

Anexo

A expansão da oferta de energia elétrica no horizonte 2050 foi analisada com base em simulações de um modelo de otimização da expansão. De forma sucinta, o objetivo de uma simulação é determinar um cronograma de expansão que minimize o valor presente do custo total de investimento em novas usinas geradoras e interligações, custos operacionais e custos de déficit de energia elétrica, levando em consideração restrições de expansão, de operação, ambientais e requisitos de confiabilidade.

A decisão econômica de escolha da melhor alternativa de expansão (solução “ótima”) é baseada na minimização do valor presente do custo total de expansão do sistema, que é a soma dos custos de investimento de todos os projetos mais os custos operacionais de todo o sistema, incluindo o sistema existente e projetos, durante todos os anos do estudo.

O subproblema de operação trabalha não apenas com a minimização do custo para condições de hidrologia média, mas também buscando a expansão de um sistema que considere o custo de operação para o cenário de hidrologia crítica. As restrições de atendimento a demanda de energia nestes dois cenários são feitas em base trimestral.

Além da restrição de atendimento à demanda de energia, o modelo incorpora uma restrição de atendimento à potência máxima requerida num determinado trimestre. Essa restrição tornou-se particularmente importante neste estudo pela perspectiva de uma participação crescente de fontes de geração renováveis intermitentes: os parques eólicos são susceptíveis a reduções de capacidade de geração em qualquer momento do dia, na ausência de ventos, e as usinas solares fotovoltaicas não geram durante o período da noite, além de poderem apresentar variações de geração ao longo do dia em função da nebulosidade. Com uma maior participação dessas fontes, o atendimento da demanda instantânea pode ficar comprometido não apenas para o período da ponta do sistema elétrico, mas em qualquer momento do dia. Esse problema pode tornar-se ainda crítico com o comprometimento da capacidade de geração das usinas da Amazônia no segundo semestre do ano, quando as vazões dos rios reduzem drasticamente.

Dentre os principais dados de entrada do modelo estão os parâmetros referentes às diversas tecnologias oferecidas ao modelo como opções para a expansão. Dentre esses parâmetros destacam-se os seguintes: fator de capacidade, fator de disponibilidade para o balanço de potência, e os dados de custos de investimento e custos de operação e manutenção.

O fator de capacidade (FC) é um parâmetro básico utilizado em avaliações energéticas e econômicas da operação do sistema elétrico. Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina ao longo de um certo período (mês, trimestre ou ano) e sua potência instalada. No modelo, o FC das fontes renováveis é um dado de entrada e se refere à disponibilidade de recurso (água, vento, sol e biomassa) em um determinado trimestre, respeitando assim a sazonalidade do mesmo. Esses dados são apoiados em estudos técnicos, dados de monitoramento e referências nacionais e internacionais. Já para as termelétricas o fator de capacidade é um dado de saída, pois o modelo buscará otimizar a operação dessas usinas para minimização dos custos operativos. Porém, há usinas termelétricas com requisitos de inflexibilidade (fator de capacidade mínimo), que devem ser respeitados.

A determinação do fator de capacidade de usinas hidrelétricas (UHE) é feita a partir de uma simulação a usinas individualizadas da operação do sistema gerador nacional, utilizando-se o maior histórico de vazões naturais disponível. No PNE 2050, o cálculo da Energia Firme (EF) e Energia Média (EM) foi feito com base em resultados de simulações do programa MSUI, desenvolvido pelo Eletrobrás. Para efeito desse cálculo, considera-se o parque gerador composto por todas as usinas hidrelétricas, existentes e futuras, para as quais se dispõe de dados suficientes exigidos pelo programa computacional. Para as demais usinas hidrelétricas (UHE ou PCH) não representadas no programa MSUI, os valores de EF e EM foram estimados com base em valores extraídos dos respectivos estudos de inventário e/ou viabilidade.

No caso das fontes de geração não tradicionais (cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar, parques eólicos etc.) cabem algumas considerações específicas. O cálculo dos fatores de capacidade das termelétricas movidas à bagaço de cana-de-açúcar segue a mesma lógica econômica das térmicas tradicionais, porém leva em conta a disponibilidade do combustível, condicionada pela sazonalidade da colheita da cana-de-açúcar e o processo industrial de produção do açúcar

e do etanol. De fato, o ciclo da cana-de-açúcar restringe a oferta de bagaço a pouco mais de sete meses por ano, o que limita o fator de capacidade médio anual destas termelétricas a cerca de 60%. Nesse estudo, adotou-se a premissa de que estas usinas, por se tratarem, em geral, de usinas de cogeração, produzem energia elétrica excedente apenas durante a safra, ou seja, sem capacidade de armazenamento de bagaço para produção de eletricidade durante a entressafra.

As usinas eólicas, assim como as hidráulicas, têm baixíssimo custo operacional e são dependentes de uma energia primária não estocável. Embora estejam também sujeitas a condições climatológicas que afetam o regime dos ventos, não há registro de períodos recessivos prolongados que caracterizem “períodos críticos”, como no caso das hidrelétricas. Assim, neste estudo é assumido que a energia “firme” associada à fonte eólica é a mesma para ambos os cenários de hidrologia crítica ou média. Cumpre destacar ainda que as diversas fontes renováveis de geração no Brasil apresentam também certa complementaridade de suas variações sazonais ao longo do ano.

A seguir são descritas as hipóteses gerais, os parâmetros utilizados por fonte, a descrição de alguns casos gerais e a lista das 64 simulações conduzidas para a expansão da geração elétrica.

I. Hipóteses Gerais

1. Fontes e Tecnologias

- a. Fontes e tecnologias consideradas como alternativas de expansão no PNE:
 - i. Hidrelétrica: novas UHE e PCH; há possibilidade de repotenciação de UHEs existentes;
 - ii. Biomassa: cana, cavaco, resíduos lenhosos; inclusive a consórcio de combustíveis;
 - iii. Eólica: *onshore* e *offshore*;
 - iv. Solar: fotovoltaica (PV) e heliotérmica;
 - v. Gás Natural;
 - vi. Carvão Mineral: nacional;
 - vii. Nuclear;
 - viii. Atendimento à demanda de potência através de Potência Complementar (Ver item 8 da Seção II deste Anexo, na página A-8);
 - ix. CCS (para carvão e gás natural);
 - x. PV+bateria.
- b. Além disso, foram consideradas qualitativamente:
 - i. Biomassa: resíduos agrícolas, pecuários, urbanos; tecnologias de condensação, gaseificação e biodigestão;
 - ii. Oceânica: ondas, correntes e pressão osmótica;
 - iii. Bio-CCS e Coqueima;
 - iv. Carvão Mineral: nacional, importado, tecnologias de gaseificação e supercrítico.
 - v. Hidrogênio;
 - vi. Armazenamento: UHR e Baterias;
 - vii. Transmissão sem fio.
- c. Sazonalidade: As contribuições de cada tecnologia diferem entre si, considerando a sazonalidade das fontes nos trimestres e nos subsistemas, mas sempre contribuem com a média tanto em energia quanto no balanço de ponta.

2. Ano base: 2015

3. Custo de Investimento:

- a. Os custos de investimento (Faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram obtidos a partir das informações dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração, estudos de viabilidade e inventário de UHE, referências nacionais e internacionais, informações prestadas por fabricantes contatados pela EPE e estimativas a partir de conversas com o mercado, devidamente criticados e avaliados.
- b. Os valores de CAPEX englobam todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem JDC.

- c. Os valores de O&M apresentados refletem a soma dos valores fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis (onde o O&M variável está contemplado no CVU).
 - d. Os custos de investimento (faixas de CAPEX e valor utilizado) e de O&M, de cada fonte, foram obtidos do banco de dados da EPE, constituído a partir das informações dos leilões de compra de energia e referências nacionais e internacionais.
4. Juros durante a construção e Desembolsos: Para os juros durante a construção foram aplicados para cada projeto conforme o critério de desembolso específico de cada tecnologia.
 5. Combustíveis e CVU:
 - a. Os CVUs das usinas a gás natural e carvão, nacionais e importados, nucleares e a biomassa cultivada foram mantidas inalterados em termos reais (moeda constante).
 - b. O preço do gás natural varia conforme a origem do gás, a data de entrada da usina e, para as existentes, o ciclo (simples ou combinado) – pois as novas disponíveis são somente ciclo combinado flexível. A cada usina associa-se um tipo de gás com o respectivo preço, mas esse preço é mantido constante ao longo do horizonte.
 6. Taxa de Câmbio: R\$ 3,90 / US\$ (média mensal de dezembro de 2015).
 7. Taxa Real de Desconto: 8% a.a.
 8. Encargos e Impostos: Não são considerados na modelagem os efeitos dos encargos e impostos como PIS/COFINS, IR, CSLL, P&D ANEEL, CFURH e UBP. Os CVUs apresentados são isentos de impostos.
 9. Vida útil econômica: Tomou-se como referência a vida útil dos equipamentos, bem como o prazo contratual estabelecido, para cada fonte, nos últimos leilões de energia.
 10. Usinas contratadas: Foram considerados os resultados dos leilões realizados até 2018.
 11. Término de contrato: As usinas cujos contratos terminam durante o horizonte têm o seguinte tratamento, por tecnologia:
 - UHEs e Nucleares são mantidas por todo o período analisado;
 - Eólica e Solar PV são retiradas do portfólio;
 - Biomassa, Gás Natural e Carvão são ofertadas por 40% do CAPEX, apenas nos 2 anos subsequentes.
 - As UTEs a óleo Diesel e óleo combustível, que atualmente somam 5,2 GW, serão retiradas do sistema até 2030, não se considerando a possibilidade de reconstrução.
 12. Itaipu: É considerada a potência (14.000 MW) e a energia total (9.272 MWMed) de Itaipu, sendo a metade brasileira e o excedente da metade paraguaia, que se reduz:
 - a. a zero em 2036 no Cenário Desafio da Expansão
 - b. a zero apenas em 2050 no Cenário Estagnação.

II. Parâmetros por Fonte

1. Hidrelétrica

a. UHE

- Potencial Inventariado
 - O conjunto de projetos inventariados soma 52 GW, conforme Tabela 1 e Figura 12 do Relatório do PNE 2050.
- São consideradas quatro possibilidades de exploração do potencial:
 - Apenas UHEs sem interferência em áreas protegidas: 12 GW;

- UHEs sem interferência em áreas protegidas e UHEs em áreas de unidades de conservação (UC) consideradas a partir de 2030: 22 GW (=12+10);
- UHEs sem interferência em áreas protegidas e UHEs em terras indígenas e quilombolas (TI) consideradas a partir de 2030: 30 GW (=12+18);
- Todo o potencial hidrelétrico inventariado (conforme definição na seção de Hidrelétricas), sendo as UHEs com interferência consideradas a partir de 2030: 52 GW (=12+10+18+12);
- Custos:
 - As estimativas de custo foram obtidas dos projetos dos aproveitamentos disponíveis no banco de dados da EPE;
 - Foram avaliadas as informações orçamentárias desses projetos, procedendo os devidos ajustes em função das especificidades das diferentes fases de estudo (Inventário, EVTE ou Projeto Básico);
 - Como os custos de empreendimentos hidrelétricos são tratados de forma **individualizada** e dependem das características locais, pode haver grande variação no custo estimado entre projetos com a mesma faixa de potência.
 - Foram consideradas três faixas de CAPEX por potência instalada:
 - Até 299 MW: US\$ 2.600/kW
 - De 300 MW a 999 MW: US\$ 1.800/kW
 - Acima de 1.000 MW: US\$ 1.300/kW
 - O&M fixo anual: R\$ 50/kW
- Parâmetros:
 - Energia das UHE: Para cada UHE são fornecidos valores individuais de energia firme e energia média, ambos trimestrais, calculados pelos modelos Newave e SUSHI.
 - Vida útil: 30 anos
 - Fator de Capacidade Médio: 55%.
- b. **PCH**
 - Potencial adicional considerado: 21,6 GW (5,5 GW já contratados e mais 16,1 GW oferecidos)
 - Potencial está dividido de maneira uniforme em três faixas de CAPEX: R\$ 5.000/kW, R\$ 7.000/kW, R\$ 9.500/kW.
- c. **Usinas Internacionais** (Portfólio apresentado na Tabela 1)
 - Potencial considerado: 28 GW
 - Projetos binacionais 11 GW
 - Projetos em países da América do Sul: 17 GW
 - Custo: Como parâmetro, foram consideradas as usinas na Região Norte do Brasil, em virtude da maior similaridade das condições de construção, área de desenvolvimento e de tamanho. Para avaliar sua competitividade, foram escolhidas as de custos baixos, mas adicionado o custo de transmissão até a fronteira com o Brasil (R\$ 5.000/kW).
 - Possibilidade de expansão do sistema de transmissão em até 96.000 MW adicionais ao custo de R\$ 1.800/kW.

2. Eólica

a. Onshore

- Potencial Estimado:
 - Distribuição por subsistema: 147 GW no S/SE e 215 GW no N/NE.
- Curva de Custo:

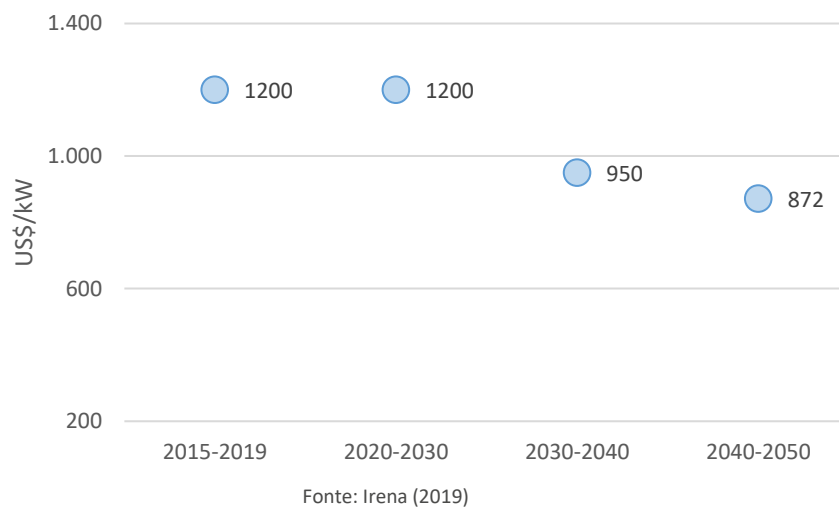


Figura A.1 – Curva de CAPEX para Eólica onshore

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 40% (Sul e SE) e 47 % (NE)
 - O&M fixo anual: R\$ 100/kW
 - Vida útil: 20 anos
- b. Offshore
 - Potencial Estimado: cerca de 700 GW.
 - Foi analisada a curva de CAPEX publicada pela IEA no final de 2019
 - Curva de Custo de O&M (R\$/kW):

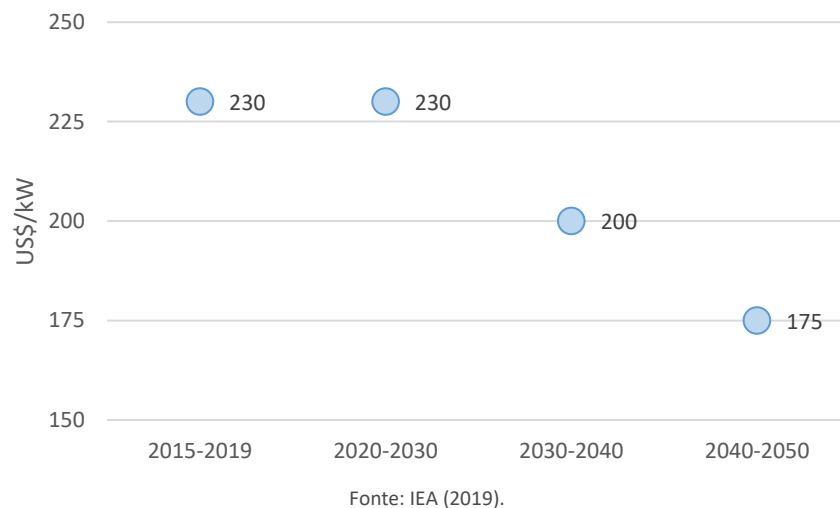
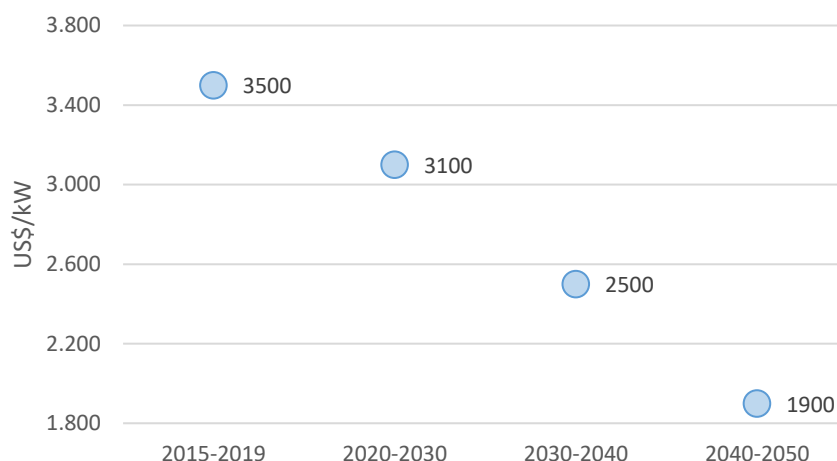


Figura A.2 – Curva de O&M para Eólica offshore



Fonte: IEA (2019).

