



PS2 – S8-03



Ускорение оценки стабильности напряжения с помощью кластерного вычисления

К.О. ХАЙДЕ, Р. КРЕБС
Siemens AG
Germany
chris.heyde@siemens.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Системы «клиент-сервер», моделирование нештатных ситуаций, анализатор сети, параллельная обработка, динамическая стабильность энергосистем, анализ во временной области, стабильность напряжения.

АННОТАЦИЯ

Оценка динамической стабильности всегда является более трудоёмкой, т.к. содержит статические подходы. В особенности анализ стабильности напряжения требует больших вычислительных усилий из-за большой детализации моделей и необходимости большего отрезка времени для моделирования. Чтобы выполнить анализ стабильности напряжения во время работы системы и помочь оператору на основе полученных результатов принять правильное решение, эти исследования должны выполняться быстро в пределах заранее определенного времени, например, в течение 15 минут. Анализ стабильности главным образом характеризуется моделированием нештатной ситуации, которое может выполняться параллельно. В этой статье описан подход динамической оценки стабильности напряжения, а также процесс параллельного выполнения.

1 ВВЕДЕНИЕ

Современные энергосистемы используются в большей степени, чем это фактически планировалось при их создании. Для этого существует несколько причин. Во всем мире идет процесс либерализации, который вынуждает операторов сети конкурировать друг с другом, что ведет к росту нагрузки на их оборудование с целью более выгодного его использования. В то же время соседние операторы передающих систем соединяют свои системы электрически, чтобы иметь возможность продавать электроэнергию за границу. Это приводит к необходимости транспортировки электроэнергии на большие расстояния и к увеличению перетоков через линии, объединяющие системы.

Другая причина для увеличения нагрузки на энергосистемы – это политические усилия нескольких стран уменьшить выбросы углекислого газа и уменьшить зависимость от ископаемого топлива. Особенно в Германии, где принятие Акта о возобновляемой энергии (EEG[1]) привело к быстрому увеличению числа распределенных генераторов. Большинство из этих генераторов – ветряные. Эти генераторы располагаются в областях доступности соответствующих природных ресурсов, что не всегда находится близко к центрам потребления нагрузки. Следовательно, развитие такого рода также ведет к необходимости передачи электроэнергии на дальние расстояния, что не учитывалось при первоначальной разработке систем. Недавние масштабные отключения (блэкауты) электроэнергии в Америке и Европе

(последнее произошло в Бразилии), доказывают этот тезис.

На рис. 1 представлена энергосистема относительно ее эксплуатационных границ. Оптимальная операционная точка находится в середине системы координат со следующими тремя осями: надежность, доходность и экология. Однако по указанным выше причинам энергосистема движется ближе к границам. По мере приближения к этим границам для оператора системы становится все более важно точно знать, где расположен предел и как далеко от этого предела находится система. Это показано в правой и левой частях рис. 1. В левой части границы показаны размытой линией, тогда как в правой границы изображены четкой линией с небольшой размытостью.

Система оценки динамической устойчивости (DSA) является инструментом, максимально точно идентифицирующим такую границу ([2] - [5]). Структура системы DSA представлена на рис. 2. Поэтому такая система должна охватывать анализ стабильности при переходном режиме, стабильности слабых сигналов и явлений стабильности напряжения, а также анализ устойчивости защиты.

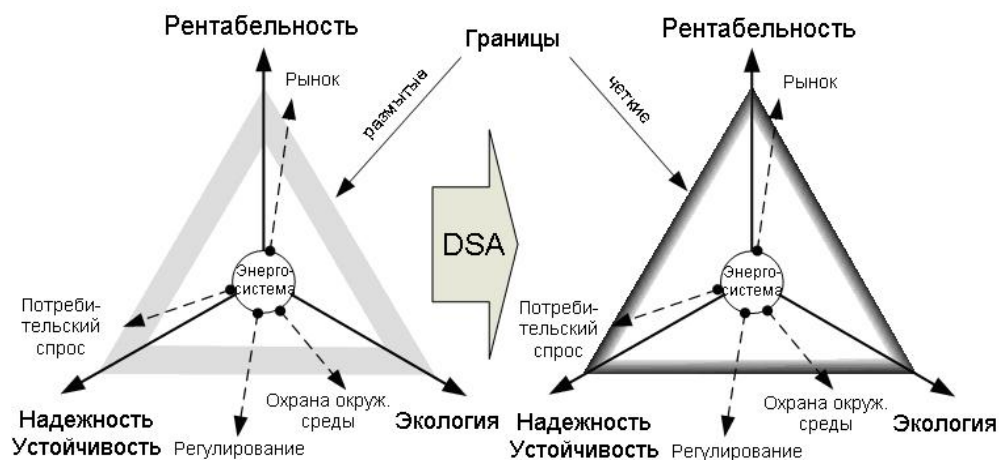


Рис. 1: Действие энергосистем, границы и основные факторы, переносящие системы к пределам (с и без системы динамической устойчивости)

Динамическая оценка стабильности напряжения – это, с точки зрения вычислений, самая затратная часть системы оценки динамической устойчивости DSA, из-за необходимости выполнения многочисленных расчетов дополнительной долгосрочной динамики, которой можно пренебречь во время оценки стабильности при переходном режиме.

