

# Автоматизация процессов планирования развития электрических сетей



В настоящее время электросетевые компании сталкиваются с ежедневной задачей перспективного моделирования и планирования развития электросетевого комплекса с учётом различных вариантов технологического присоединения новых потребителей к электрическим сетям.

Андрей БЕРЕЗИН, к.т.н., ООО «PSI»  
Юрий ЮЩАК, Volta Engineering Group

**П**роблемы планирования развития сетей были актуальны для электросетевых компаний во все времена. Интенсивность развития электросетевого комплекса во многом определяется спросом на электрическую мощность на тех или иных территориях и в соответствующих узлах сети. Сегодня задача повышения доступности энергетической инфраструктуры России, а также обеспечения её опережающего развития обозначена как приоритетное стратегическое направление развития страны и одна из наиболее проблемных областей современной российской электроэнергетики.

Традиционный подход большинства электросетевых компаний к вопросам разработки перспективных схем развития сетей содержит два следующих направления.

1. Участие в процессе разработки и утверждения схем и программ развития электроэнергетики различных уровней в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 823 от 17.10.2009 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

2. Разработка собственными силами локальных комплексных технических решений по развитию того или иного участка сети с учётом имеющихся данных и приблизительных расчётов.

Первый подход предусматривает длительный процесс сбора и обработки большого количества исходных данных от различных субъектов электроэнергетики, формирования и расчёта схем различной конфигурации. Данная работа обычно поручается специализированной проектной организации и выполняется за продолжительный период времени. Результаты работы носят обычно стратегический характер, позволяют увидеть некое идеальное целевое состояние системы на горизонт планирования (5–15 лет), но не дают информации о деталях развития тех или иных участков сети и её промежуточных состояниях.

Во втором случае у электросетевых компаний имеется возможность создания множества схем, отражающих различные состояния сети, но полноценных инструментов, позволяющих выполнить их расчёты с доста-

точной степенью точности, нет. В результате проведения неточных расчётов повышается риск выявления на стадии рабочего проектирования дополнительных необходимых объёмов работ, которые ранее не учитывались при принятии технических решений. Следствием этого часто бывает невозможность достижения запланированного технико-экономического эффекта, что отрицательным образом сказывается на показателях деятельности компании.

Совершенно очевидно, что традиционные подходы к планированию развития электросетевого комплекса не достаточно отвечают современным требованиям и динамике изменения внешних факторов. Попытки решить данную проблему «дедовскими» методами в «ручном» режиме управления заведомо обречены на неудачу, поскольку процесс технологического присоединения новых потребителей к электрической сети сам по себе достаточно сложен. С одной стороны, он очень глубоко интегрирован «внутри» бизнес-процессов сетевой компании, а с другой — нуждается в серьёзной

**Рис. 1. Структура целевой системы управления перспективным развитием сети**



дополнительной информационной, технологической, методической, нормативной и организационной поддержке со стороны отрасли.

Безусловно, упомянутая двухуровневая система планирования должна быть идеологически сохранена, однако в силу технологического единства электроэнергетики необходим также и промежуточный уровень, который должен обеспечить информационный обмен «по вертикали» и «по горизонтали», а также со смежными системами управления (например, АСДУ). Общая иерархия такой модели представлена на рис. 1.

В силу специфики выполняемых задач технические решения на разных уровнях существенно отличаются друг от друга. Так, функциональность верхнего уровня должна быть направлена прежде всего на поддержку сложных многовариантных итерационных электротехнических расчётов устойчивости и надёжности работы энергосистемы, расчётов режимов её работы, выбора состава и моделирования работы устройств РЗА, а также комплекса технико-экономических расчётов по выбору оптимальных вариантов развития ЕЭС России.

Системы на нижнем уровне существенно проще по функциям и

должны быть ориентированы на обслуживание новых абонентов, абсолютное большинство из которых — мелкие потребители. Так, например, согласно статистике ОАО «Ленэнерго», 97% от общего потока заявок на выдачу ТУ приходится на заявки на подключение мощности менее 100 кВт.