Figura A.3 – Curva de CAPEX para Eólica offshore

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 64%
 - Vida útil: 20 anos

3. Biomassa

a. Cana-de-açúcar

- Potencial: 13 GW médios em 2050.
 - Bagaço: 9 GW médios
 - Palha: 4 GW médios

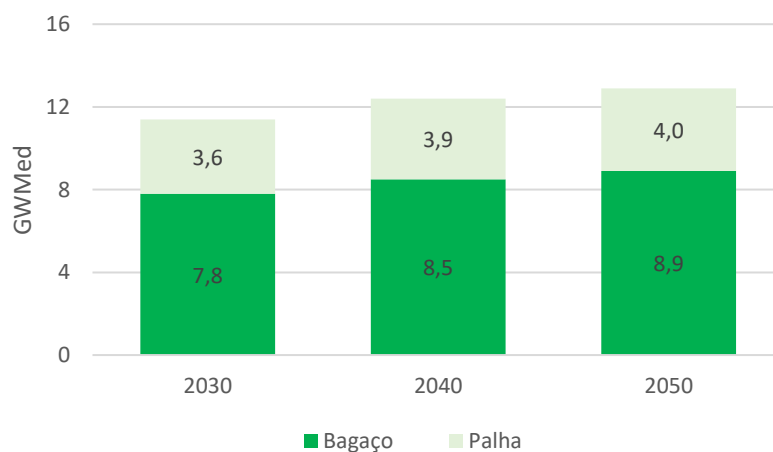


Figura A.4 – Evolução do Potencial de Biomassa de Cana-de-açúcar

- Custos
 - CAPEX: US\$ 1.200/kW
 - Custo do combustível igual a zero durante a safra: O bagaço, gerado no processamento da cana-de-açúcar, tem custo nulo. A ponta e a palha possuem custos para sua disponibilização nos empreendimentos de geração de energia, mas não foram internalizados no modelo.
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade (FC) médio: 33% (FC da UTE a biomassa de cana de açúcar é igual a 58%, mas parte é consumido para manter as usinas de açúcar e etanol funcionando, sendo

o histórico do excedente de 33%), o que representa disponibilidade de 23 GW em 2030, 25 GW em 2040 e 27 GW em 2050, a partir de bagaço. No caso da palha, os potenciais podem ser utilizados nas mesmas usinas que consomem o bagaço, de modo a reduzir a ociosidade no período entressafra.

- O&M fixo anual: R\$ 90/kW
- Vida útil: 20 anos

b. Cavaco de Madeira

- Potencial: 10,6 GW em 2050
- Custos
 - CAPEX: US\$ 1.500/kW
 - Combustível: o custo médio da lenha na bioeletricidade é de cerca de 150 R\$/MWh
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 80%
 - O&M fixo anual: R\$ 120/kW
 - Vida útil: 20 anos

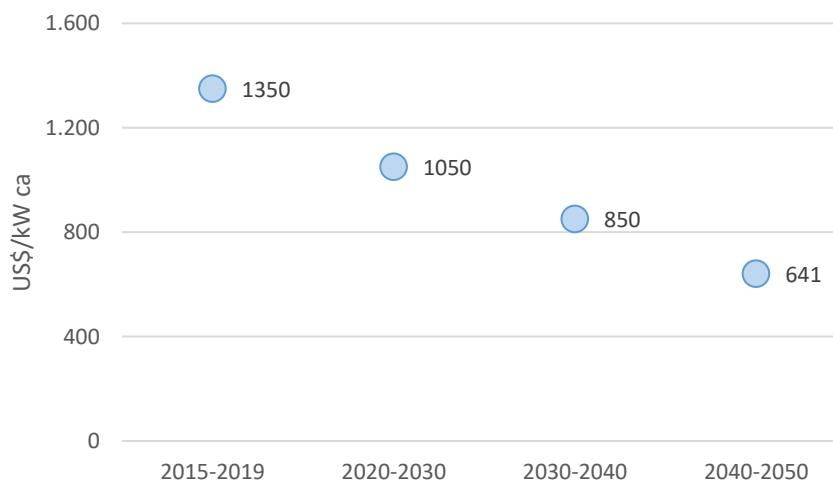
c. UTE a Biomassa

- Foi considerada uma opção adicional em que a UTE a Biomassa opera por 11 meses, sendo 7 meses a bagaço com CVU zero e 4 meses, com biomassa ao custo do insumo da tecnologia "outras biomassas", representado por custo de combustível médio ponderado entre as tecnologias. Esse complemento aceita qualquer insumo desta natureza e com custos compatíveis.

4. Solar

a. Fotovoltaica

- As características descritas no documento estão apenas relacionadas à tecnologia em solo, as plantas flutuantes não foram modeladas.
- Potencial considerado: 307 GWp na faixa de irradiação 6.000-6.200 Wh/m².dia.
- Curva de Custo:



Fonte: Elaboração própria a partir de Irena (2019) e NREL (2019).

Figura A.4 – CAPEX de Usina Solar FV - Rastreamento 1 eixo

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 29% no S/SE e 30% no NE
 - O&M fixo anual: R\$ 65/kW reduzindo para R\$ 39/kW
 - Vida útil: 20 anos
- Outras considerações:

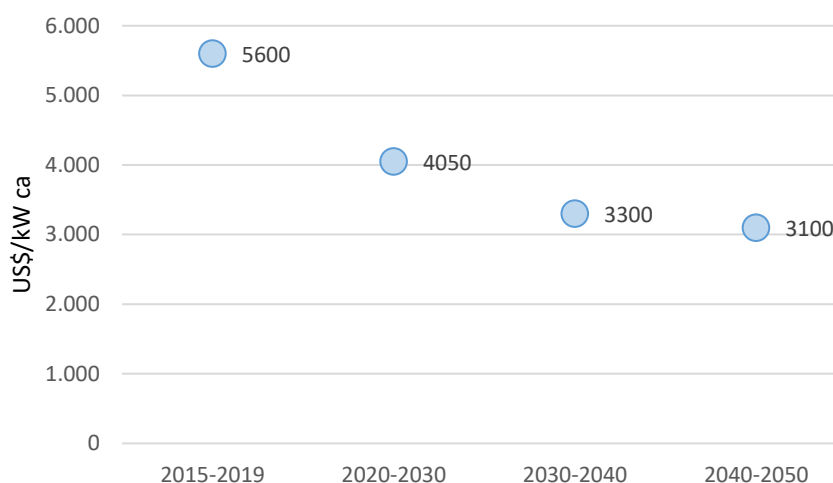
- Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo – parcela do dia em que, na maior parte do ano, há luz solar disponível) do aumento da demanda, a partir de 2030.

b. Solução integrada com bateria, para aumentar o fator de capacidade.

- Essa tecnologia representa todas as possibilidades de solar com armazenamento, como heliotérmica.
 - Fator de capacidade: 75%
 - Fator de ponta: 100%
 - CAPEX: decrescente US\$ 5.774/kW (até 2029); US\$ 4.078/kW (até 2039); US\$ 3.257/kW (até 2050)
 - O&M fixo anual: R\$ 39/kW
 - O&M variável: R\$ 11,7/MWh
 - Vida útil: 20 anos

c. Solar Heliotérmico (CSP)

- Potencial considerado:
 - Cilindro parabólico com armazenamento: 661 TWh
 - Torre solar com armazenamento: 359 TWh
- Curva de Custo:



Fonte: Irena (2016) e IEA (2014).

Figura A.5 – CAPEX de Usina Heliotérmica com armazenamento de 6h

- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 41%
 - O&M fixo anual: R\$ 20/kW reduzindo para R\$ 12/kW
 - Vida útil: 20 anos

Foram realizadas 2 simulações com estes custos e parâmetros de CSP, sendo uma com todo o potencial hidrelétrico disponível e outra apenas com UHEs sem interferência em áreas protegidas. Em nenhuma das duas rodadas esses custos viabilizaram a entrada da CSP na matriz.

5. UTE a Gás Natural (GN)

- Em virtude das simulações para o PDE 2029 terem identificado que a tecnologia totalmente flexível está viável aos mesmos CAPEX e OPEX que as demais, considerou-se que isso será mantido no longo prazo. A tecnologia a ciclo simples está disponível apenas para *retrofit* de usinas existentes até 2027 (a 40% do capex). Não são ofertadas usinas novas com essa tecnologia.
- Custos:
 - CAPEX: US\$ 1.000/kW (ciclo combinado flexível)
 - CAPEX: US\$ 800/kW (ciclo simples)
 - Combustível: 97 a 242 R\$/MWh (varia conforme origem do GN e tecnologia adotada)
 - O&M fixo anual: R\$ 170/kW (ciclo combinado flexível)
 - O&M fixo anual: R\$ 270/kW (ciclo simples)
- Parâmetros:
 - Disponibilidade: 95% (como as usinas são oferecidas por “bloco de potência” e a efetiva utilização é resultado da simulação, a disponibilização é feita com o máximo, que representa 100% menos as paradas técnicas (TEIF+IP=5%))
 - Fator de capacidade: Saída do modelo
 - Vida útil: 20 anos
- As tecnologias a GN têm flexibilidade total (com preços estratificados em função de data de contrato e tipo de tecnologia);
- Disponibilidade de gás natural a US\$ 4/MMBtu equivalente a 72 milhões de m³/dia em 2050 (saldo entre oferta e demanda não termelétrica, sendo 20 no Nordeste, por conta do Pós-Sal e do terrestre, e 52 no Sudeste, por conta do Pré-Sal). A partir desse patamar, custo do gás natural sobe a US\$ 6/MMBtu e US\$ 8/MMBtu, conforme Informe Técnico DPG-SPG-01-2019.
- As usinas pré-existentes são oferecidas conforme descrito acima, ao término de seus contratos, é oferecida ao modelo a opção de recontração com *retrofit* a 40% do CAPEX, com os seguintes preços para o combustível:
 - Os *retrofits* ciclo combinado e as UTEs CC novas anteriores a 2030 receberão GN a US\$ 8/MMBtu por todo o horizonte, sem limite de importação;
 - Os *retrofits* de ciclo simples anteriores a 2030 têm GN a US\$ 10/MMBtu, por todo horizonte. Não permitimos novas usinas de ciclo simples;
 - A quantidade de GN em 2050 a US\$ 4/MMBtu tem crescimento linear a partir de 2030;
 - O fator de conversão utilizado para o ciclo combinado é de 177,7 m³/MWh
 - Após 2030, nos demais subsistemas, o *retrofit* e as usinas novas terão GN a US\$ 4/MMBtu até o limite de 72 MMm³/dia. Após esse montante as usinas novas passam a usar gás a US\$ 6/MMBtu.

6. Carvão Mineral

- Para a expansão até 2030, foram consideradas usinas com tecnologia de leito fluidizado subcrítico ao custo de 2.100 U\$/kW (limitado a 2.000 MW).
- Após 2030 foram consideradas apenas usinas com ciclo supercrítico com custos de CAPEX da ordem de US\$ 2.500/kW e oferta máxima de 23,9 GW.
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 69%
 - O&M fixo anual: R\$ 350/kW (inclui financiamento próprio)
 - Vida útil: 25 anos
 - CVU: R\$ 85/MWh (carvão nacional subcrítico)
R\$ 64/MWh (carvão nacional supercrítico)
R\$ 140/MWh (carvão importado)
- Custo mais elevado do financiamento próprio é considerado por meio de aumento proporcional do O&M Fixo.

7. Nuclear

- Custos:
 - CAPEX: US\$ 5.000/kW
 - Combustível: O custo do combustível das usinas nucleares é composto pela soma dos custos de cada uma das etapas do ciclo do urânio, que vai da mineração até a fabricação dos elementos combustíveis. O custo do combustível é da ordem de R\$ 25/MWh.
 - Descomissionamento: A apropriação dos custos de descomissionamento pode obedecer os seguintes critérios: i) pré-pagamento, ii) amortização ao longo da vida útil ou iii) seguro. Optou-se por fazer o valor amortizado e incorporado ao O&M.
- Parâmetros:
 - Fator de capacidade médio: 90%
 - O&M fixo anual: R\$ 325/kW
 - Custo do combustível: R\$ 25/MWh
 - Vida útil: 30 anos
- Considerações adicionais: Plantas de Geração III+.

8. Fontes para Potência Complementar

- Potência Complementar é apenas uma representação das alternativas de atendimento ao balanço de potência, dadas as restrições de longo prazo.
- O critério de confiabilidade de suprimento adotado baseia-se em balanços simultâneos para cada subsistema, a cada trimestre do horizonte de estudo. Segundo esse critério, a soma da geração das usinas e dos respectivos intercâmbios deve ser maior ou igual à carga líquida, ou seja, não deve ocorrer déficit em nenhum subsistema, em nenhum trimestre. Vale ressaltar que o modelo de expansão considera que, em raras condições, pode ser “ótimo” do ponto de vista econômico ocorrer déficit em algum subsistema, em algum trimestre, em condição hidrológica média.
- O gerador ciclo diesel consumindo biodiesel foi escolhido como uma representação das alternativas existentes de tecnologias de partida rápida, com o objetivo de identificar o potencial a ser atendido. **Essa solução pode ser substituída por qualquer tecnologia mais barata, ou conjunto de tecnologias que prestem o serviço a contento.**
 - Custos:
 - CAPEX: US\$ 600/kW
 - O&M fixo anual: R\$ 200/kW (inclui o combustível)
 - Parâmetros:
 - Vida útil: 20 anos
- É possível sua substituição por sistemas de armazenamento mais baratos, cuja identificação deve ser realizada por modelos mais específicos. Nesse rol devem constar, dentre outras, as tecnologias de:
 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis;
 - Baterias;

9. Transmissão

- a. Os elos N-SE e N-S pressupõem linhas longas em corrente contínua (1500 a 2500 km), para expansões de grandes blocos (cerca de 4000 MW);
- b. Os elos NE-SE e N-NE referem-se a expansões em corrente alternada, da ordem de 800 a 1000 km, em blocos de 1000 a 1200 MW;
- c. O elo SE-S considera expansões em corrente alternada, com extensões inferiores a 800 km, em blocos de 1000 a 1200 MW.
- d. Custos
 - Interligação N-SE, N-S: R\$ 1.800/kW
 - Interligação NE-SE, N-NE: R\$ 1.400/kW
 - Interligação SE-S: R\$ 800/kW
- e. Vida Útil: 25 anos.

III. Casos Especiais

Mudanças climáticas

A partir dos dados de estudo Efeito das Mudanças Climáticas na Geração de Eletricidade (LIMA et al., 2014), representamos a redução na energia média e crítica das usinas dos subsistemas Norte e Nordeste na faixa de 15% para o parque existente e 25% para o parque futuro, onde os modelos climáticos tendem a concordar com uma maior redução na precipitação. De modo conservador, foi considerado que os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permaneceram inalterados, sem redução, pois, na realidade, os modelos climáticos apontam aumento da vazão no Sul e sinais divergentes ou neutros na região Sudeste.