В этой статье общий подход к динамической оценке стабильности напряжения, как его понимают в пределах этой системы DSA, будет представлен в разделе II. Реализация параллельного выполнения задач моделирования энергосистем описывается в разделе III. Статья завершается выводами и освещением перспектив.

2 ДИНАМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТАБИЛЬНОСТИ НАПРЯЖЕНИЯ

2.1 Общие замечания

Нестабильность напряжения, по определению, вызывается неспособностью систем генерирования и передачи обеспечить поставку реактивной мощности, необходимой для удовлетворения потребностей нагрузок, удерживая напряжения около номинальных величин. Движущей силой неустойчивости является восстановление нагрузки после серьезных нештатных ситуаций. Ограничивающие факторы - пределы нагрузки передающего оборудования и пределы регулирования устройств управления напряжением, например, трансформаторов с РПН, компенсаторов и системами возбуждения синхронных генераторов.

При динамической оценке стабильности напряжения поведение энергосистемы после N-1 нештатных ситуаций, например, после отключения генератора или линии, моделируется во временной области. Таким образом, предаварийная рабочая точка может рассматриваться как точка с устойчивым напряжением, если никакая нештатная ситуация не приводит к

нестабильности, или с неустойчивым напряжением, если любая нештатная ситуация приводит систему в неустойчивое состояние. Последняя точка с устойчивым напряжением называется пределом устойчивого функционирования (SOL) [6]. Чтобы иметь возможность наблюдать все вышеупомянутые движущие силы и пределы, и, наконец, неустойчивость напряжения, необходимо смоделировать динамику этих элементов. На рис. 3 показаны регулирующие действия для модели энергосистемы, которые должны быть выполнены до оценки стабильности напряжения. В левой части рисунка показана наиболее часто используемая для исследований переходных процессов динамическая модель энергосистемы. В правой части рисунка – помеченные красным изменения.

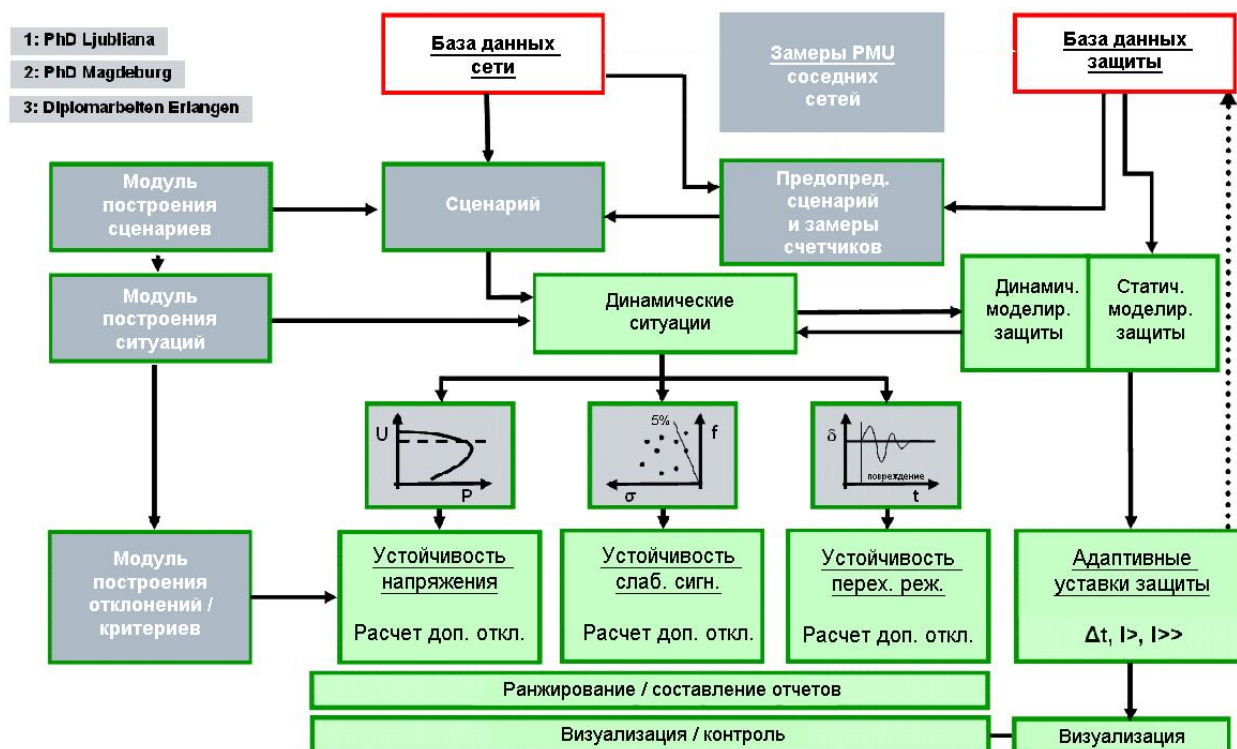


Рис. 2: Структура системы DSA

2.2 Автоматическая симуляция нештатных ситуаций

Чтобы быть в состоянии выполнить исследования динамической устойчивости DSA в режиме онлайн в период времени, например, в течение 15 минут, все моделирования, оценки результатов и подготовка к визуализации должны выполняться автоматически. Это означает, что оператор сети не обязан решать, какая часть системы должна наблюдаться и серьезна ли нештатная ситуация или нет. В этом состоит причина разработки анализатора сети, который наблюдает всю энергосистему целиком во время интеграции и сосредотачивается только на наиболее затрагиваемых областях системы и элементах.