Таким образом, решение задачи с ТП на нижнем региональном уровне позволило бы существенно снизить напряжённость проблемы доступности энергетической инфраструктуры страны для мелкого бизнеса и частных потребителей. Причём сделать это возможно за вполне приемлемые сроки — 2–3 года.

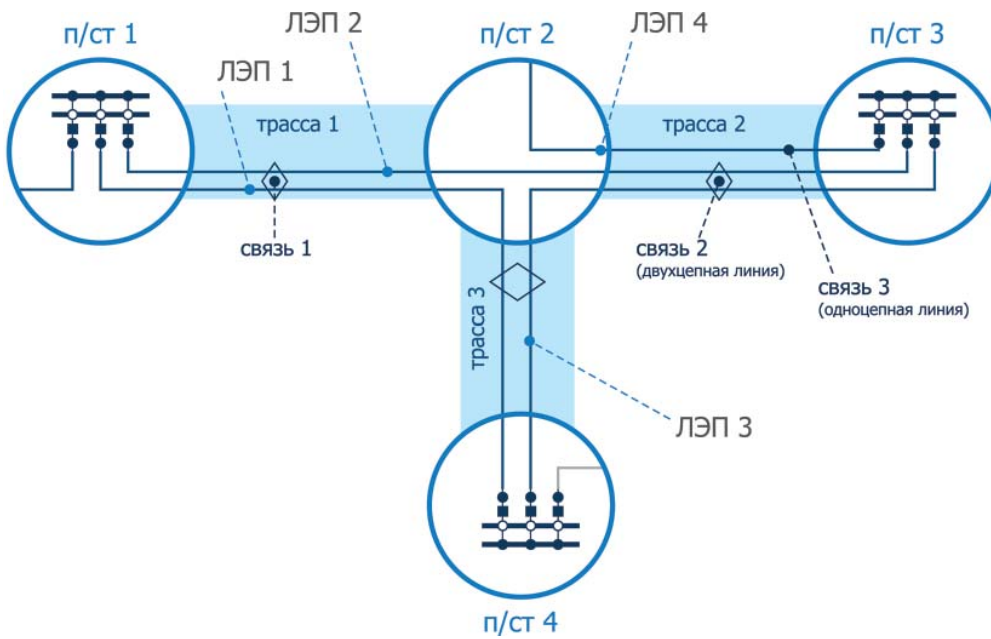
Лучшие мировые практики показывают, что наиболее эффективным способом создания систем управления ТП является комплексная автоматизация соответствующих бизнес-процессов на базе современных и хорошо проработанных методических подходов. Но для результативной автоматизации процесса ТП недостаточно просто выбрать состав средств автоматизации и провести закупку соответствующего программного обеспечения. Для этого, как минимум,

• организовать и провести инвентаризацию имеющихся сетевых

активов сначала укрупнённо, а затем по мере наработки опыта всё более и более детальную;

- разработать типовые проектные решения (ТПР) для нескольких наиболее часто встречающихся типов ТП;
- разработать укрупнённые нормативы стоимости и сроков выполнения ТП с учётом нескольких уточняющих коэффициентов (местоположение потребителя, тип ТПР, плотность застройки, наличие свободных кабельных трасс и пр.);
- провести анализ реальной загрузки питающих центров;
- выстроить упрощённую модель документооборота и модель принятия решений;
- выстроить систему информирования заявителей и обучения собственного персонала процессу обработки заявок, разработке ТУ, договорной работе и пр.
- Из состава вышеперечисленных мероприятий «вытекает» и минимально необходимый состав средств автоматизации, а именно:
- геоинформационная система (ГИС) для проведения инвентаризации пространственно-распределённых активов, проведения анализа существующих и перспективных трасс и формирования схем ТП к центрам питания и пр.;
- расчётная система контроля уровней нагрузки в центрах питания и в точках присоединения к сетям более высоких классов напряжения, контроля уровней ТКЗ и пр. При этом система должна иметь возможность хранить «временные срезы» перспективной модели сети для корректной обработки новых заявок на ТП и контроля нормативов загрузки центров питания;
- система управления жизненным циклом заявок на ТП от подачи заявки до подписания акта ТП, которая позволяет вести соответствующий технологический и корпоративный документооборот, информировать заявителей о ходе прохождения заявки по этапам, формировать необходимые отчётные документы, запросы на планирование