Frota

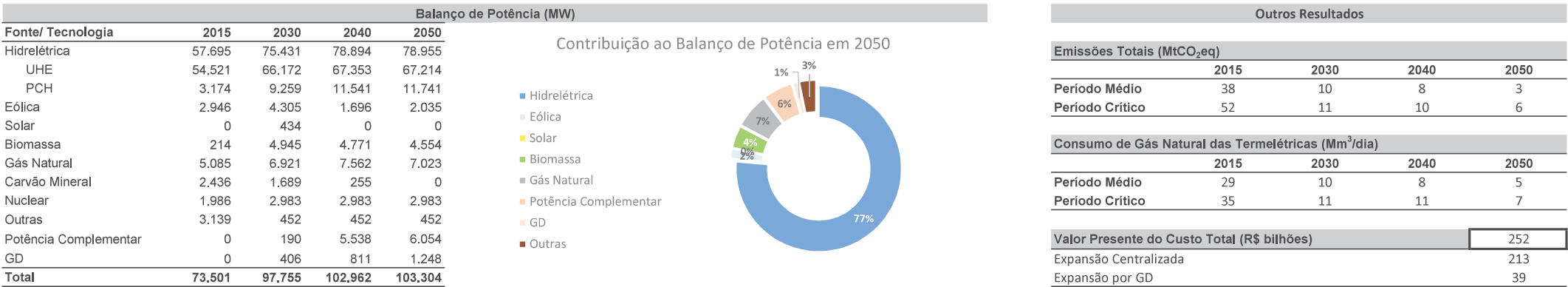
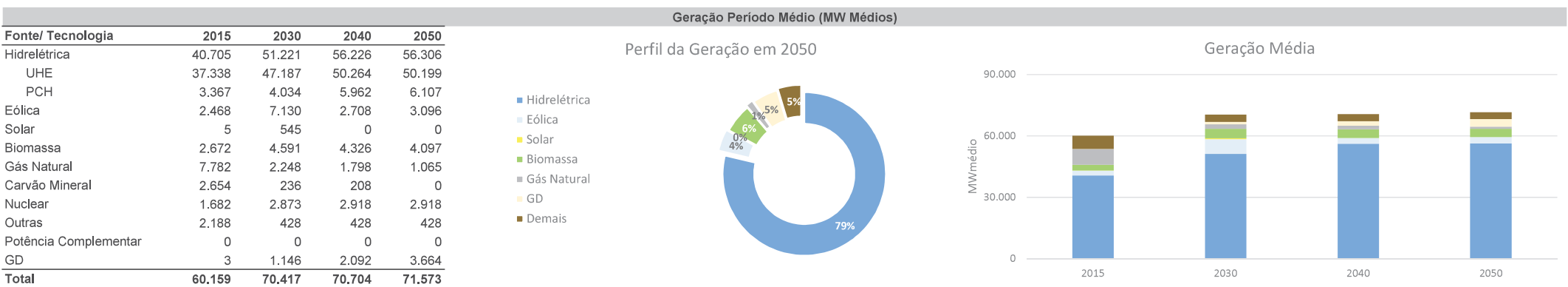
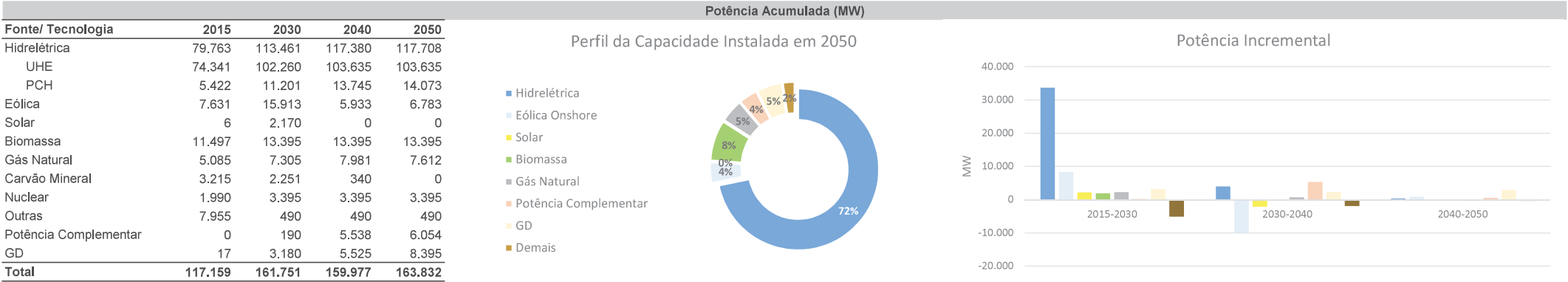
Para identificar os impactos na composição, emissões e custos da matriz elétrica caso uma disrupção aconteça no mercado de eletromobidade, considerou-se o extremo de que toda a frota de veículos leves fosse convertida entre 2030 e 2050.

IV. Lista da Simulações

- i. Considerando apenas UHEs em áreas sem interferência com UC ou TI
 1. Estagnação
 2. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável
 3. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE
 4. Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência
 5. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)
 6. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
 7. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
 8. Repotenciação de UHE
 9. Integração Elétrica com países da América do Sul
 10. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
 11. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
 12. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
 13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
 14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 15. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
 16. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 17. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 18. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
 19. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 20. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
 21. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
 22. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 23. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 24. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
 25. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
 26. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX
 27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
 28. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
 29. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
- ii. Considerando alguma restrição no potencial hidrelétrico inventariado disponível
 30. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)
 31. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)
 32. UHEs em áreas de interferência com CAPEX dobrado
 33. UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado
 34. UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado
 35. UHEs com interferência após 2040

- iii. Considerando Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado Disponível
36. Estagnação
 37. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável
 38. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE
 39. Potencial Hidrelétrico Inventariado com áreas de interferência
 40. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)
 41. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
 42. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
 43. Repotenciação de UHE
 44. Integração Elétrica com países da América do Sul
 45. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
 46. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
 47. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
 48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
 49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 50. Eólica *Offshore* com 20% de redução de CAPEX
 51. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte
 52. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 53. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
 54. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
 55. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
 56. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
 57. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 58. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
 59. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
 60. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
 61. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX
 62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
 63. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
 64. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu

Nome		Estagnação
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão em que se considera evolução da demanda de acordo com o Cenário de Estagnação



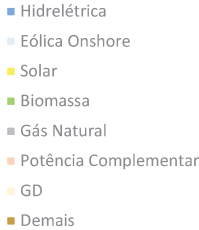
Outros Resultados				
Emissões Totais (MtCO ₂ eq)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	38	10	8	3
Período Crítico	52	11	10	6
Consumo de Gás Natural das Termelétricas (Mm ³ /dia)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	29	10	8	5
Período Crítico	35	11	11	7
Valor Presente do Custo Total (R\$ bilhões)				252
Expansão Centralizada				213
Expansão por GD				39

Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

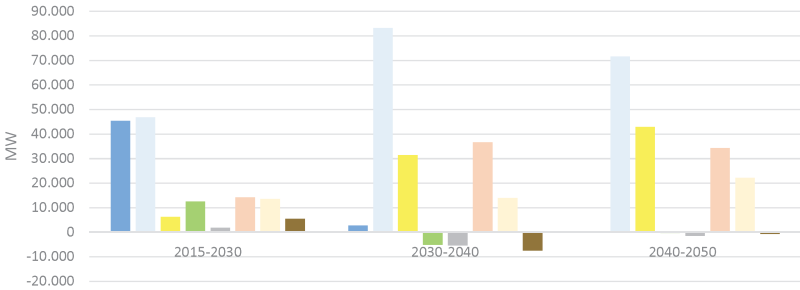
Nome		Matriz elétrica 100% renovável em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Não é permitida expansão, nem a reconstratação
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Não é permitida expansão, nem a reconstratação
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

Potência Acumulada (MW)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.154	127.900	127.900
UHE	74.341	108.972	111.718	111.718
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	54.489	137.841	209.431
Solar	6	6.353	37.873	80.831
Biomassa	11.497	23.995	18.842	18.456
Gás Natural	5.085	6.923	1.577	0
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	0	0
Potência Complementar	0	14.337	51.131	85.432
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	251.056	406.627	575.332

Perfil da Capacidade Instalada em 2050



Potência Incremental

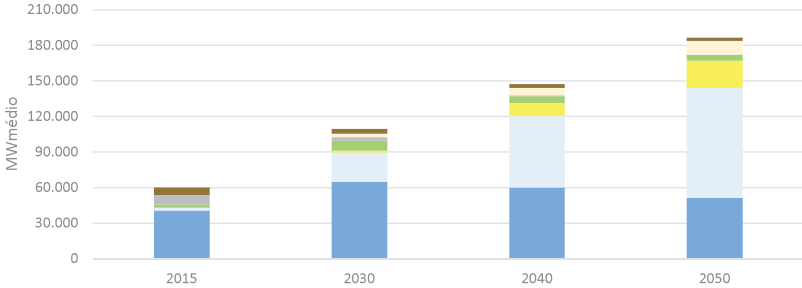


Geração Período Médio (MW Médios)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	40.705	64.805	60.201	51.567
UHE	37.338	57.529	53.558	46.875
PCH	3.367	7.276	6.643	4.692
Eólica	2.468	24.735	60.504	92.687
Solar	5	1.722	10.655	22.740
Biomassa	2.672	8.437	5.688	5.267
Gás Natural	7.782	2.776	878	0
Carvão Mineral	2.654	584	208	0
Nuclear	1.682	2.963	2.918	2.873
Outras	2.188	428	0	0
Potência Complementar	0	0	0	0
GD	3	3.015	6.339	11.464
Total	60.159	109.464	147.391	186.597

Perfil da Geração em 2050

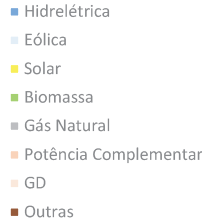


Geração Média



Balanço de Potência (MW)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	57.695	84.805	85.191	76.130
UHE	54.521	71.246	71.699	67.367
PCH	3.174	13.559	13.492	8.764
Eólica	2.946	15.484	32.805	51.196
Solar	0	1.249	7.575	16.166
Biomassa	214	14.470	12.586	12.238
Gás Natural	5.085	6.559	1.150	0
Carvão Mineral	2.436	1.689	255	0
Nuclear	1.986	3.144	3.144	3.144
Outras	3.139	452	0	0
Potência Complementar	0	14.337	51.131	85.432
GD	0	904	2.005	3.733
Total	73.501	143.093	195.841	248.039

Contribuição ao Balanço de Potência em 2050



Outros Resultados

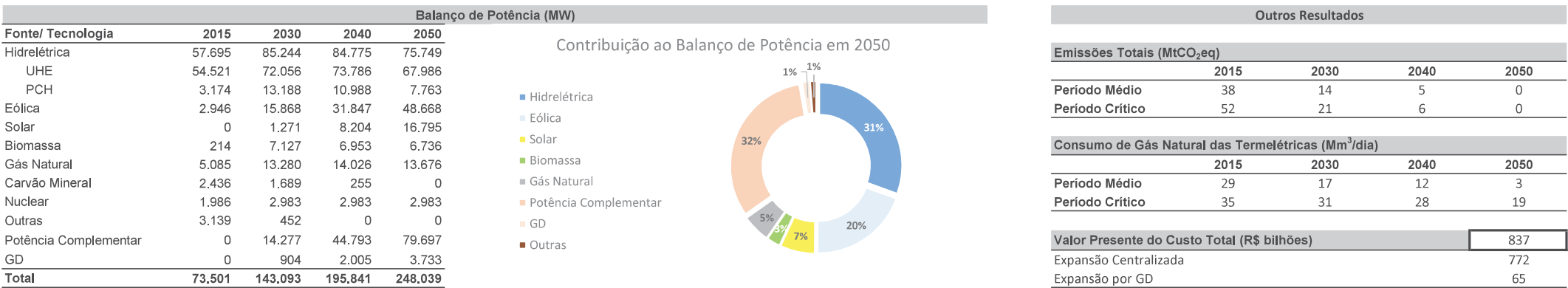
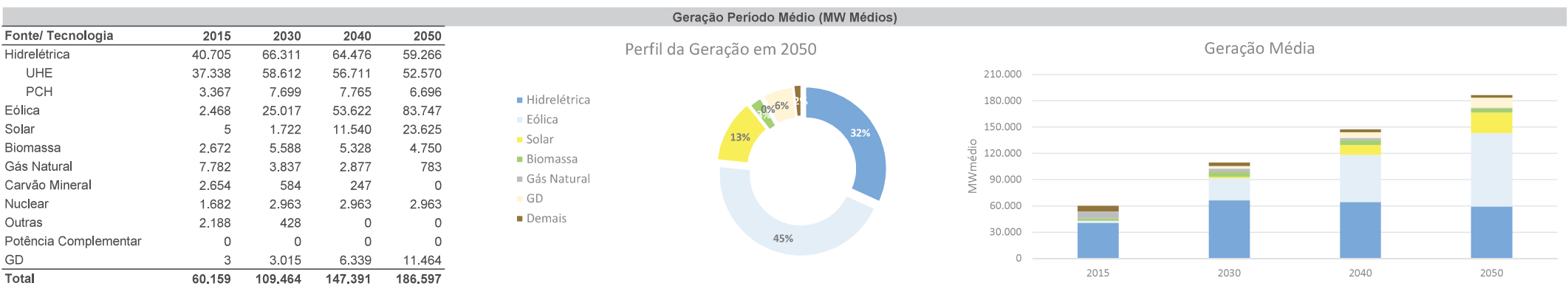
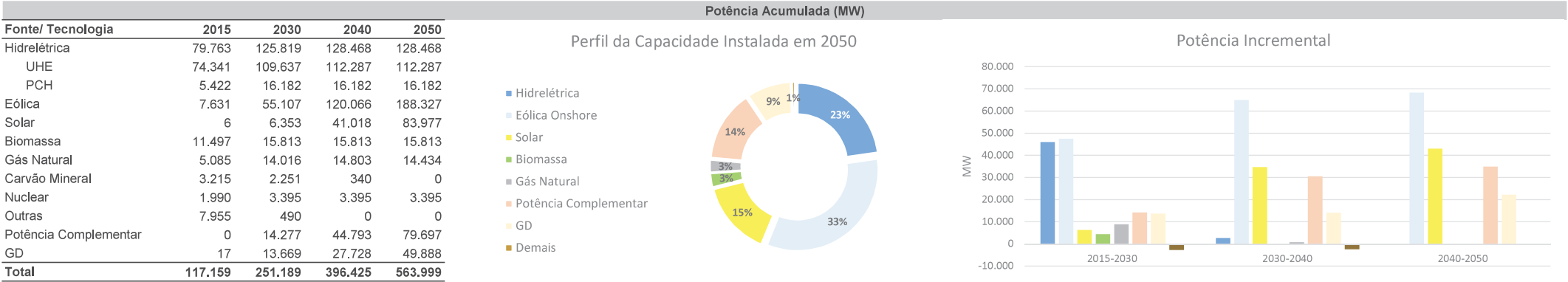
Emissões Totais (MtCO ₂ eq)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	38	14	5	0
Período Crítico	52	21	6	0

Consumo de Gás Natural das Termelétricas (Mm ³ /dia)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	29	13	4	0
Período Crítico	35	17	4	0

Valor Presente do Custo Total (R\$ bilhões)		859
Expansão Centralizada		794
Expansão por GD		65