Ограничения анализатора сети определяют момент, когда на элементе фокусируется внимание анализатора сети. Эти ограничения представляют собой правила, установленные оператором сети, которые отражают данные руководства по эксплуатации [7], [8], нормы качества энергии или опыт самого оператора. Такое ограничение приведено на рис. 4 для шин генератора. Данное ограничение взято из сетевых стандартов немецкого сетевого оператора [9]. Здесь отмечены следующие эксплуатационные области: «допустимая область» (нормальное функционирование), «область предупреждения» (неправильное функционирование) и «недопустимая». В стандартах сети определено следующее: предполагается, что генератор остается подключенным к сети до момента входа в «недопустимую область». Такие ограничения могут быть определены для каждого вида шин сети, оборудования и точки нагрузки.

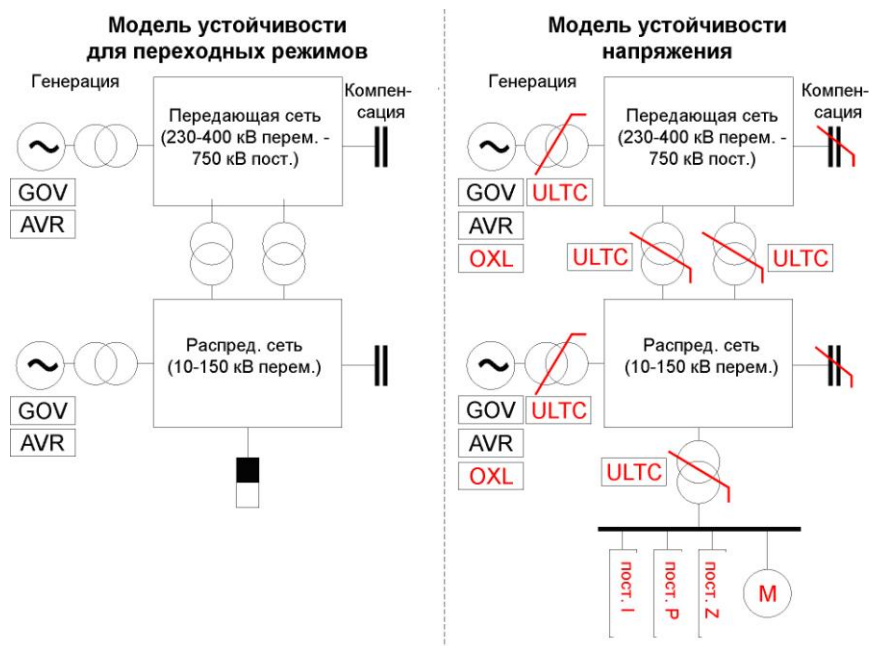


Рис. 3: Сравнение самой общей динамической модели стабильности энергосистемы при переходном режиме и динамической модели, используемой для оценки стабильности напряжения

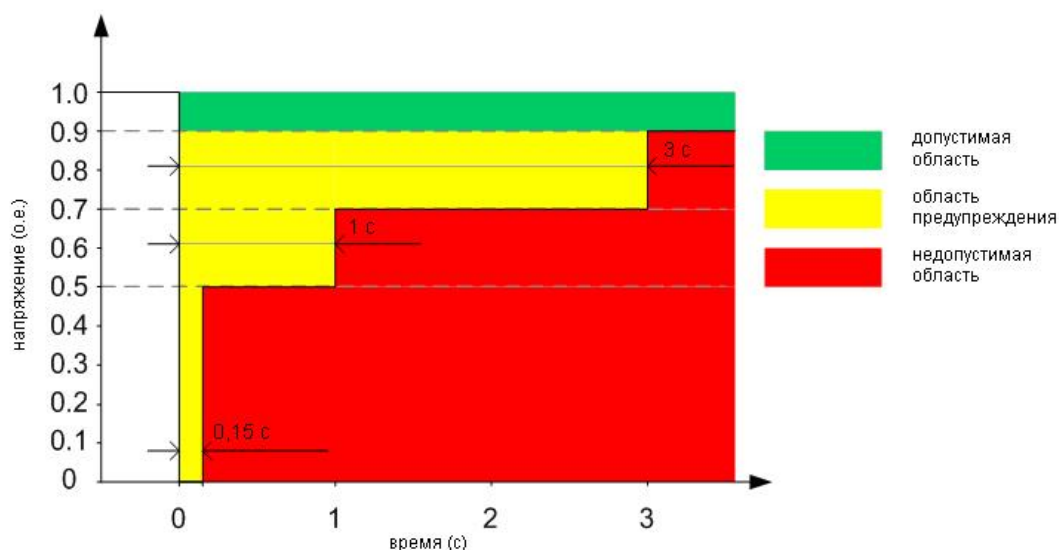


Рис. 4: Ограничение устойчивости напряжения для анализатора сети для шины генерации

