энергосистем, созданного в компании Хартэп и внедренного в промышленную эксплуатацию в составе оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления (ОИК АСДУ) Северной электроэнергетической системы (СЭС) Украины с декабря 2003 г.

Оперативное управление режимами магистральных электрических энергосистем (ЭЭС) возможно только при внедрении в практику оперативно-диспетчерского управления современных средств вычислительной техники, телеметрических каналов связи и специального ПО с созданием на их основе в АСДУ оперативно – информационных комплексов (ОИК). Для повышения эффективности управления ЭЭС ПО ОИК АСДУ должно включать многофункциональную вычислительную систему нового поколения с реализацией современных технологий моделирования электрических режимов и высокой степенью интеграции технологических программ и специализированного графического интерфейса.

В компании Хартэп, являющейся лидером на Украине в создании АСДУ ЭЭС, разработан, внедрен в промышленную эксплуатацию в составе ОИК АСДУ Северной энергосистемы Украины (магистральные сети высокого напряжения Полтавской, Сумской и Харьковской областей с центральной диспетчерской в г. Харькове¹) и продолжает развиваться программно-алгоритмический комплекс "Советчик диспетчеру ЭЭС" (СД ЭЭС), включающий следующие основные расчетные задачи:

1. расчет установившихся режимов энергосистемы;
2. оптимизация режимов энергосистемы по условиям минимума потерь активной мощности;
3. оценка состояния текущих электрических режимов;
4. прогнозирование активных и реактивных нагрузок в энергосистеме;
5. утяжеление электрических режимов.

Кроме перечисленных задач, в состав комплекса входит также дополнительное программно-алгоритмическое обеспечение, позволяющее:

1. определять по результатам совместной обработки телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС) топологию сети, т.е. ее текущую расчетную схему (ТРС);
2. производить предварительную обработку ТИ и ТС с целью обеспечения достоверности и улучшения качества поступившей информации;
3. выполнять, при необходимости, расчет псевдоизмерений (ПИ) для повышения информативности общего состава телемеханических измерений.

Наличие такого программно-вычислительного комплекса в составе ОИК дает возможность решать

¹Титов Н.Н., Прохвятилов В.Ю., Рыбальченко Т.В., Кривонос А.И. Модернизация оперативно-информационного комплекса АСДУ Северной энергосистемы Украины // Автоматизация в промышленности. 2004. №4.

многие задачи, направленные на повышение эффективности управления энергосистемой. К их числу относятся:

- непрерывная оценка состояния системы и достоверности данных телеметрии;
- оперативное и краткосрочное прогнозирование активных и реактивных нагрузок энергоузлов и системы в целом;
- оценка надежности электрических режимов с точки зрения статической устойчивости для нормальных и ремонтных схем, а также при наличии одиночных отказов;
- оптимизация режимов энергосистемы в цикле оперативного (внутричасового) и краткосрочного (суточного) управления режимами;
- определение уровня потерь мощности в энергосистеме и мероприятий по их уменьшению;
- рассмотрение заявок на вывод основного оборудования электростанций и сетей в ремонт;
- формирование архивов данных по ведению электрических режимов.

В плане долгосрочного планирования работы энергосистемы дополнительными возможностями программного комплекса являются:

- расчеты потокораспределения, связанные с характерными сезонными режимами;
- исследование режимов по уровням напряжения для задания графиков их поддержания в контрольных точках;
- утяжеление режимов для определения предельно допустимых перетоков мощности по связям и сечениям;
- обработка данных о параметрах режима энергосистемы, полученных при проведении ежегодных натурных контрольных замеров.

К числу основных достоинств рассматриваемого комплекса относится его способность на базе решения перечисленных задач вырабатывать советы диспетчеру по ведению электрических режимов в случае отклонения параметров режимов от номинальных либо с целью повышения их экономичности. Программы, реализующие эти функции, формируют советы диспетчеру по восстановлению нормального значения частоты в энергосистеме или по устранению перегрузки элементов сети, опасной по условиям устойчивости работы или критериям термической стойкости.

В целях дальнейшего наращивания возможностей и повышения эффективности комплекса "Советчик диспетчеру ЭЭС" в компании Хартэп проводятся работы по расширению перечня задач двумя вычислительными подсистемами: расчет токов короткого замыкания и расчет динамической устойчивости энергосистемы. По мере отработки и введения этих систем в действие комплекс сможет решать следующие задачи:

1. моделирование аварийных ситуаций (короткие замыкания; отключения ВЛ; потеря генерирующих мощностей и др.) и выбор объемов воздействия противоаварийной автоматики;

2. автоматическое определение оптимальных вариантов реконфигурации электросети для послеаварийного восстановления. При этом вырабатываются рекомендации по восстановлению режима электрической сети после возмущений, приводящих к появлению перегруженных ветвей в установившемся режиме. В качестве рекомендуемых мероприятий для ликвидации перегрузок предлагается коммутация ветвей; изменение уровня генерации источников и др. Рекомендуемая схема может быть проверена на соответствие ряду критериев, например таких, как уровень потерь в сети, диапазон отклонений напряжений узлов от номинала и др.;

3. диспетчерский режимный тренажер для проведения тренировок и соревнований оперативно-диспетчерского персонала энергосистемы (проверка действий диспетчера в аварийных ситуациях, проверка знаний диспетчера о работе противоаварийной автоматики в предъявляемых ситуациях и др.).