Рис. 2. Модель данных INTEGRAL



ресурсов под исполнение договоров на ТП;

- система ведения нормативно-справочной информации, в частности моделей электрической сети, справочников по оборудованию, технико-экономических нормативов выполнения работ и пр.

В большинстве сетевых компаний перечисленные средства автоматизации уже существуют в той или иной степени развития, однако они часто не объединены общим замыслом, не синхронизированы по объектам сети и общей нормативно-справочной информации (НСИ), реализуются по собственным планам-графикам. При таком подходе, вероятно, можно в итоге получить работающую систему, но какими затратами ресурсов и в какие сроки!

Более разумным подходом представляется реализация необходимого функционала в рамках единой интегрированной системы, которая могла бы покрыть все потребности РСК в функциях по управлению ТП.

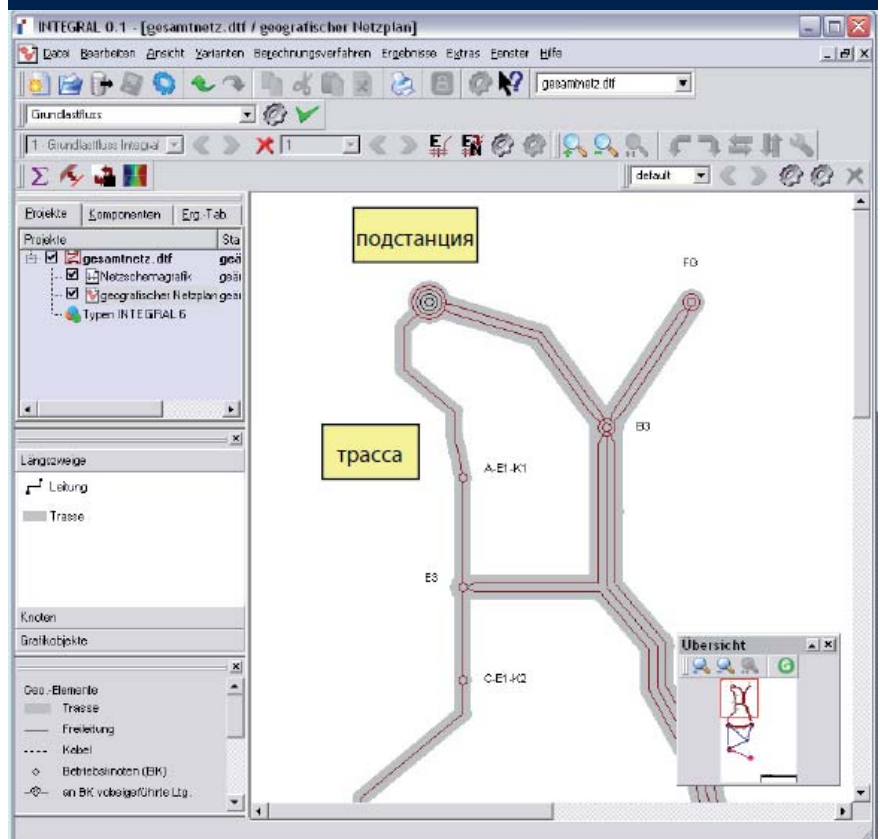
И здесь хочется рассмотреть вопрос о роли органов управления отраслью в работе по созданию такой системы. Ведь очевидно, что функционал такой системы примерно одинаков для всех РСК, состав НСИ пересекается на 80–90%, формат технологической документации стандартизирован, алгоритмы расчётов полностью идентичны.