Дополнительно к ограничениям по устойчивости, при моделировании во временной области вычисляются также допустимые отклонения, чувствительность и резервы регулирования реактивной мощности. В качестве предела лавины напряжения оценивается нагрузка каждой линии M_{ZLine} . Аналогично сети с двумя узлами с передающим и принимающим концами, в которых при равенстве величины сопротивления нагрузки величине сопротивления линии достигается предел допустимой нагрузки, неустойчивость напряжения возникает также в сложносвязанных сетях при достижении этого критерия в одной единственной линии такой системы. Следовательно, эквивалентное сопротивление нагрузки на терминалах каждой линии постоянно вычисляется и сравнивается с сопротивлением линии. Если величины обоих сопротивлений равны, нестандартную ситуацию рассматривают как неустойчивую.

Аналогичные допустимые отклонения предложены в [10] и [11]. В [10] введен так называемый основной показатель стабильности линии (BLSI). Этот показатель выводится из уравнений распределения мощности и указывает на пик кривой системы P-U (мощность —

напряжение) при ее бесконечном наклоне. Величина этого показателя равна 1, при достижении пика составляет более 1, когда для этого пика имеется допустимое отклонение. Величина не может быть меньше 1, т.к. при этом будет трудно различать находящиеся вблизи порога устойчивости (непосредственно перед точкой пика) и неустойчивые ситуации.

Анализатор сети заносит данные важных наблюдений на постоянной в текстовый файл. В этом текстовом файле хранятся только нарушения ограничений или нарушения (ниже) допустимых отклонений или резервов спасены вместе с именем элемента и временем возникновения. Анализируя данный текстовый файл, можно точно восстановить данные о том, что, где и когда произошло во время моделирования.

Табл. I: Измерение величин показателя устойчивости напряжения VSI

Значение показателя	Соответствующие события
0	нарушений параметров не зафиксировано
0.25	значения напряжений или токов попадали в область предупредительной сигнализации
0.5	наличие нулевого реактивного резерва на каком-либо генераторе или компенсаторе, достигнут предел РПН или произошло торможение двигателей
0.75	значения напряжений или токов попадали в недопустимую область
1	лавина напряжения ($M_{ZLine}=0$)

На базе данной информации можно оценить серьезность нештатной ситуации, это осуществляется путем вычисления показателя устойчивости напряжения VSI. Этот показатель может принимать пять различных значений в зависимости от нарушений ограничений устойчивости (см. ТАБЛИЦУ I). Показатель VSI используется для оценки нештатных ситуаций, которые будут представлены оператору сети. В первую очередь должны быть проверены самые серьезные нештатные ситуации, тогда как ситуации, где показатель VSI равняется нулю, несколько не интересны с точки зрения принятия эксплуатационных решений.

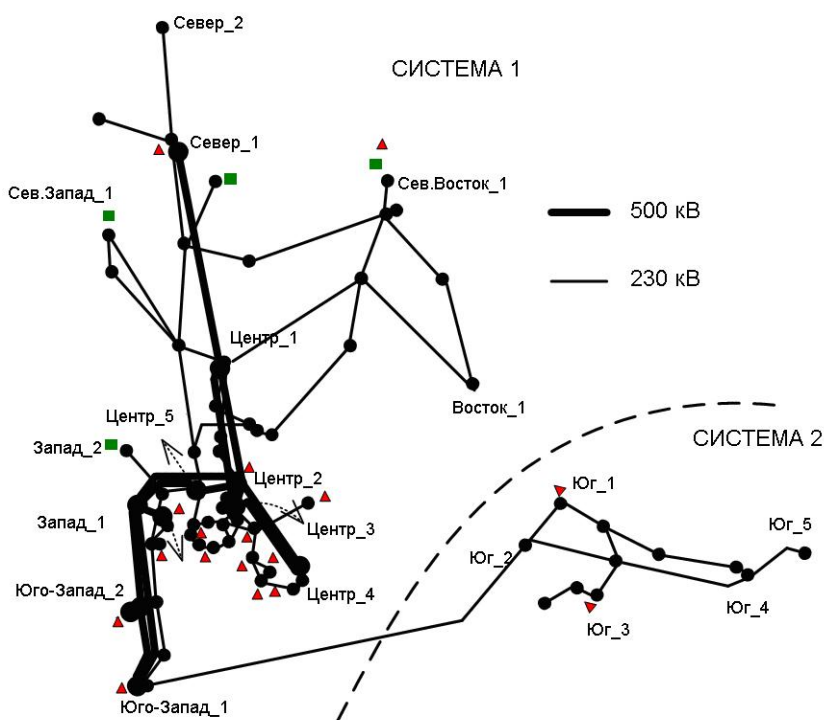


Рис. 5: Тестовая топология системы уровня напряжения 500 кВ и 230 кВ [12]

2.3 Моделирование будущих рабочих точек

Степень стабильности напряжения энергосистемы всегда зависит от направления траектории системы. В предложенных смоделированных нештатных ситуациях можно определить, безопасна или нет предаварийная рабочая точка. Кроме того, имея расчетные допустимые отклонения, резервы и чувствительность, становится возможным говорить в качественных терминах, близка ли система к SOL или нет. Из-за высокой нелинейности характеристик энергосистем невозможно определить количественно, например, допустимые отклонения нагрузок энергосистем при рассмотрении только текущей рабочей точки в качестве предаварийной. Следовательно, система DSA должна быть в состоянии рассматривать также незапланированные рабочие точки, которые наиболее вероятно возникнут в ближайшем будущем (30 - 120 мин.).