Итак, комплекс СД ЭЭС предназначен для формирования на основе анализа текущего и планируемого электрических режимов сообщений рекомендательного и предупредительного характера работникам оперативно-диспетчерской службы по рациональному ведению нормальных и аварийных режимов работы ЭЭС. Предусмотрено два варианта СД ЭЭС: по ведению нормальных электрических режимов и по управлению аварийными режимами ЭЭС.

Первый вариант СД вырабатывает рекомендации по организации режимов работы ЭЭС на основе:

1. оценки состояния текущего установившегося режима (ТУР) и последующего ее анализа с точки зрения надежности режима;

2. оптимизации электрических режимов по критерию минимума потерь активной мощности;

3. анализа планируемых ремонтных схем и возможных одиночных отказов в работе электрической сети.

Решение первой из указанных задач производится в РВ; решение второй возможно как в реальном, так и вне реального времени; третья задача, как правило, решается вне РВ.

В результате СД вырабатывает рекомендации по повышению надежности работы ЭЭС в нормальных и ремонтных схемах; оптимизации ее режимов, восстановлению нормальных режимов после возмущений, приводящих к появлению нештатных режимов работы в установившемся состоянии сети.

В качестве рекомендуемых мероприятий (управляющих воздействий) предлагаются:

- изменение уровней генерации и потребления активной мощности;

- изменение уровней загрузки в источниках реактивной мощности;

- изменение коэффициентов трансформации (отпаек) регулируемых трансформаторов;

- назначение оптимальных уровней напряжений в источниках генерации.

При этом оперативное управление заключается в:

- непрерывном контроле за схемой и режимами работы и при необходимости — в изменении уставок автоматических регулирующих устройств с целью обеспечения заданных нормативных показателей надежности;

- коррекции плановых заданий для оптимизации режимов энергосистемы при неизбежных отклонениях условий ее работы от учтенных при краткосрочном планировании;

- проведении текущих плановых и внеплановых операций;

- предотвращении нарушений нормального режима и быстрой ликвидации возникающих нарушений.

Наличие в оперативной БД ОИК информации о ТС и ТИ дает возможность вести оперативную схему, которой могут пользоваться все подразделения оперативно-диспетчерской службы, а также службы режимов и других заинтересованных подразделений ЭЭС. Для диспетчера имеется возможность запускать предлагаемый программный комплекс по событию, чтобы получить советы по предупреждению или ликвидации перегрузок в сети, или производить необходимые расчеты в текущий момент времени. При выработке советов учитывается также прогноз состояния ЭЭС по ее нагрузке на заданный период.

Предлагаемый вариант СД для ведения нормальных режимов работы ЭЭС облегчает работу как диспетчеров, так и персонала, рассматривающего заявки на вывод оборудования в ремонт. Он поддерживает энергосистему в режиме высокой готовности и сокращает возможность совершения персоналом неумышленных действий, наносящих ущерб в работе энергосистемы.

При реализации второго варианта СД (по управлению аварийными режимами работы ЭЭС) главной сложностью является необходимость принятия достаточно быстрых решений, исключающих возможность нанесения ущерба в работе энергосистемы. В силу этого обстоятельства созданный в компании Хартэп СД ЭЭС по аварийным режимам представляет собой "электронный" вариант инструкции диспетчеру для принятия решений по предотвращению развития аварий в энергосистеме или в случае их ликвидации.

Программную составляющую комплекса можно условно разделить на три временных цикла (рисунок):

1) ПО, обеспечивающее контроль текущего режима и работающее непосредственно в цикле обновления данных телеметрии (Т цикла=10 с): фильтрация и

дорасчет измеряемых групп параметров ТС и ТИ;

2) ПО, работающее в цикле оперативного управления (условия и цикл срабатывания ПО определяются для конкретной системы отдельно);

3) ПО, функционирующее по запросу персонала диспетчерской службы или службы режимов Северной ЭС.