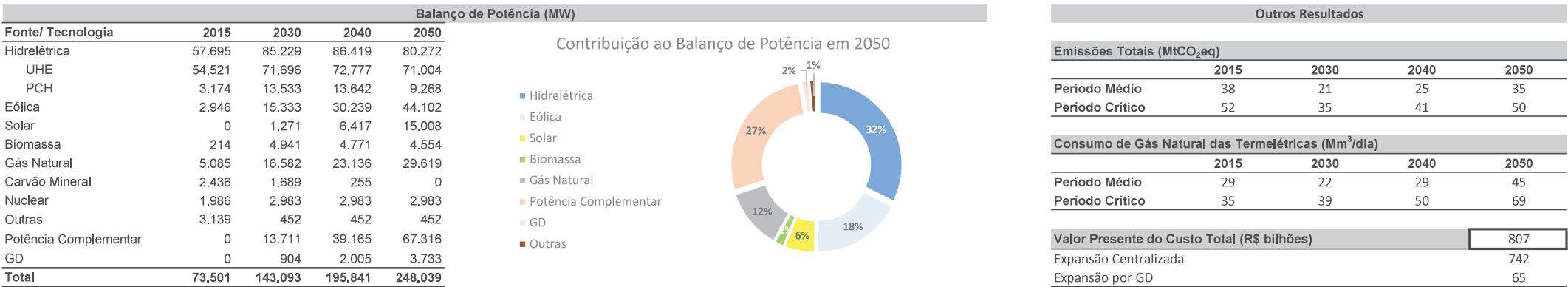
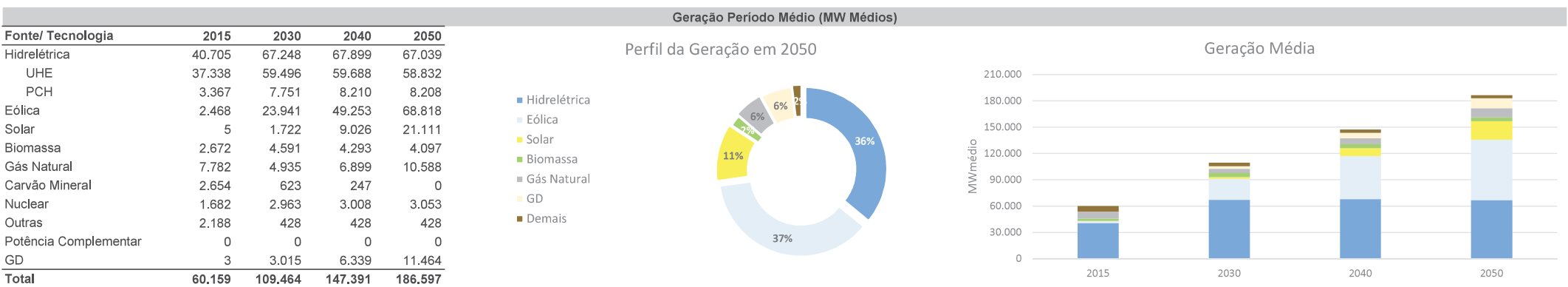
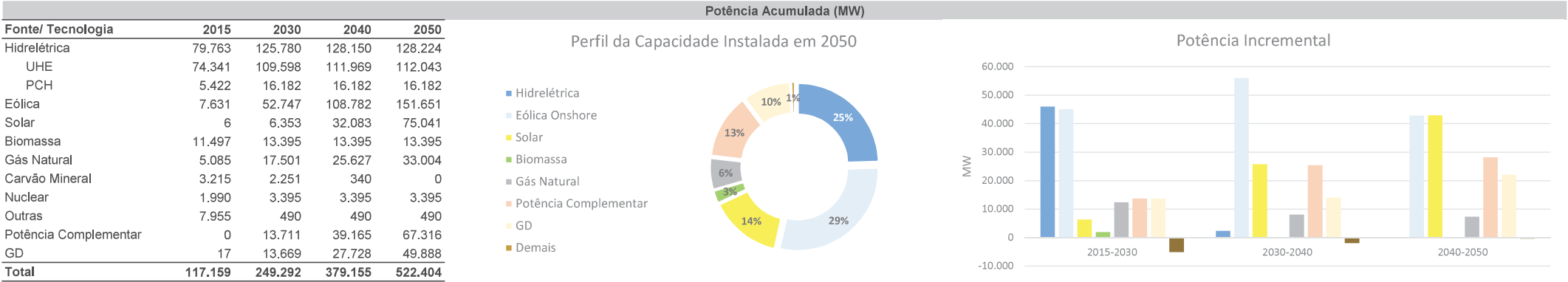
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Expansão sem fontes emissoras
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



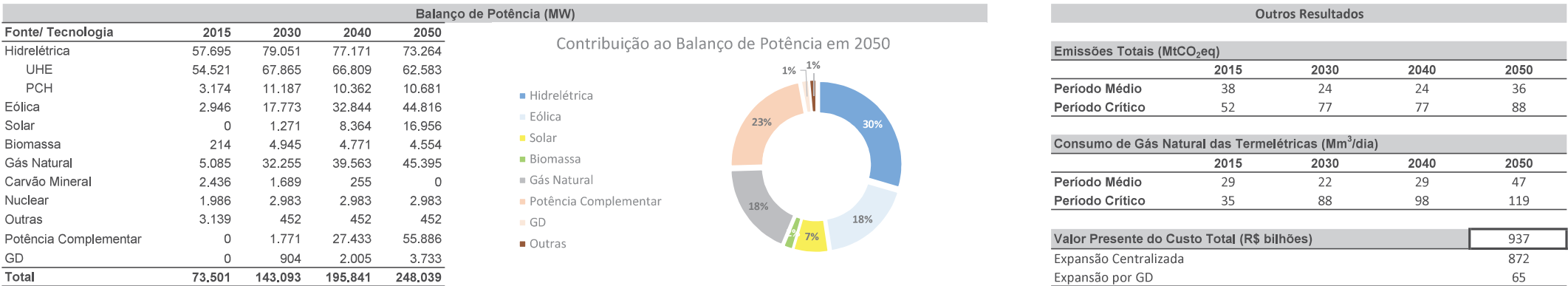
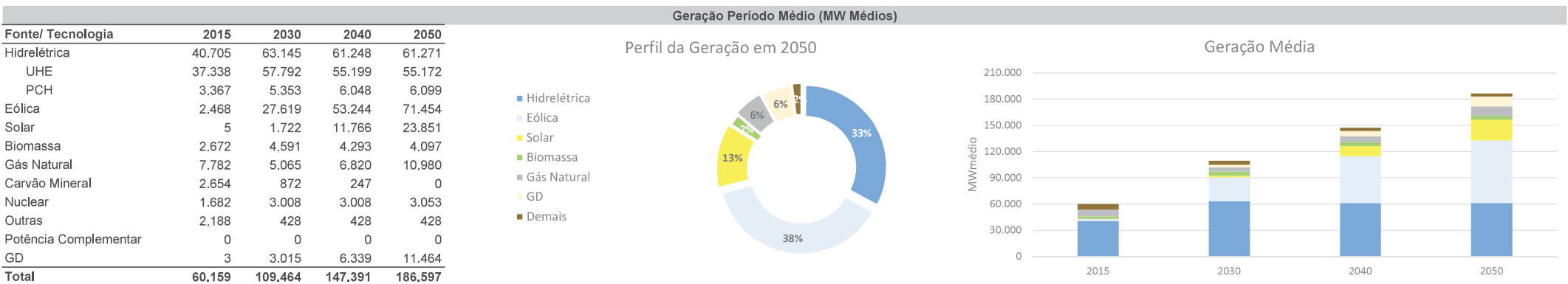
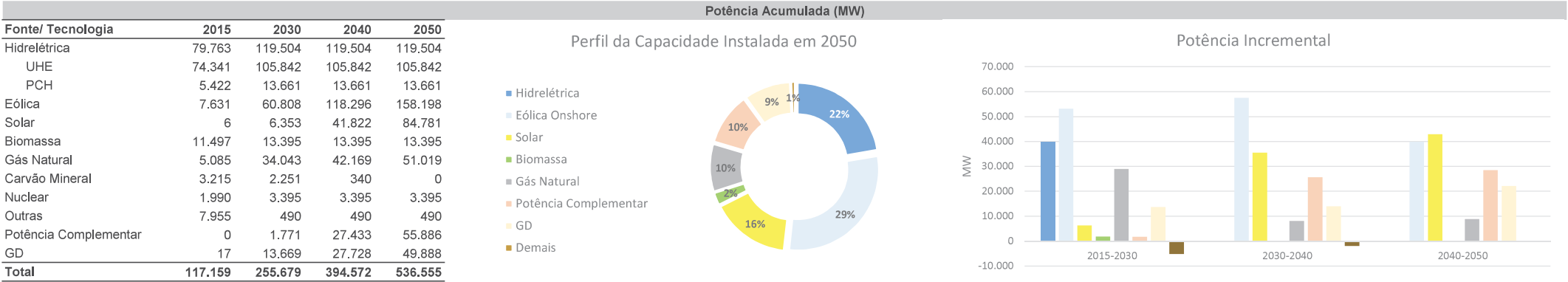
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



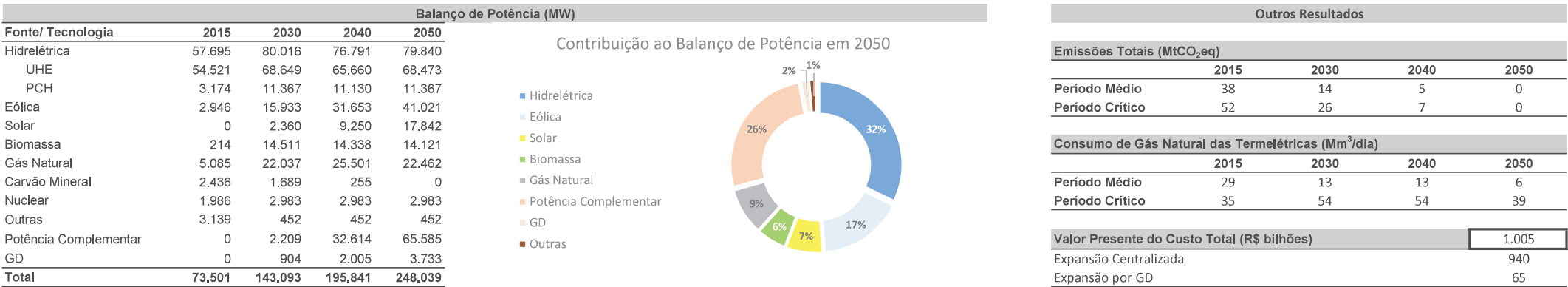
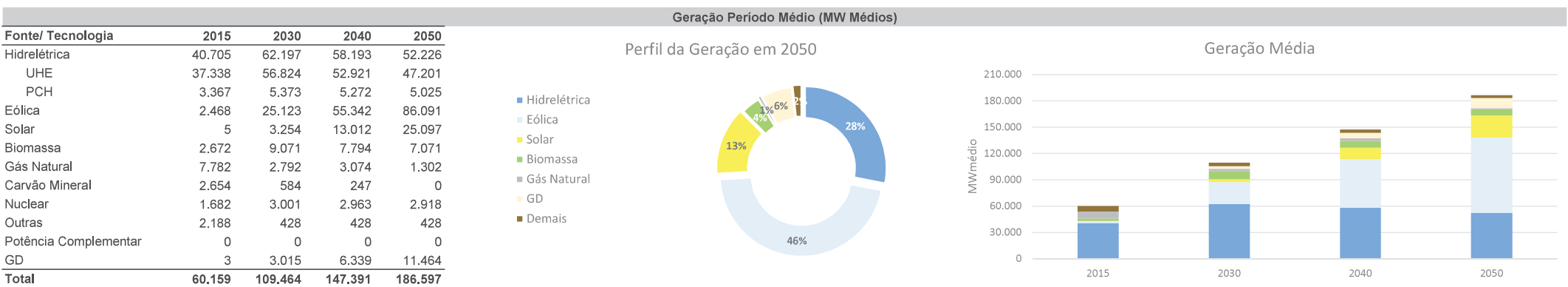
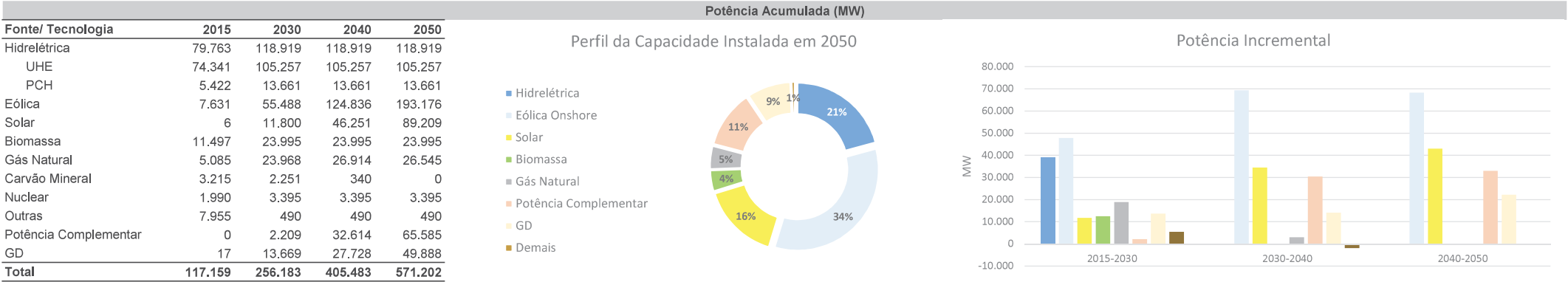
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento.
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



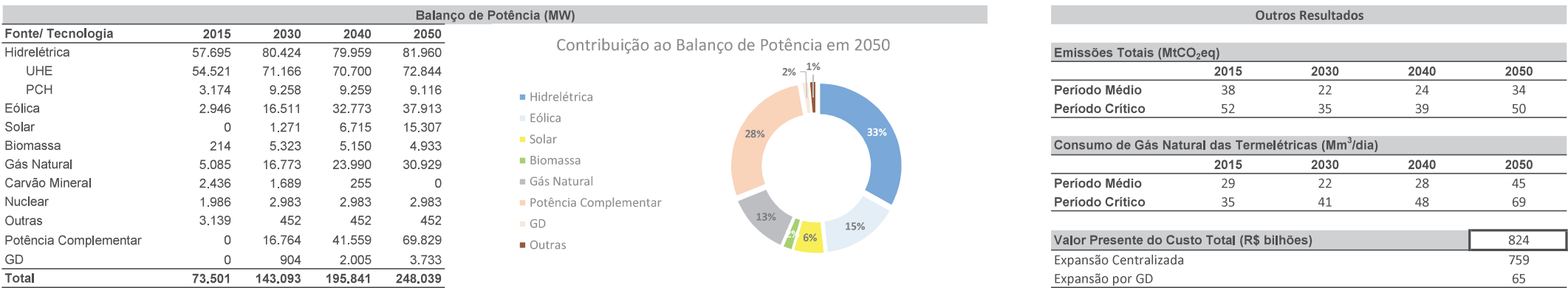
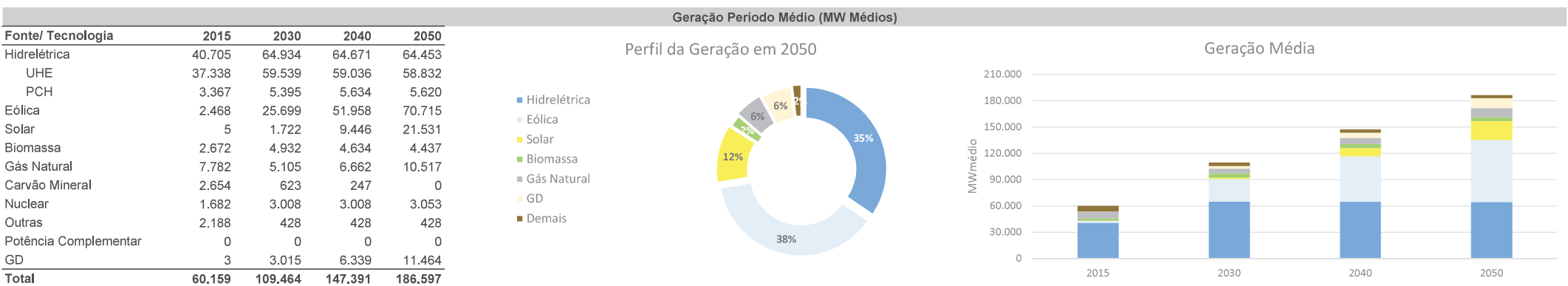
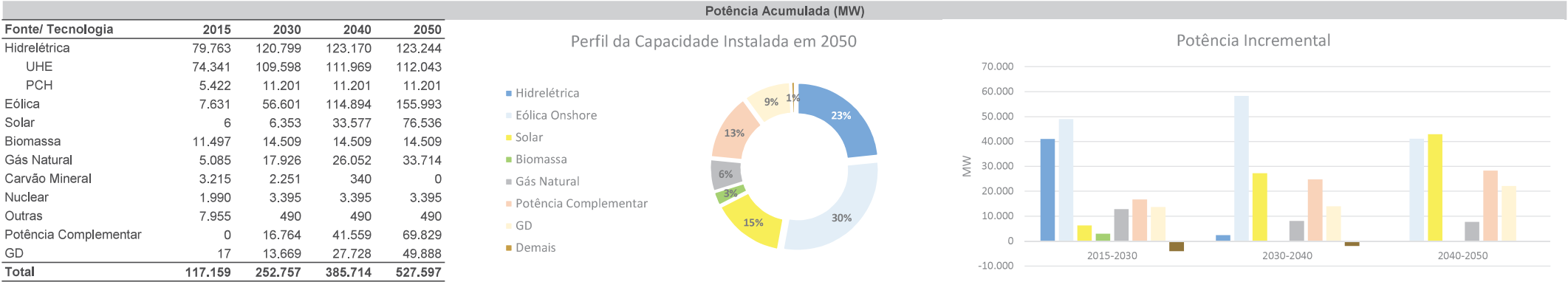
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