Расчёты и верификацию технико-экономических нормативов вообще принципиально важно сделать централизованными и прозрачными для заявителей, чтобы избежать злоупотреблений на уровне отдельных сетевых компаний. При централизованном подходе к разработке такой системы каждая РСК в отдельности могла бы сэкономить

минимум 60–70% CAPEX по сравнению с вариантом, когда каждая компания идёт своим путём. Разве это не актуально в текущих условиях «замораживания» роста тарифов? А какой общесистемный эффект можно было бы получить! Ведь такой централизованный подход позволяет без проблем выстроить систему информационного обмена между соседними РСК и с системой верхнего уровня, унифицировать методики внедрения систем, разработать шаблоны внедрения, обучающие курсы для персонала, создать базу знаний по работе с системой и т.д. Получаемые преимущества на уровне отрасли трудно переоценить!

Именно так и поступают в развитых странах мира. Например, в Германии задачей создания такой системы для отрасли на протяжении уже 30 лет занимается специально созданная некоммерческая организация FGH, в которую на правах ассоциированных членов входят все национальные сетевые компании, большинство производителей оборудования, научные

Рис. 3. Географический план сети



институты и представители регулирующих органов. FGH занимается разработкой специализированной системы для управления развитием электрической сети INTEGRAL (INTEractive GRApical grid pLanning), а также сбором статистики по работе оборудования и стоимости его обслуживания, формированием НСИ, разработкой алгоритмов оптимизации, интегрирует свою систему с другими национальными системами, например, системой кадастрового учёта земли. При этом замечательно, что каждая компания-участник FGH через своих уполномоченных представителей принимает участие в формировании состава функциональных требований к новой версии системы и может получить итоговый программный продукт за очень незначительные деньги. По данным FGH, 80% передающих и 60% распределительных сетевых компаний Германии являются пользователями INTEGRAL. В результате Германия в рейтинге Мирового Банка «Doing business» по показателю «Подключение к сети электроснабжения» стоит на втором месте в мире (Россия находится на 184 месте из... 185).

Решение INTEGRAL представляет собой мощный инструмент для планирования схем электроснабжения. С помощью INTEGRAL можно ответить практически на все вопросы в области построения сетей: от проектирования трасс линий электропередачи и оценки уязвимых участков сети до их оптимизации по напряжению и реактивной мощности, расчёта и сравнения технических и экономических характеристик различных вариантов развития сети. INTEGRAL позволяет разработать большое количество вариантов будущей сети через удобный пользовательский интерфейс, сохраняя их в базе данных и выполняя расчёты и сравнения по каждому варианту.

Решение предоставляет пользователю следующие возможности:

- быстрое формирование и хранение большого количества иерархических вариантов развития сети;
- расчёт всех электрических параметров различных вариантов сети: надёжность, энергоэффективность, уровень ТКЗ и др.;
- расчёт экономических характеристик различных вариантов сети, капитальных и эксплуатационных затрат, потерь электроэнергии;
- формирование обобщённых критериев для быстрого сравнения разных вариантов;
- автоматизированное формирование вариантов сети на основе заданных условий и ограничений.

Все объекты энергосистемы представлены в программе в удобном графическом виде, а любые действия, связанные с прокладкой и изменением сетей, добавлением объектов, осуществляются простым движением мышки. При этом наличие встроенного языка программирования позволяет создавать собственные расчёты, организовывать пакетную обработку данных (рис. 2).

Дополнительное географическое представление автоматически формируется по координатам местоположения сетевых объектов и позволяет оперативно осуществлять ввод