Эти незапланированные будущие рабочие точки могут быть вызваны отклонениями от прогнозов следующего дня для ветряных генераторов, или нештатными, но отложенными, изменениями топологии. Зная степень устойчивости этих рабочих точек, оператор сможет решить, разрешать ли эти рабочие точки или избежать их.

2.4 Применение на тестовой сети

Предложенная система оценки динамической стабильности напряжения была проверена на национальной системе передачи с 119 генераторами, 527 линиями, 300 точками нагрузки и 440 трансформаторами с РПН. Эта энергосистема имеет уровни напряжения 500 кВ, 115 кВ и 230 кВ. Полная нагрузка системы в базовом режиме составляет приблизительно 20 ГВт. Топология уровней напряжения 230 кВ и 500 кВ тестовой сети представлена на рис. 5.

Начинаясь с базового режима, траектория системы моделировалась с увеличением требования по нагрузке во всех точках нагрузки одинаково малыми шагами. Это привело к получению 35 возможных будущих рабочих точек, как описано в разделе II. Для целей представления предложенный анализ нештатной ситуации был выполнен для всех N-1 нештатных ситуаций и для всех 35 рабочих точек.

На рис. 6 показаны результаты для всех N-1 нештатных ситуаций линии 230 кВ в виде цветной матрицы. Ось X представляет нештатные ситуации (в этом случае моделировались 88 нештатных ситуаций). Ось Y указывает рабочие точки, рабочая точка 1 представляет собой базовый режим. Ось Y можно также считать осью времени, тогда каждой рабочей точке может быть назначено определенное время в будущем. Цвета прямоугольников в матрице представляют значение показателя VSI (см. крайнюю правую часть рис. 6).

Можно легко видеть, что при проходе по оси Y от основания (базовый режим) к вершине (все более и более нагруженная система), показатель стабильности становится все хуже. Как сказано в таблице I, нулевой показатель VSI (зеленый) не важен вообще, а показатель VSI = 0.25 (желтый цвет) означает только предупреждение. Следовательно, все зеленые и желтые режимы можно рассматривать как допустимые. С другой стороны, режимов оранжевого, красного и черного цветов необходимо избегать. В таком специальном режиме оператор может легко разрешить первые десять рабочих точек, но должен определить профилактические или коррективные меры во избежание проблем с напряжением в помеченных красным цветом режимах в случае необходимости дальнейшей эксплуатации сети (выше 10-ой рабочей точки).

3 ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ

3.1 Общие замечания

Результаты, представленные на рис. 6, основаны на избыточном моделировании. На рисунке показано 88 нештатных ситуаций для 35 рабочих точек, что означает, что необходимо запустить 3080 моделирований. Одно моделирование нештатной ситуации в течение пяти минут реального времени занимает приблизительно одну минуту и 17 секунд для тестовой энергосистемы на стандартном ПК. Чтобы смоделировать все эти 3080 нештатных ситуаций, один ПК должен работать в течение 66 часов. Это, конечно, является слишком большим количеством времени для приложения онлайн. Даже если бы система DSA планировала рассмотреть на будущее только две рабочих точки, она должна была бы запустить 264 моделирования, что займет более пяти часов.

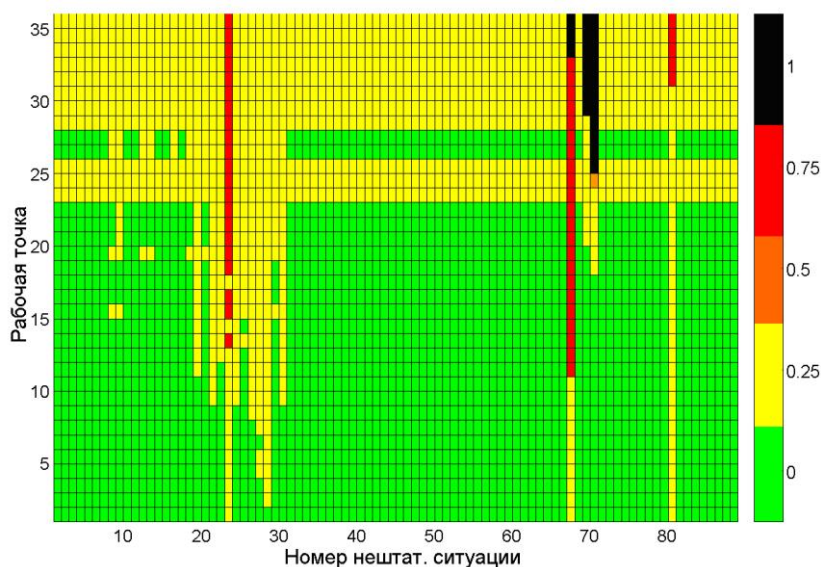


Рис. 6: Цветовая матрица показателя VSI для всех N-1 отключений линии 230 кВ и 35 рабочих точек в тестовой сети DSA

Чтобы иметь возможность управлять динамическими моделированиями в пределах 15 минут в режиме онлайн, необходимо найти методы и средства для ускорения процесса динамической оценки. В принципе, существует три пути:

- ускорение процесса моделирования,
- фильтрация нештатных ситуаций,
- увеличение вычислительной мощности.