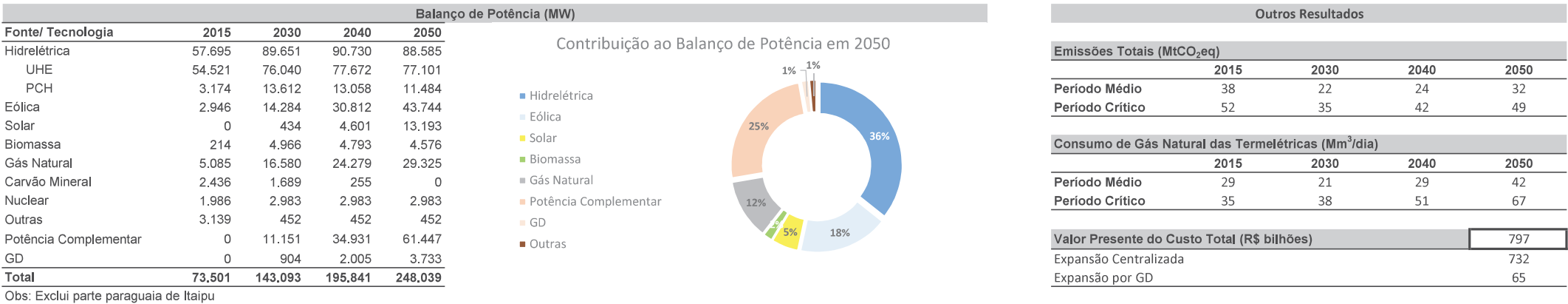
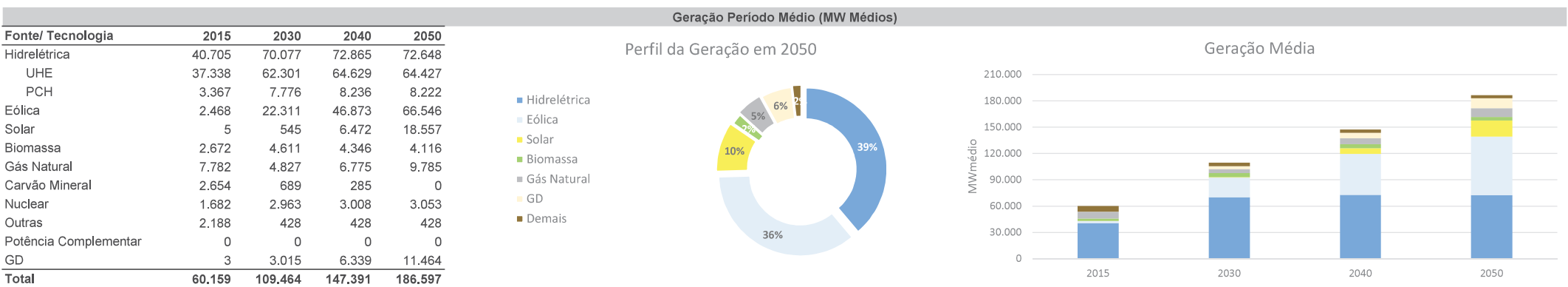
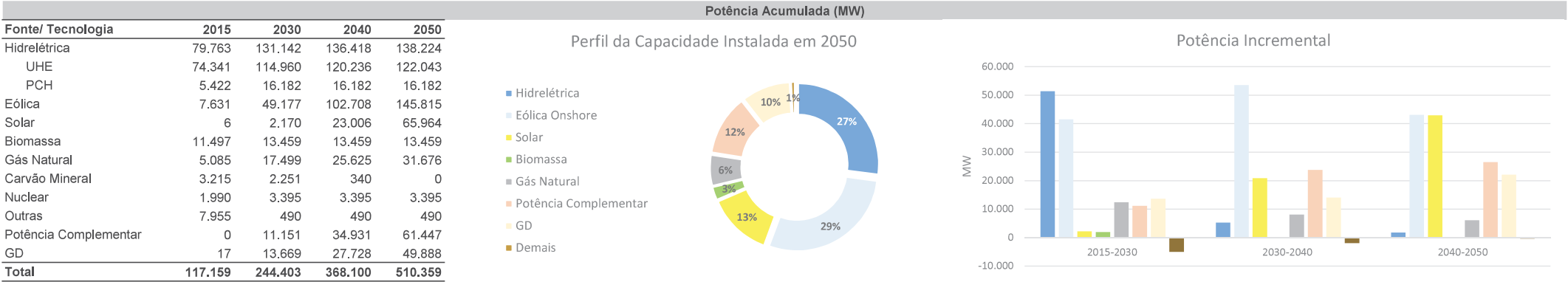
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Custo do CAPEX de PCH aumentado em 100%

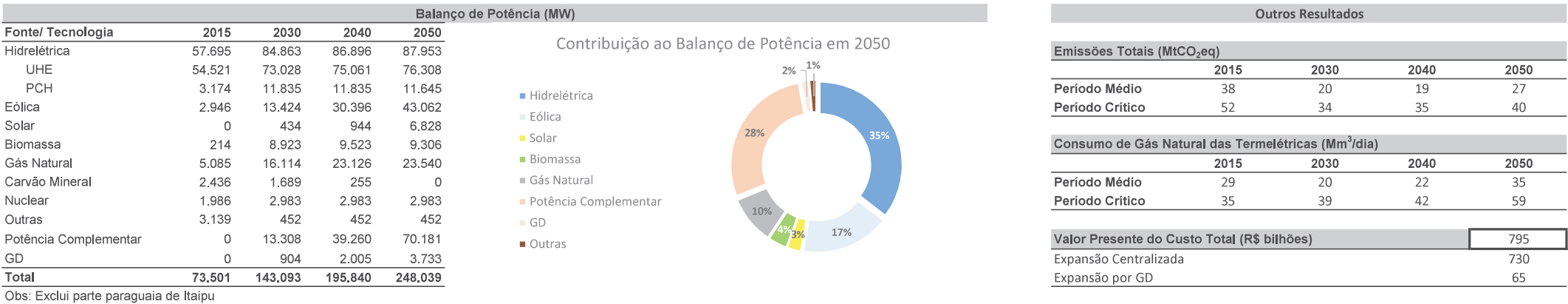
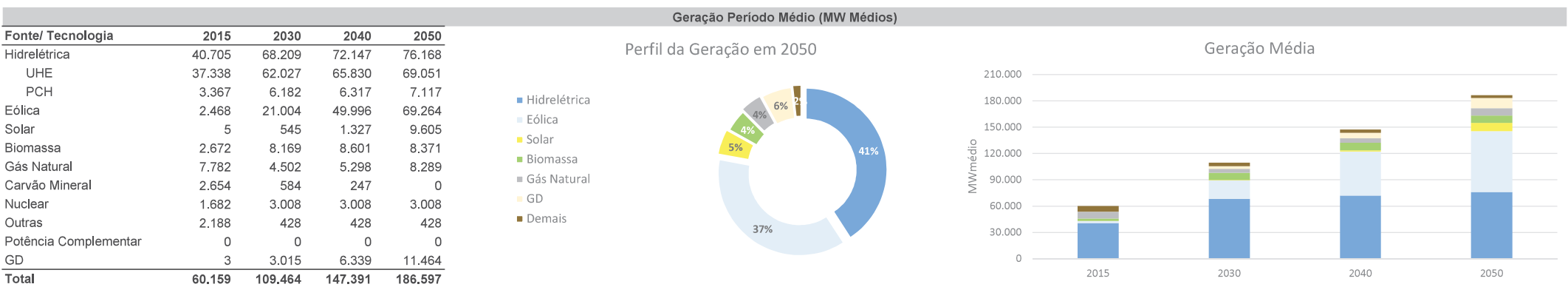
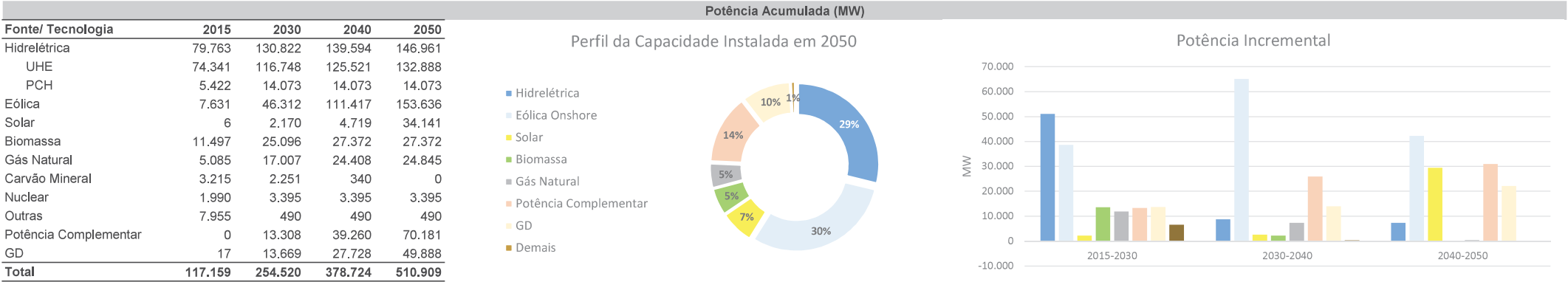


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

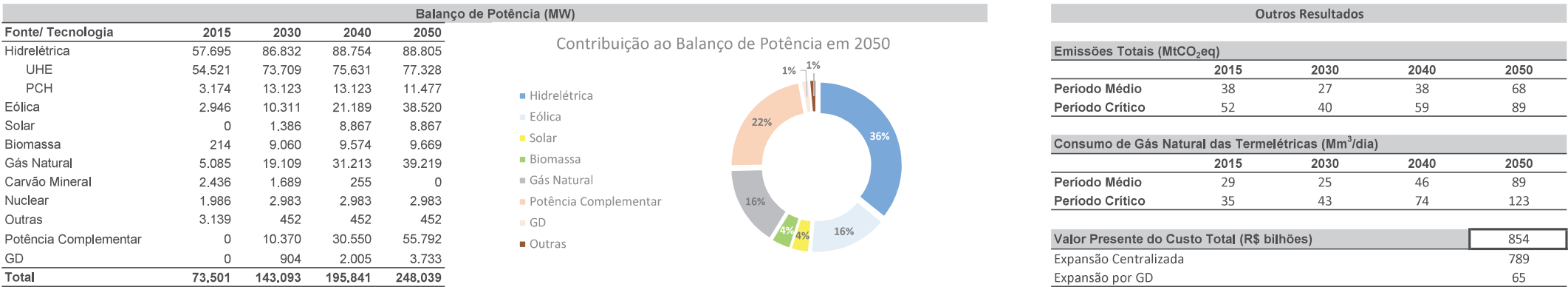
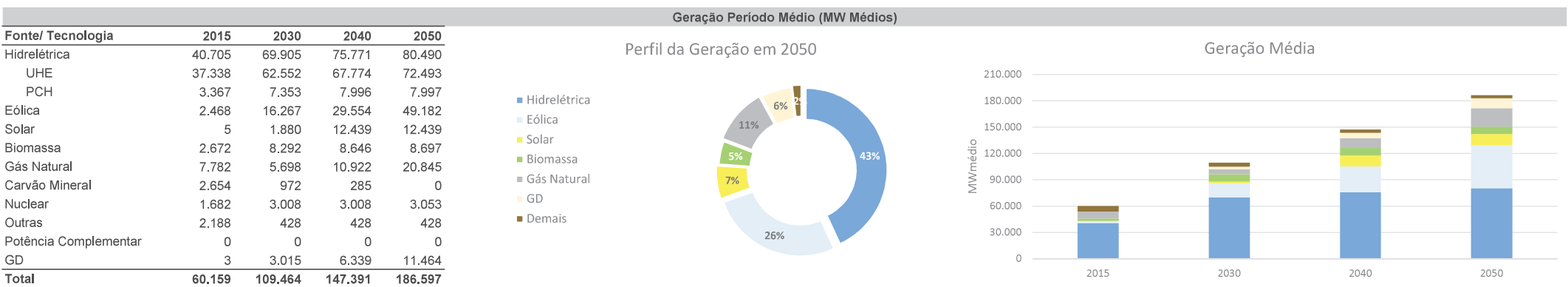
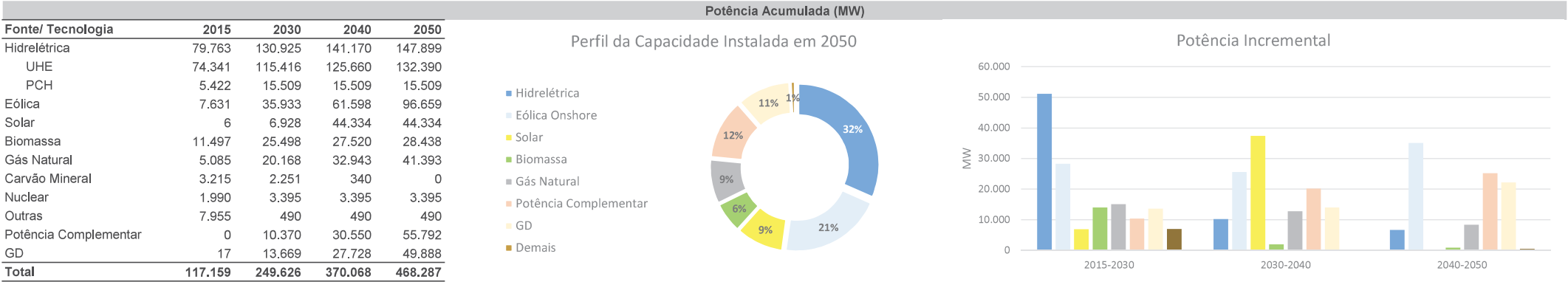
Nome		Repotenciação de UHE
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova



Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais com custo do Sistema de Transmissão até a fronteira com Brasil incluído