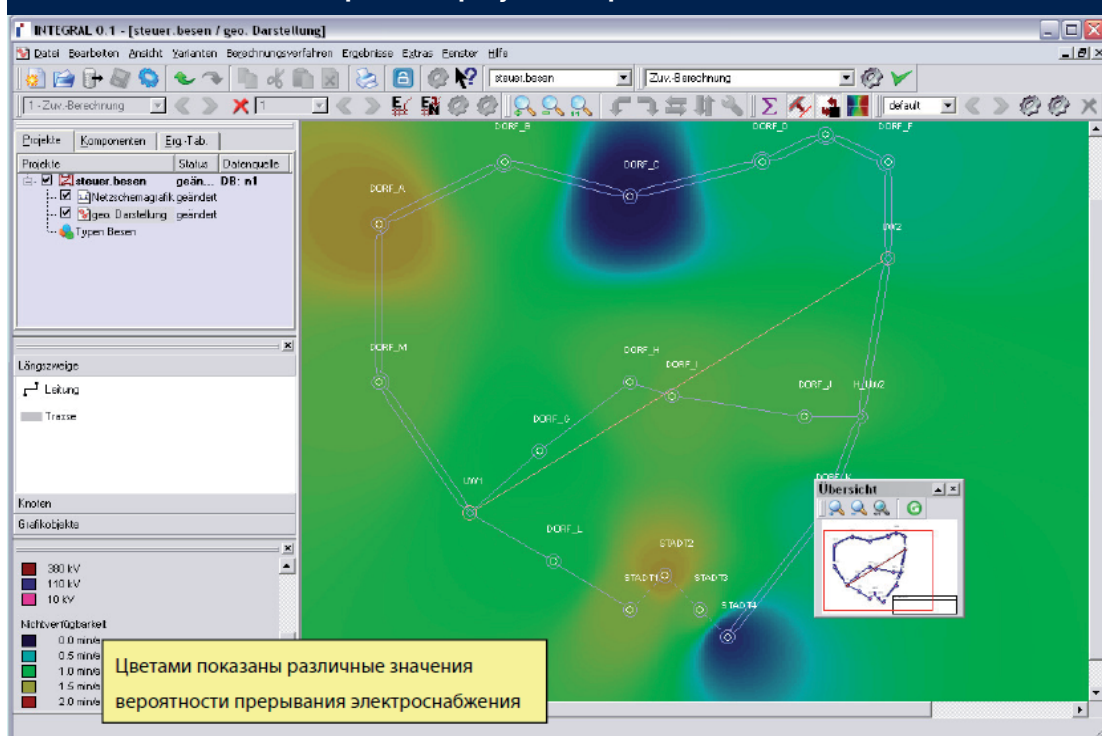
новых трасс, опор и соединений. Изменение объекта, топологии сети на одном графическом представлении влечёт за собой автоматическое изменение в базе данных, расчётной модели, других графических представлениях (рис. 3).

Ещё одним важным свойством INTEGRAL является полная идентичность моделей данных электрической сети в этом сугубо off-line приложении с большинством применяемых в Германии on-line систем диспетчерско-технологического управления, например PSIcontrol или ABB Network Manager. Это позволяет ещё более сократить сроки внедрения системы и затраты на её внедрение и последующую эксплуатацию, поскольку пользователи избавляются от необходимости вводить все свои сетевые активы дважды в две системы и потом их синхронизировать.

Встроенные в систему расчётные модули позволяют пользователю:

- рассчитать потоки электроэнергии в ветвях и напряжение в узлах сети;
- моделировать различные режимы регулирования потоков активной мощности, устанавливая характеристики компенсируемой мощности или задавая параметры импортируемой и

Рис. 4. Отображение результатов расчёта надёжности сети



экспортируемой мощности для каждой сетевой группы;

- моделировать потокораспределение в сети в послеаварийных режимах;
- выполнять расчёты токов короткого замыкания;
- моделировать и проводить детальный анализ основных сложных случаев повреждений, рассматривая любые комбинации из обрывов линий, коротких замыканий и межсистемных ошибок с учётом возможных полных сопротивлений в местах повреждений;
- определять наиболее вероятное состояние моделируемой сети исходя из измеренных значений и топологии сети;
- проводить вероятностный расчёт надёжности сети;
- моделировать устранение повреждений в сетях среднего напряжения;
- оптимизировать сеть или её отдельные участки по напряжению и реактивной мощности;
- выполнять анализ срабатывания устройств РЗА;
- выполнять анализ комплексного сопротивления сети, анализ гармонической составляющей и централизованного телеуправления;
- рассчитать экономическую составляющую проекта, включая оценку фактической стоимости и прогнозируемый годовой доход от его реализации (рис. 4).