Первые два пути кратко упомянуты в данной статье, третий будет обсужден более подробно. Так или иначе, все три метода необходимо рассмотреть в системе DSA онлайн.

Говоря об «ускорении моделирования», мы имеем в виду сокращение процесса моделирования единичной нештатной ситуации. В вышеупомянутом примере это означает уменьшать интервал времени, равный 1 минуте и 17 секундам. Это может быть достигнуто несколькими способами:

- уменьшение модели,
- введение переменного шага времени,
- раннее прерывание моделирования,
- пропуск повторяемых процедур программы моделирования.

Потенциал вышеупомянутых мер экономии времени вычисления фактически очень высок. Например, уменьшением модели энергосистемы путем упрощения моделей нагрузок в областях, на которые нештатная ситуация не оказывает влияния, можно уменьшить время моделирования в два раза относительно полной модели, показанной на рис. 3.

Фильтрация нештатных ситуаций – это также очень эффективный способ уменьшить время оценки устойчивости [13]. Согласно рисунку 6, этот потенциал очевиден. Из указанных 88 нештатных ситуаций только пять вызывают серьезные проблемы. Такая фильтрация должна выполняться более быстрыми скрининговыми методами или на базе использования опыта оператора сети.

Самый многообещающий способ ускорения процесса работы DSA состоит в том, чтобы увеличить вычислительную мощность путем параллельного моделирования нештатных ситуаций в кластере сервера. Параллельное моделирование различных нештатных ситуаций выполнимо, т.к. выполнение различных моделирований полностью независимо друг от друга.

На рис. 7 показан потенциал ускорения динамической оценки стабильности путем применения двух мер: увеличения числа ядер центрального процессора (ось X) и сокращения количества моделирований нештатных ситуаций посредством ранжирования или фильтрации нештатных ситуаций (ось Z). Рисунок подразумевает максимально 100 нештатных ситуаций. Можно видеть, что время моделирования линейно зависит от фактора ранжирования (при

высоком значении фактора происходит сильное сокращение нештатных ситуаций). Увеличение числа ядер процессора, с другой стороны, сначала вызывает сильное сокращение времени моделирования, а затем это сокращение замедляется при приближении числа ядер процессора к числу нештатных ситуаций. Область, закрашенная красным, указывает времена моделирования выше окна времени, равного 15 минут, тогда как зеленый цвет указывает на более низкие времена моделирования.

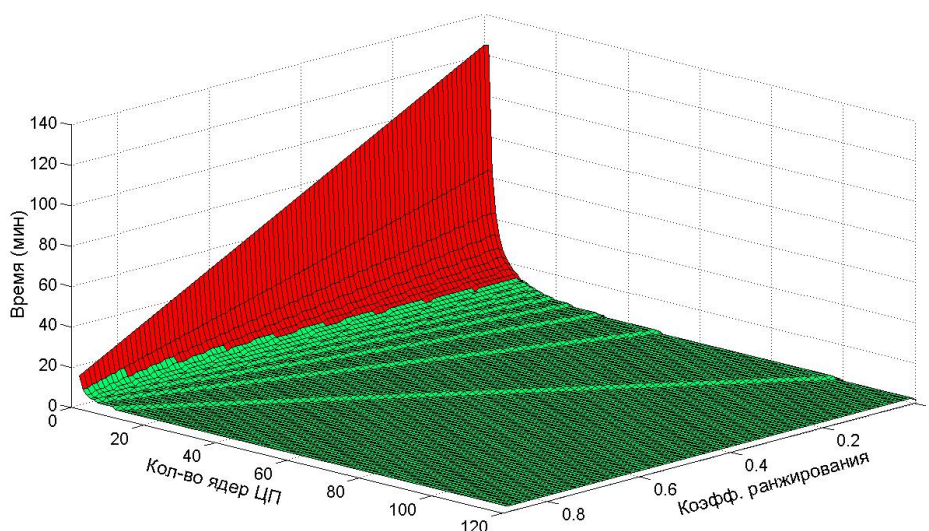


Рис. 7: Потенциал ускорения работы системы DSA при увеличении числа ядер ЦП и сокращения количества моделирований ранжированием нештатных ситуаций (фильтрация) в случае необходимости моделирования максимум 100 нештатных ситуаций

Можно показать, что 100 нештатных ситуаций могут быть смоделированы динамически в течение 15 минут при наличии менее 20 ядер ЦП. Для этого исследования использовался кластер серверов из десяти двухъядерных промышленных ПК. Поскольку аппаратные средства состоят исключительно из готовых продуктов, затраты для такой системы будут умеренными. В этом случае определенные затраты на 1 ядро процессора составляют приблизительно 550 €, включая серверную стойку 19", источник бесперебойного питания (UPS) и оборудование сети. Следовательно, инвестиционные затраты для системы с 100 ядрами процессора составили бы приблизительно 50000 €.