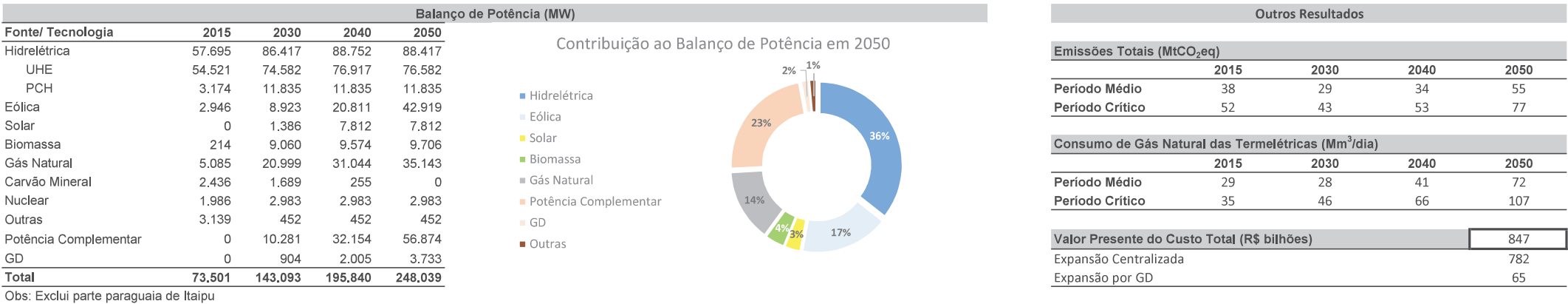
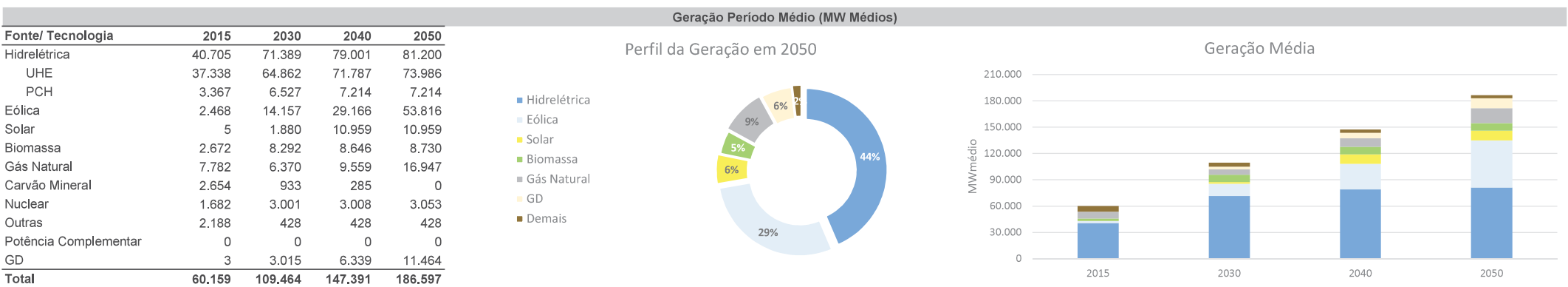
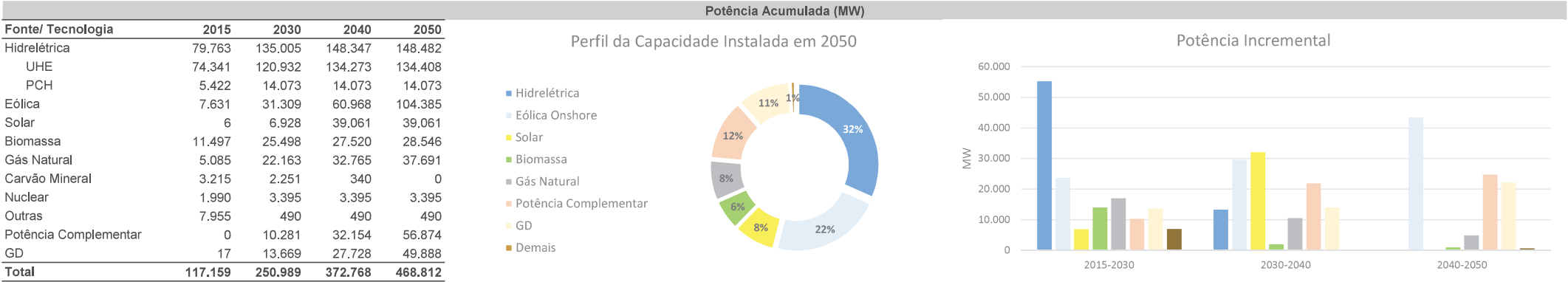


Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% maior

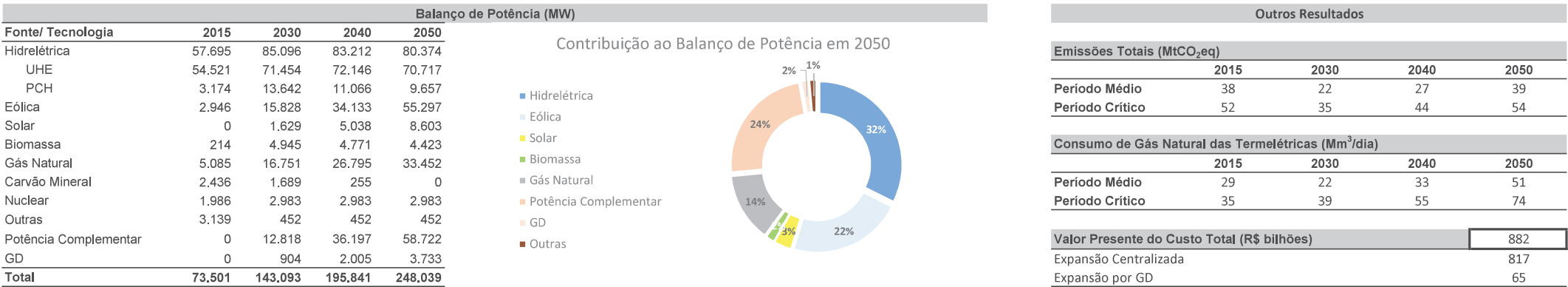
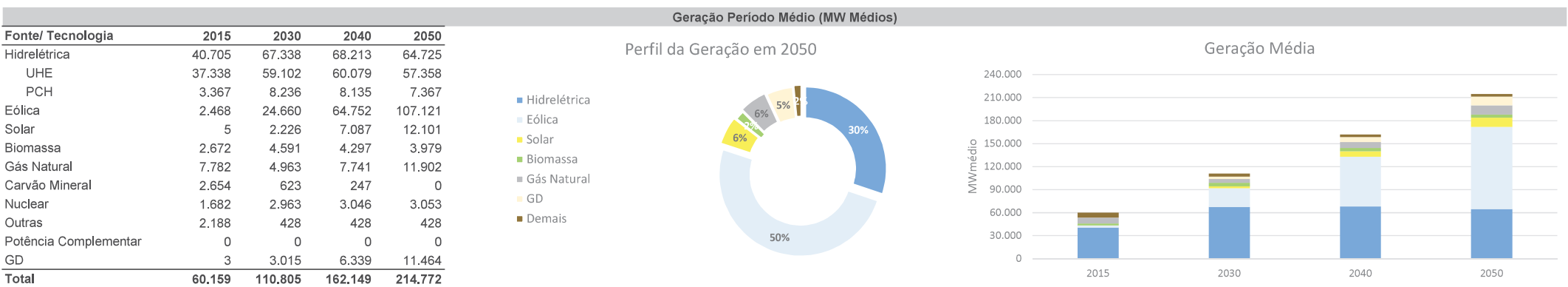
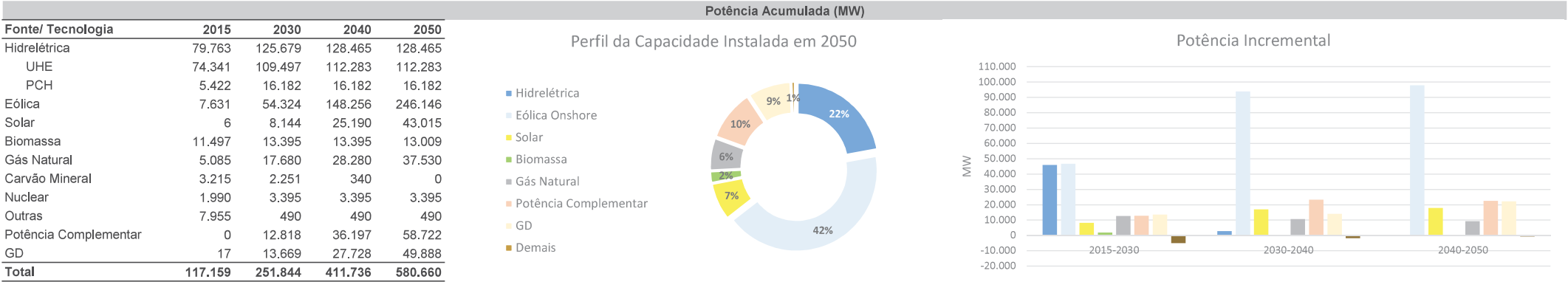


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% menor

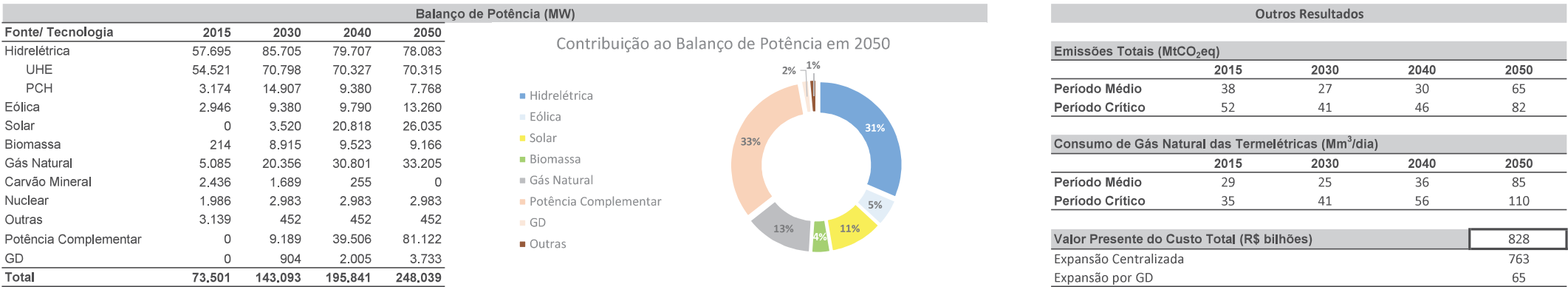
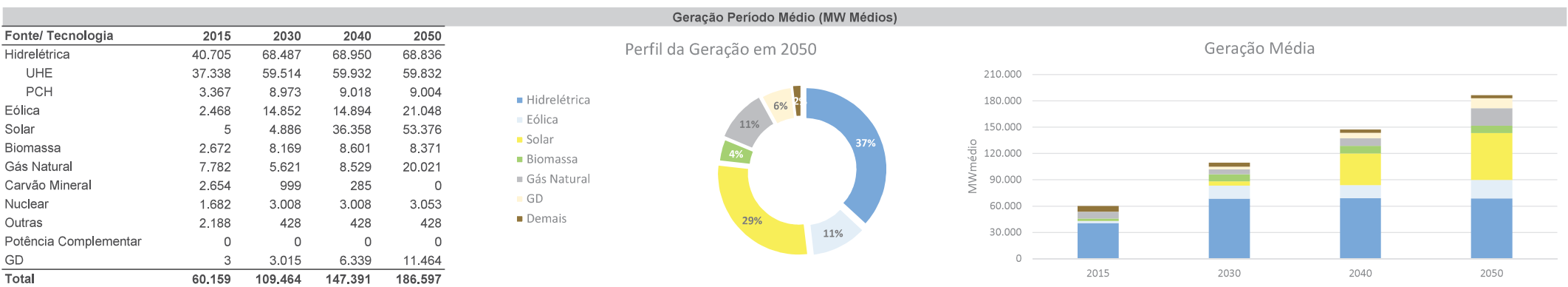
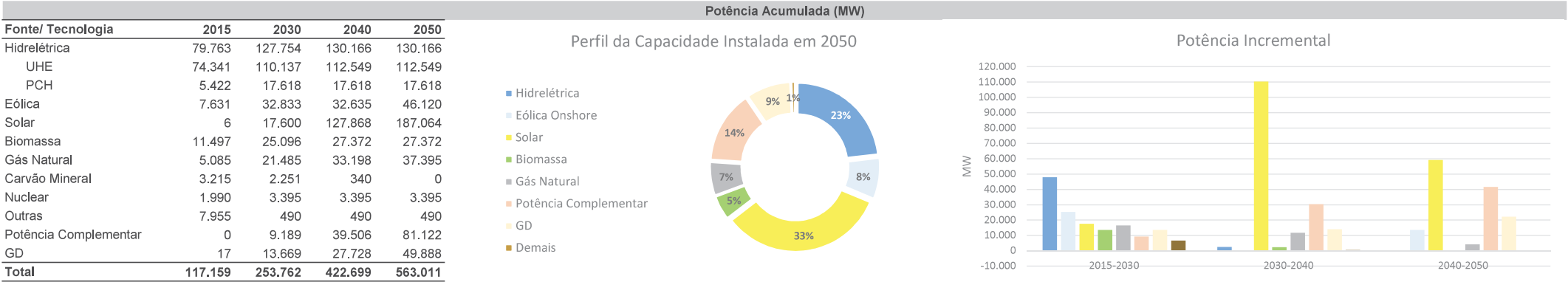


Nome		Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050, com crescimento linear a partir de 2030



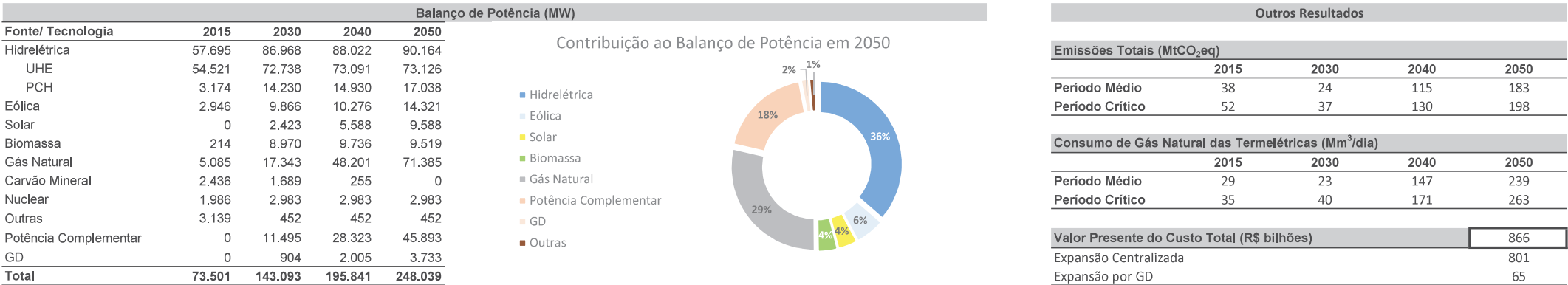
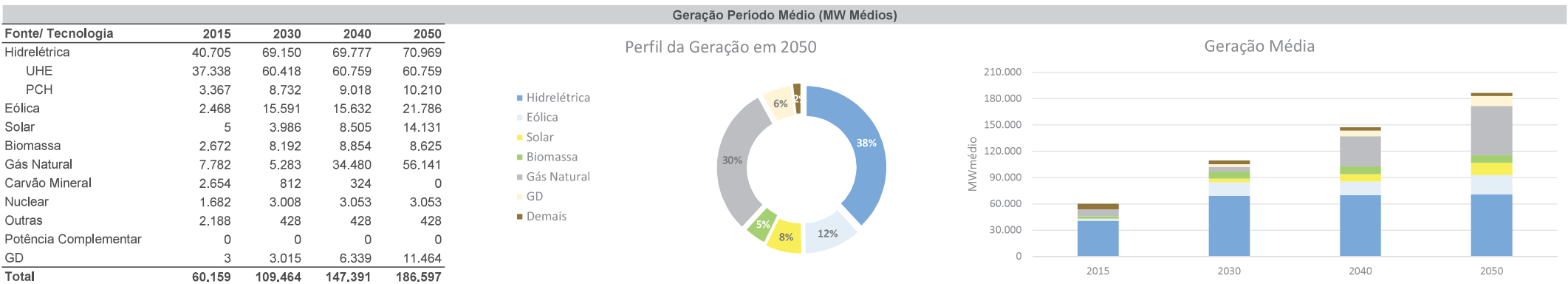
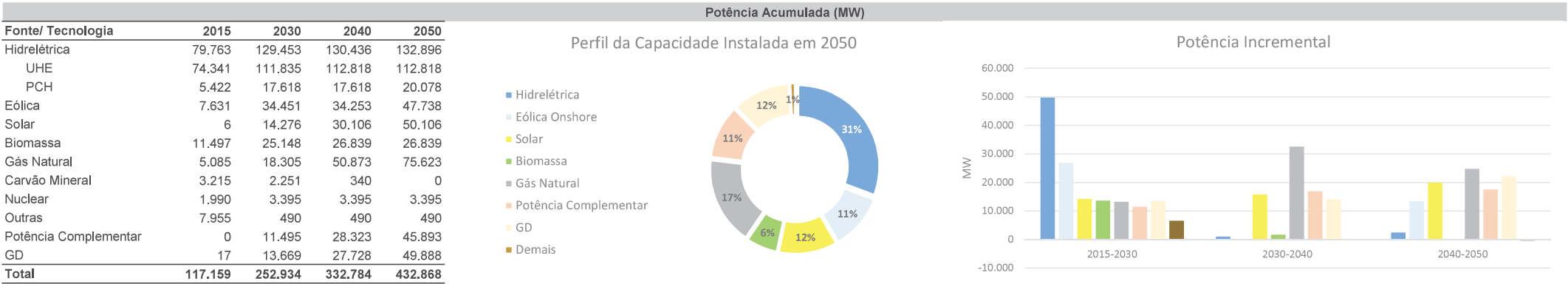
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