В настоящее время INTEGRAL успешно применяется для планирования более чем 50% всех сетей электропередачи в Германии, Австрии, Голландии, Тайване и др. странах, известных своими проектами в области реализации концепции интеллектуальной энергосистемы. Среди пользователей решения — такие крупные компании, как RWE, E.ON Netz, EnBW, Vattenfall Europe Transmission (Германия), Verbund Austrian Power Grid (Австрия), NOK, Stadtwerke Arbon (Швейцария) и другие. Все представленные расчётные модели постоянно совершенствуются, позволяя оптимизировать процесс расчётов в рамках развития сетей. Именно с помощью таких систем должны приниматься решения о развитии энергосистемы России, и особенно остро вопрос о внедрении таких решений стоит сейчас — в период перехода к качественно новой интеллектуальной энергосистеме.

## КОММЕНТАРИЙ



**Георгий БУРАКОВ, начальник департамента технического развития ОАО «МРСК Урала»**

В настоящее время на территории деятельности ОАО «МРСК Урала» продолжается интенсивное развитие электросетевого комплекса. Ежегодно электросетевыми компаниями и потребителями вводится в строй 5–8 новых подстанций 110 кВ и 150–200 трансформаторных подстанций (ТП) 10–6 кВ.

Обусловлена такая интенсивность высоким спросом на электрическую мощность со стороны новых потребителей — объектов жилой застройки, социальной инфраструктуры, промышленных и сельскохозяйственных площадок. Количество заявок на технологическое присоединение ежегодно увеличивается на 10–15%, а максимум электрической мощности по регионам присутствия ОАО «МРСК Урала» — на 3,5–4%.

В этих условиях для формирования оптимальных и обоснованных технических решений по развитию сетей первоочередной задачей становится необходимость оперативного и правильного расчёта параметров существующей и моделируемой сети с учётом ранее принятых технических решений.

Конечно, компания занимается разработкой схем развития электрических сетей 110 кВ и выше всех регионов, но срок разработки данных документов составляет порядка 1 года, и решения, содержащиеся в них, носят скорее стратегический характер, чем практический. Чаше возникает потребность выполнить оперативный расчёт нескольких вариантов развития сети на стадии подготовки технических условий и договора на технологическое присоединение. В соответствии с действующим законодательством принятие технических решений и оформление всех документов не должно быть дольше 30 дней.

Инструменты, используемые для перспективного моделирования сети, должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Оперировать актуальными на заданный момент времени схемами сетей 6–10–35–110 кВ и выше, а также данными по их нагрузке.
2. Иметь возможность отображения и учёта в моделировании ранее принятых технических решений, а также данных по перспективной нагрузке сети.
3. Иметь возможность быстрого моделирования различных технических решений и расчёта сети с учётом п. 1 и 2.
4. Поддерживать возможность одновременной работы большого количества пользователей (на уровнях ПО, филиала, МРСК).
5. Обладать простым и понятным интерфейсом для возможности использования пользователями с различным уровнем подготовки.

Совершенно очевидно, что подобная система должна быть тесно связана с системой диспетчерского и технологического управления МРСК. В связи с этим в ОАО «МРСК Урала» ещё с 2009 года выбрана и внедряется система на базе ПО PSControl. Возможности данной системы позволяют дополнять её необходимыми модулями расчёта и перспективного моделирования сетей, такими как INTEGRAL.

Полномасштабное внедрение подобной системы в компании позволит в будущем отказаться от услуг подрядных организаций по разработке схем развития электросетевого комплекса. Дополнительная реализация возможностей по стыковке системы с геоинформационной системой (ГИС), системой технического обслуживания и ремонтов (ТОРО) и модулем основных средств позволит персоналу компании разрабатывать и принимать взвешенные и оптимальные технические решения по развитию электросетевого комплекса.