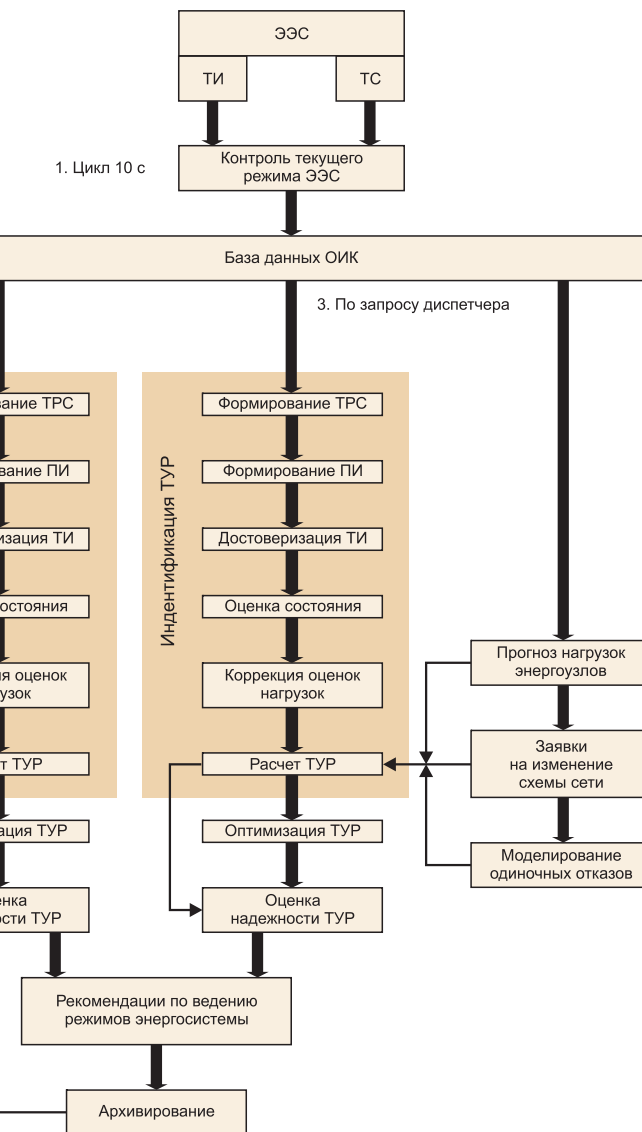
К ПО двух последних уровней относятся программы оценки состояния ТУР по данным ТИ и псевдоизмерений (ПИ) следующих основных параметров: генерация и нагрузка по активной и реактивной мощности; перетоки активной и реактивной мощности; напряжения в узлах энергосистемы.

Решение задачи идентификации ТУР производится на основе формирования текущей расчетной схемы сети по данным ТС, ТИ, ПИ и плановых коммутаций системы, а также с использованием хранящейся в БД ОИК АСДУ базовой расчетной схемы (БРС).

Сложность расчетной модели Северной ЭС (сеть 110...750 кВ) можно охарактеризовать следующими параметрами: число узлов – около 800 ед., число ветвей – около 900 ед., число основных системных транзитов – 70 ед.; число автотрансформаторов с регулированием под нагрузкой (РПН) – 30 ед., переключателей без возбуждения с вольтодобавочным трансформатором – 3 ед., батарей статической компенсации в сети 110 кВ – 5 ед., шунтирующих реакторов в сети 750 кВ – 2 ед. Число генерирующих блоков мощностью выше 100МВт – 13 ед.

В настоящее время компания Хартэп ведет проектирование ОИК АСДУ еще более сложной – Западной ЭС Украины с одновременным совершенствованием СД.

В заключение необходимо подчеркнуть следующее. Задача управления режимами ЭЭС является



весьма сложной и многофункциональной. Успешность ее решения зависит от правильного применения накопленного многолетнего опыта эксплуатации энергосистемы, который специалисты компании Хартэп изучают и стараются максимально учитывать. Кроме того, концепция построения СД предполагает интерактивный режим работы с лицами, ответственными за принятие решений по ведению режимов магистральных электрических энергосистем.

Титов Николай Николаевич – ген. директор, **Прохватиллов Владимир Юрьевич** – техн. директор,

Кривонос Анатолий Иванович – д-р техн. наук, гл. научный сотрудник,

Трубицын Виталий Владимирович – ведущий инженер компании Хартэп,

Тиховский Владимир Макарович – канд. техн. наук, начальник лаборатории НПП "Хартрон-Аркос".

Выпущен драйвер Уровнемера VM100 версии 1.0 для CPB контроллера

Уровнемер VM100 предназначен для измерения уровня жидкостей, сыпучих материалов и раздела фаз жидкостей. Производство – KROHNE Messtechnik GmbH & Co. KG. Применение радиолокационной технологии для измерения уровня позволяет использовать прибор там, где не могут быть использованы традици-

онные методы измерения. Функциональные характеристики драйвера: связь с уровнемерами организуется по физической линии RS-485; используется протокол обмена KROHNE Kommunikation Protocol; в данной версии драйвер позволяет получать с уровнемеров значение измеренного уровня.

[Http://www.krug2000.ru](http://www.krug2000.ru)