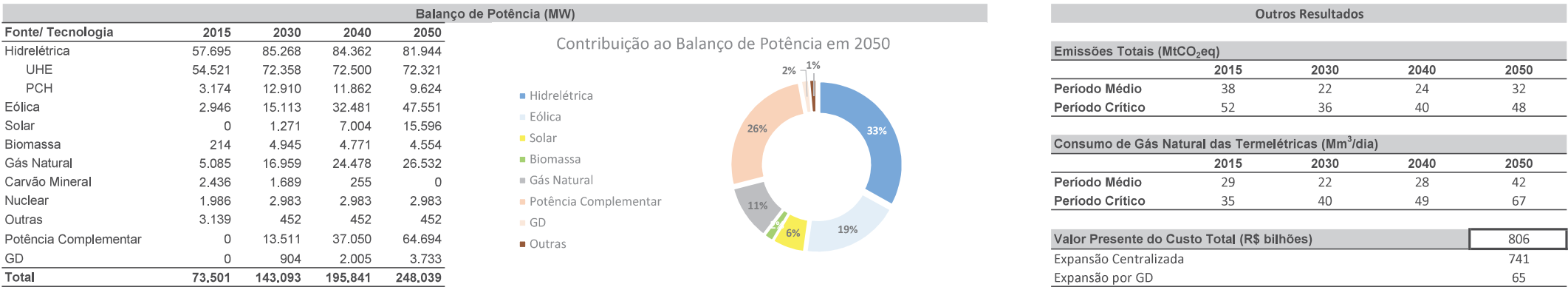
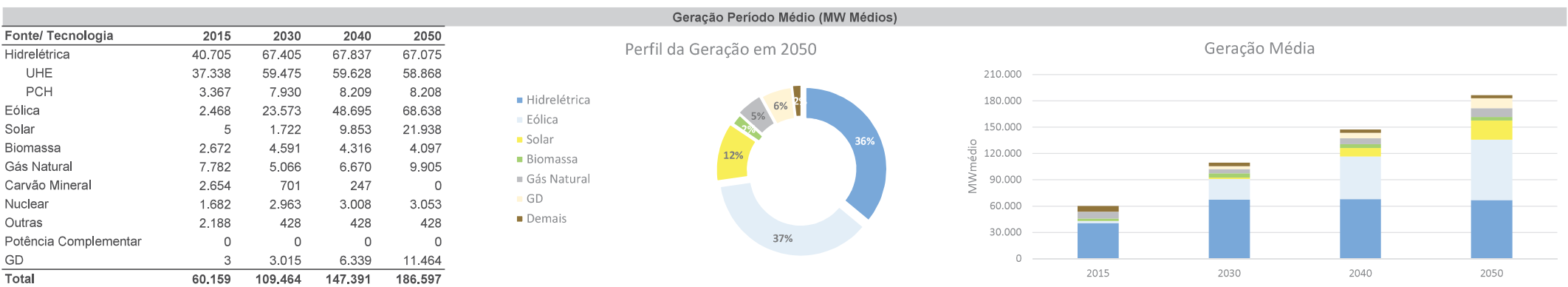
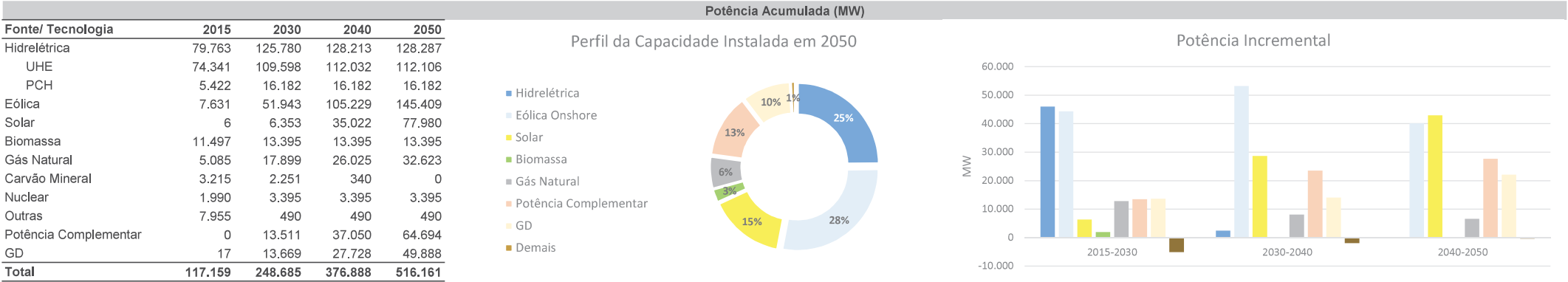


Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de Eólica e de PV Solar limitadas a 50 GW (cada uma) no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		

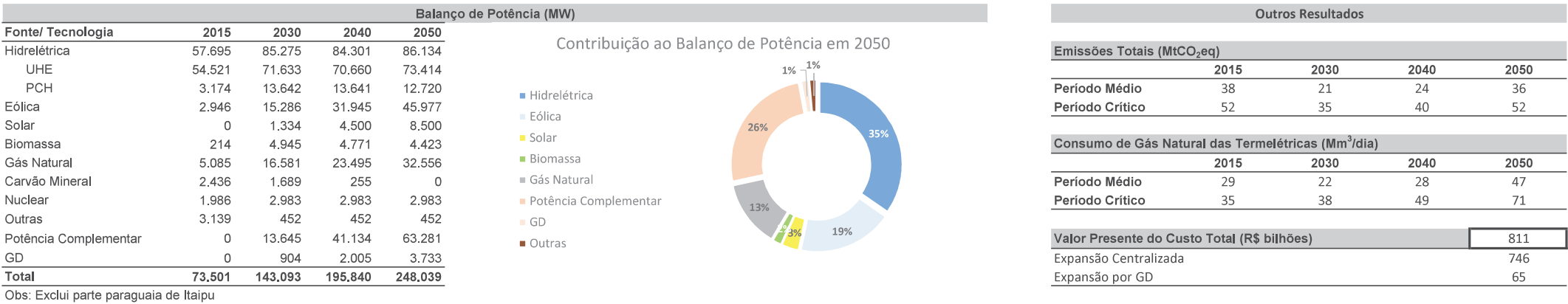
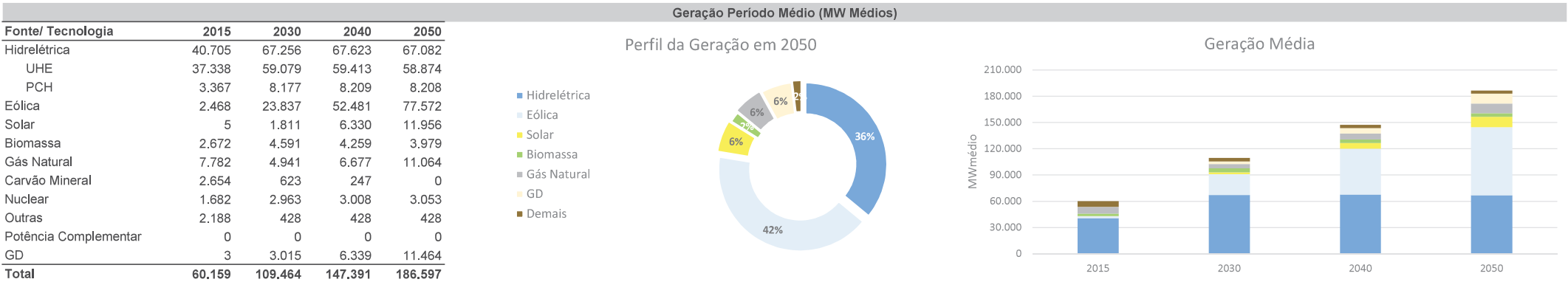
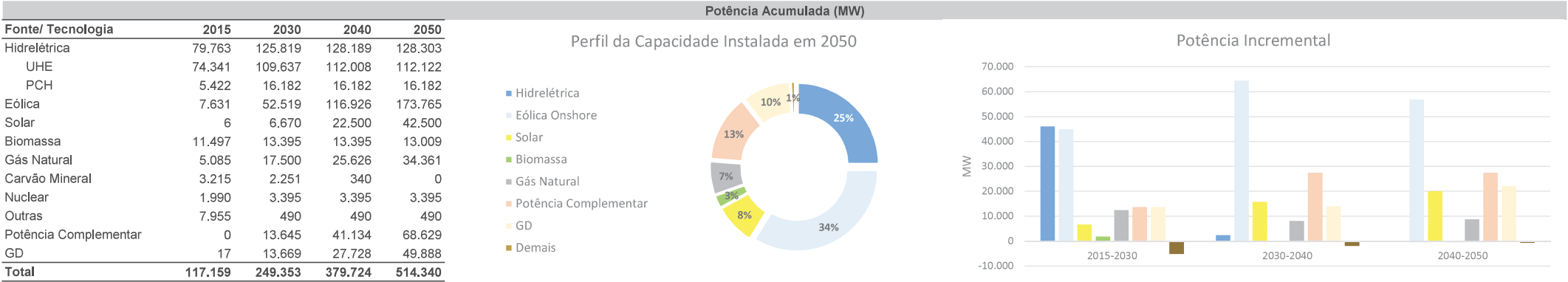


Nome		Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019) com 20% de redução no CAPEX
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

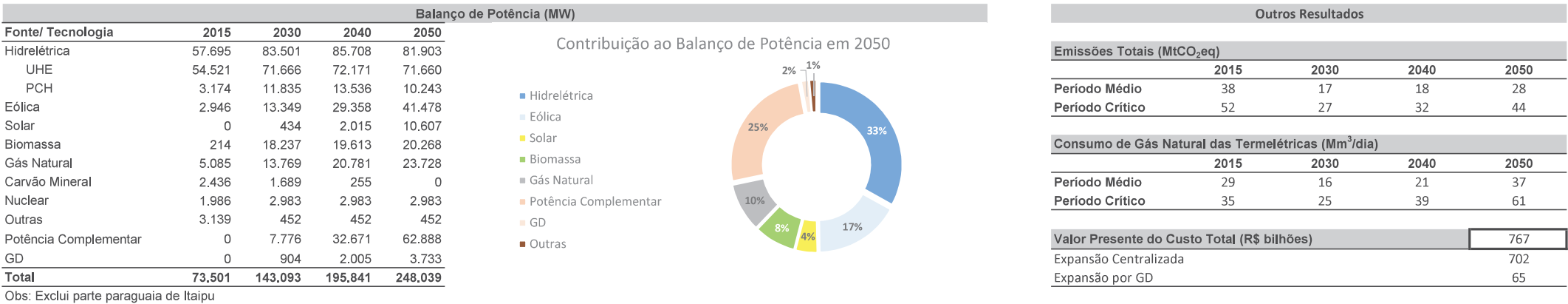
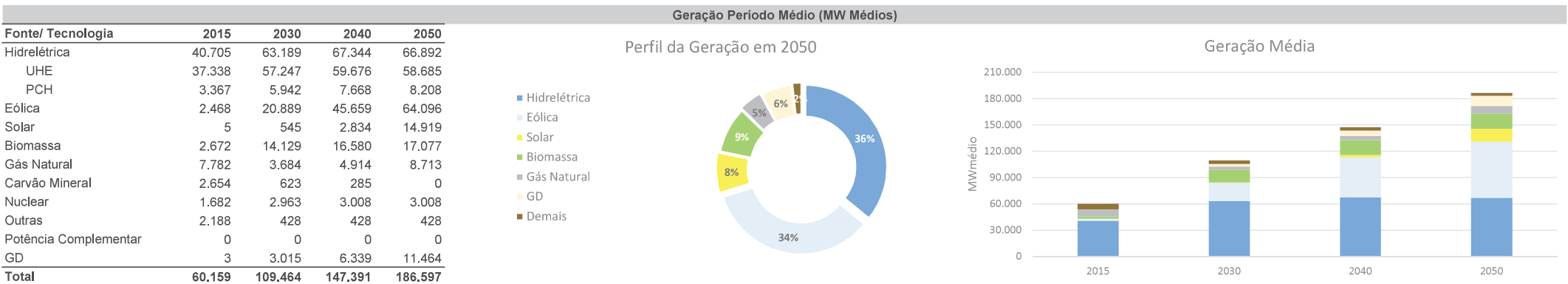
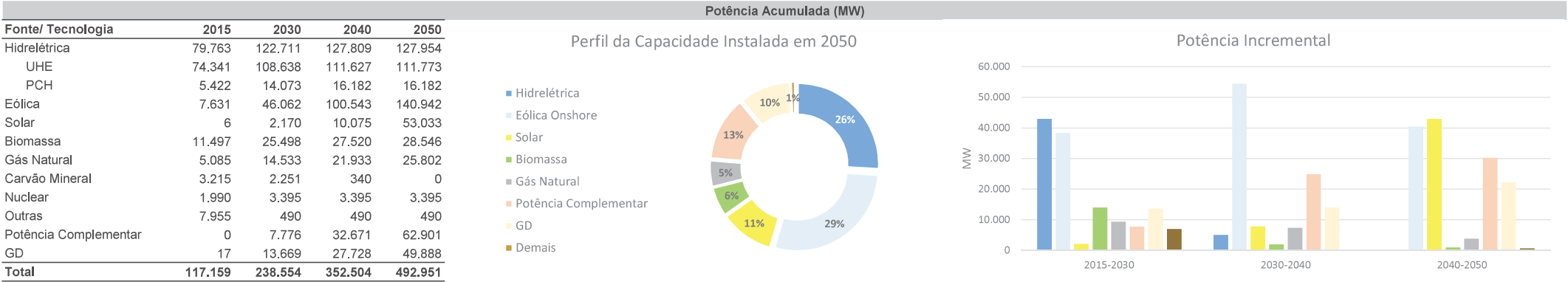