3.2 Структура разрабатываемой системы параллельных вычислений

Преимущество распараллеливания моделирования нештатных ситуаций состоит в том, что при этом необходимо разрабатывать систему управления обменом данными и моделированием, только полагаясь на проверенный симулятор энергосистем. В этом исследовании используется симулятор энергосистем PSS®NETOMAC от компании Siemens. Разработанное ПО преимущественно состоит из трех частей: клиент DSA, клиент параллельных вычислений (PCC) и сервер параллельных вычислений (PCS). Структура аппаратных средств основана на принципе клиент-сервер.

Общая структура параллельной работающей системы DSA приведена на рис. 8. Центр DSA получает данные текущей рабочей точки (WP) и, при наличии, траекторию системы краткосрочного планирования от АСУ ТП. Эта информация обрабатывается клиентом DSA. Далее клиент DSA выбирает ряд нештатных ситуаций и будущих рабочих точек, которые должны быть смоделированы.

Кроме того, клиент DSA содержит информацию о модели энергосистемы. Это означает, что здесь должны храниться самые современные определенные данные системы, а именно, названия оборудования, данные контроллеров и структура модели системы. Если, например, нужно смоделировать отключение питания генератора, клиент DSA знает, где найти этот генератор в модели системы и как отключение питания должно быть инициировано. Эту информацию передают абстрактным способом к PCC. Таким образом, программное

обеспечение ниже не должно быть спроектировано в случае изменения модели энергосистемы.

Клиентская и серверная программы PCC и PCS написаны на языке Java (версия 6 SE) [14]. Уровень обмена данными, удалённый вызов метода (RMI), - это часть спецификации языка Java. RMI позволяет выполнять не только обмен информацией между клиентом и серверами, но также и передачу объектов Java, содержащих выполняемые функции, серверу. Следовательно, программа сервера PCS может оставаться простой, в то время как ее функциональными возможностями управляет программа клиента.

Программа клиента PCC управляет списком серверов, обновляя данные их готовности и возможностей (число ядер ЦП, скорость ЦП и т.д.). Это делает систему устойчивой против отказов сети (ЛВС) и гибкой (в смысле использования не только специальных кластерных серверов, но также, если это необходимо, и офисных ПК, которые могут обеспечить временную вычислительную мощность).

Если клиенту DSA необходимо моделировать нештатную ситуацию, PCC строит описание нештатной ситуации и объект функциональных возможностей сервера и передает эти данные серверу. Теперь сервер знает, как изменить модель энергосистемы, чтобы смоделировать определенную нештатную ситуацию, выполняет изменения и начинает моделирование на симуляторе энергосистемы.

После моделирования с PSS[®]NETOMAC текстовый файл, созданный анализатором сети, подвергается предварительному анализу сервером с целью получить показатель VSI и реализовать графическое представление результатов моделирования в виде цветовой матрицы системы [15] и файла Google[™]Earth KML [16], который будет представлен оператору. Текстовый файл от анализатора сети и предварительные результаты анализа сохраняются в базе данных, которая может быть прочитана с АСУ ТП.

Визуализация результатов работы DSA планируется к реализации в рамках системы контроля реального времени, например, SIGUARD[®]-PDP [17], запускаемой на АСУ ТП. Если моделирование какой-либо нештатной ситуации покажет проблемы стабильности, необходимо предпринять коррективные меры. Следовательно, клиент DSA может получать непосредственные директивы от АСУ ТП о выполнении предварительного моделирования нештатной ситуации с применением определенных коррективных мер (RM), например, сброса нагрузки. Это выполняется, чтобы проверить, сможет ли данная мера быть успешно применена.

4 ВЫВОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Потребность оценить точный уровень стабильности энергосистемы становится очевидной, как необходимость оценить нагрузку оборудования и риск увеличения отключений. Можно показать, что с помощью динамической оценки устойчивости могут быть четко определены эксплуатационные границы. Поэтому нужно рассматривать все аспекты стабильности энергосистем. Стабильность напряжения является одним из этих аспектов и требует всестороннего моделирования. Результаты исследований стабильности напряжения на испытательной системе показывают, что получаемая в процессе моделирования во временной области информация может помочь оператору принять правильное решение в случае опасной ситуации в системе. Возможность предварительно моделировать определенные коррективные меры облегчает механизм применения действенных мер в случае, если нештатная ситуация происходит фактически.

Излишек информации процесса моделирования во временной области стоит большого увеличения вычислительной мощности. Период времени онлайн, равный 15 минутам, может быть достигнут или массивными упрощениями модели энергосистемы, или увеличением вычислительной мощности. Последнее может применяться очень эффективно, т.к. моделирования нештатных ситуаций, выполняемые во время оценки стабильности, могут выполняться параллельно.

Можно показать, что при использовании аппаратных средств готовых ПК может быть построена гибкая и сильная вычислительная система. Разрабатываемое программное обеспечение управляет параллельными моделированиями нештатных ситуаций в рамках модели «клиент-сервер» и использует установленный и надежный симулятор энергосистемы.

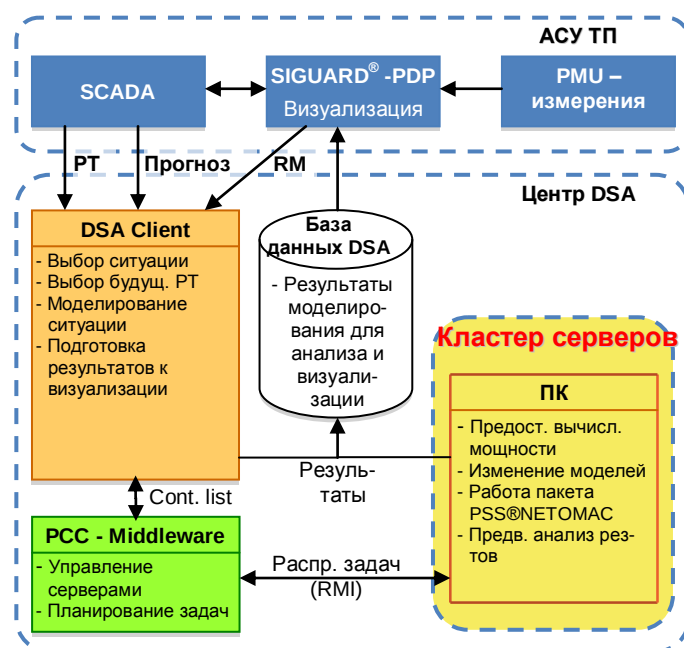


Рис. 8: Программное обеспечение и структура обмена данными системы клиент-сервер для параллельных моделирований нештатных ситуаций в рамках системы DSA (онлайн)

В будущих работах поведение системы защиты должно быть включено в модель энергосистемы [5], [15]. Таким образом, результаты можно будет учитывать при расчете каскадных отключений электричества вследствие отключений защиты. Это выполняется, поскольку обычные модели защиты могут настраиваться оператором сети с помощью уставок защиты и они совершенно доступны.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Авторы выражают благодарность господину Р. Бройнунгу за его работу над оригинальной версией данного документа.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Erneuerbare-Energien-Gesetz (BGBI. I S. 2074), (renewable energy act), July 2009.
- [2] Kerin U., Bizjak G., Krebs R., Lerch E., Ruhle O.: Faster than real time: Dynamic security assessment for foresighted control actions; IEEE PowerTech 2009, Bucharest, Romania, 2009.
- [3] Kai S., Likhate S., Vittal V., Kolluri V.S., Mandal S.: An Online Dynamic Security Assessment Scheme Using Phasor Measurements and Decision Trees; IEEE Transactions on Power Systems, Vol.: 22, No.:4, November, 2007.
- [4] Morison K., Wang L., Kundur P.: Power System Security Assessment, IEEE Power & Energy Magazin, 2004.
- [5] Krebs R., Lerch E., Heyde C.O., Styczynski Z.A.: Supporting of Power System Dispatchers via Dynamic Protection and Security Assessment Systems, Journal Energetyka – Warszawa Wydawn, 2008.
- [6] Van Cutsem T., Vournas C.: Voltage Stability of Electric Power Systems, Power Electronics and Power System Series, Kluwer, 1998.
- [7] NERC Reliability Concepts Ver.:1.0.2, December, 2007.
- [8] ENTSO-E, Operation Handbook (OH) P3 – Policy 3 Operational Security, 19.03.2009.
- [9] Gridcode 2000, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, DVG Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, April 2000.

- [10] Li W., Choudhury P., Sun J., Yu J., Wang Y.: Method and system for real time identification of voltage stability via identification of weakest lines and buses contributing to power system collapse, United States Patent Application 20090027067, British Columbia Transmission Corporation, submitted January 29. 2009.
- [11] Leirbukt A., Uhlen K., Palsson M.T., Gjerde J.O., VU K., Kirkeluten OE.: Voltage Monitoring and Control for Enhanced Utilization of Power Grids, Proceeding of the IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition PSCE, New York, USA, October 2004.
- [12] Kerin U., Lerch E., Bizjak G. : Small signal security quantification of highly loaded power systems; IEEE Power & Energy Society, General Meeting, Calgary, Canada, 2009.
- [13] Captinescu F., Glavic M., Ernst D., Wehenkel L.: Contingency Filtering Techniques for Preventive Security-Constrained Optimal Power Flow, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.: 22, No.:4, November 2007.
- [14] Java 6 SE Documentation, <http://java.sun.com/javase/6/docs/api/index.html?overview-summary.html>, November, 2009.
- [15] Krebs R., Jäger J., Heyde C.O., Lazar F., Balasiu F., Lund P.: Beurteilung der dynamischen Netz- und Schutzsicherheit; VDE-ETG Kongress, Düsseldorf, Oktober, 2009.
- [16] KML Documentation for Google Earth, <http://code.google.com/intl/de/apis/kml/documentation>; November, 2009.
- [17] Krebs R., Wache M.F.: Network-Security Measures for Highly Loaded Power Systems; IEEE Power & Energy Society, General Meeting, Calgary, Canada, 2009.