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

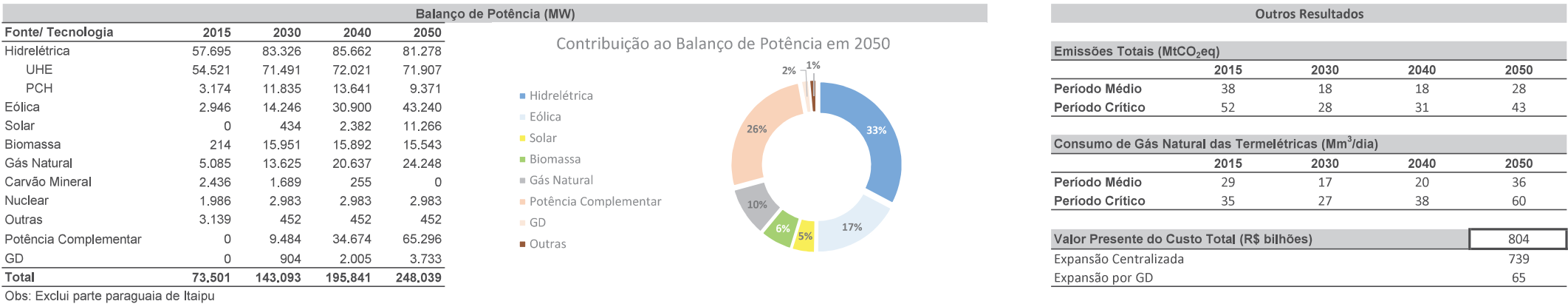
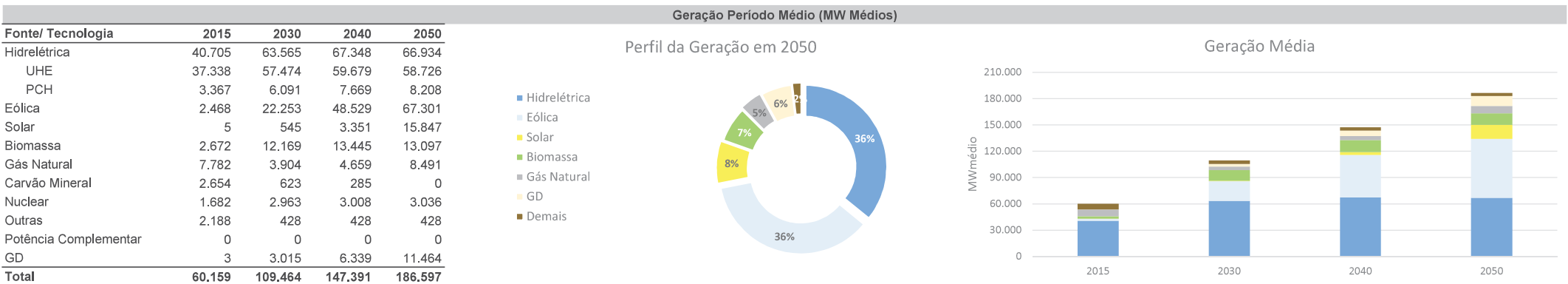
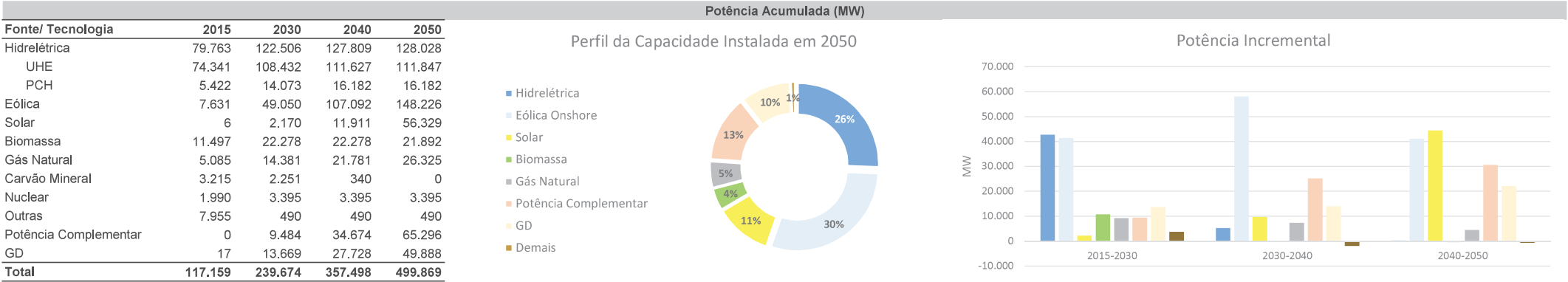
Nome		Capacidade Instalada Total de Solar PV limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		



Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 67/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)



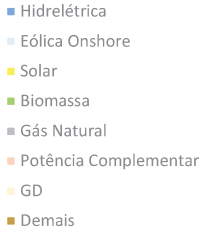
Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 100/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)



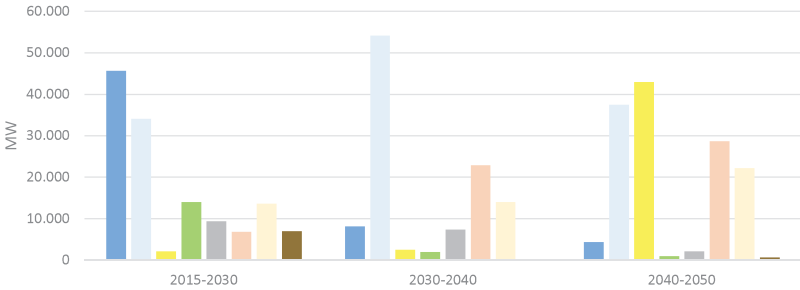
Nome		Repotenciação e Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova.

Potência Acumulada (MW)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.489	133.602	137.954
UHE	74.341	111.416	119.529	121.773
PCH	5.422	14.073	14.073	16.182
Eólica	7.631	41.679	95.810	133.288
Solar	6	2.170	4.719	47.677
Biomassa	11.497	25.498	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	14.480	21.881	24.034
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	6.849	29.789	58.467
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	235.970	345.274	483.739

Perfil da Capacidade Instalada em 2050



Potência Incremental

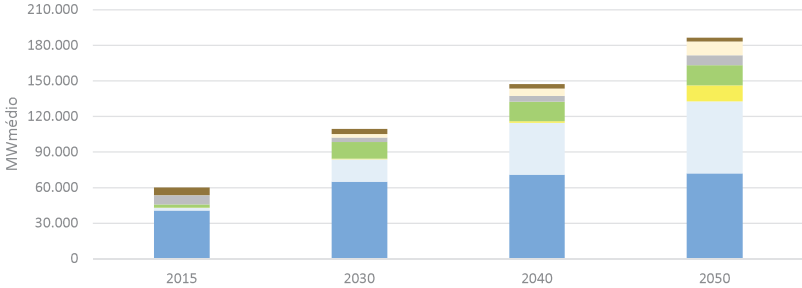


Geração Período Médio (MW Médios)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	40.705	64.936	70.893	72.070
UHE	37.338	57.938	63.679	63.849
PCH	3.367	6.998	7.214	8.222
Eólica	2.468	18.889	43.725	60.829
Solar	5	545	1.327	13.413
Biomassa	2.672	14.129	16.580	17.077
Gás Natural	7.782	3.749	4.806	8.309
Carvão Mineral	2.654	811	285	0
Nuclear	1.682	2.963	3.008	3.008
Outras	2.188	428	428	428
Potência Complementar	0	0	0	0
GD	3	3.015	6.339	11.464
Total	60.159	109.464	147.391	186.597

Perfil da Geração em 2050

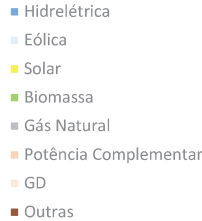


Geração Média



Balanço de Potência (MW)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	57.695	85.793	90.325	90.475
UHE	54.521	73.958	79.541	76.833
PCH	3.174	11.835	10.785	13.642
Eólica	2.946	12.034	28.743	39.986
Solar	0	434	944	9.535
Biomassa	214	18.237	19.613	19.636
Gás Natural	5.085	13.719	20.731	22.772
Carvão Mineral	2.436	1.689	255	0
Nuclear	1.986	2.983	2.983	2.983
Outras	3.139	452	452	452
Potência Complementar	0	6.849	29.789	58.467
GD	0	904	2.005	3.733
Total	73.501	143.093	195.841	248.039

Contribuição ao Balanço de Potência em 2050



Outros Resultados

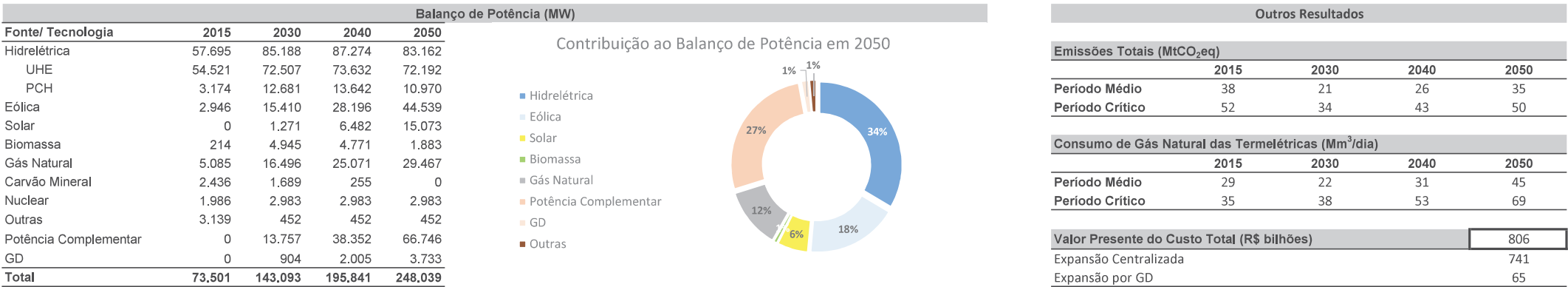
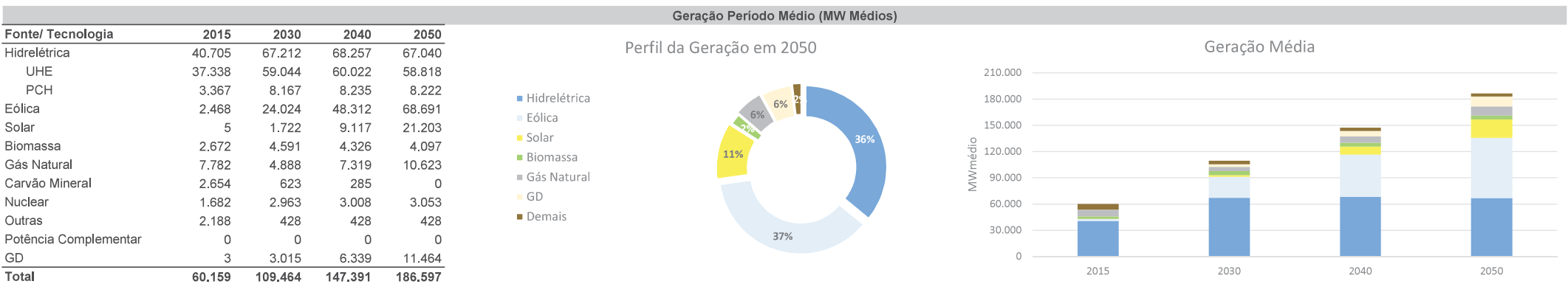
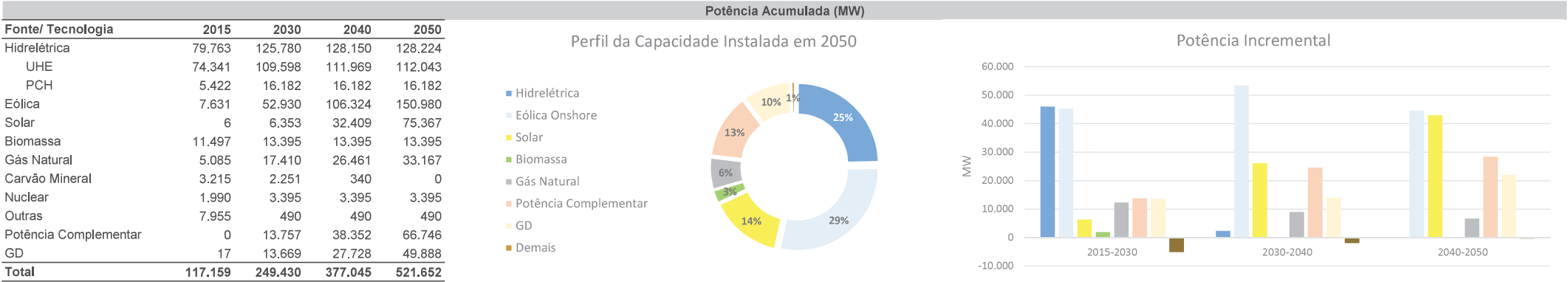
Emissões Totais (MtCO ₂ eq)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	38	19	18	27
Período Crítico	52	27	33	43

Consumo de Gás Natural das Termelétricas (Mm ³ /dia)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	29	17	20	35
Período Crítico	35	26	40	59

Valor Presente do Custo Total (R\$ bilhões)		664
Expansão Centralizada		599
Expansão por GD		65

Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

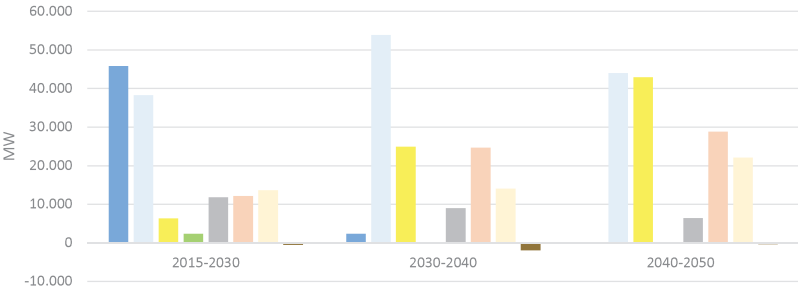
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	125.640	128.010	128.084
UHE	74.341	109.458	111.829	111.903
PCH	5.422	16.182	16.182	16.182
Eólica	7.631	45.888	99.798	143.814
Solar	6	6.353	31.302	74.260
Biomassa	11.497	13.833	13.833	13.834
Gás Natural	5.085	16.879	25.930	32.294
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	7.505	7.505	7.505
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	12.171	36.854	65.676
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	244.679	371.791	515.845

Potência Acumulada (MW)

Perfil da Capacidade Instalada em 2050



Potência Incremental



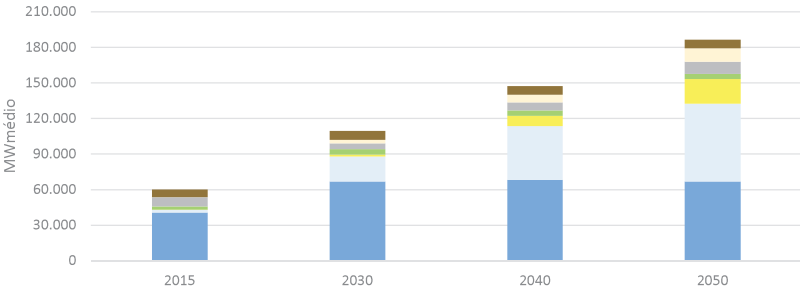
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	40.705	67.012	68.173	66.965
UHE	37.338	58.845	59.938	58.743
PCH	3.367	8.167	8.235	8.222
Eólica	2.468	20.810	45.403	65.491
Solar	5	1.722	8.806	20.891
Biomassa	2.672	4.725	4.461	4.231
Gás Natural	7.782	4.797	6.932	10.330
Carvão Mineral	2.654	623	285	0
Nuclear	1.682	6.333	6.565	6.798
Outras	2.188	428	428	428
Potência Complementar	0	0	0	0
GD	3	3.015	6.339	11.464
Total	60.159	109.464	147.391	186.597

Geração Período Médio (MW Médios)

Perfil da Geração em 2050



Geração Média

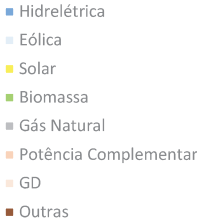


Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	57.695	85.829	87.149	86.498
UHE	54.521	72.187	73.506	72.856
PCH	3.174	13.642	13.642	13.642
Eólica	2.946	13.297	29.434	41.822
Solar	0	1.271	6.260	14.852
Biomassa	214	5.094	4.920	4.703
Gás Natural	5.085	15.992	24.568	29.535
Carvão Mineral	2.436	1.689	255	0
Nuclear	1.986	6.395	6.395	6.395
Outras	3.139	452	452	452
Potência Complementar	0	12.171	34.403	60.048
GD	0	904	2.005	3.733
Total	73.501	143.093	195.841	248.039

Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Balanco de Potência (MW)

Contribuição ao Balanço de Potência em 2050



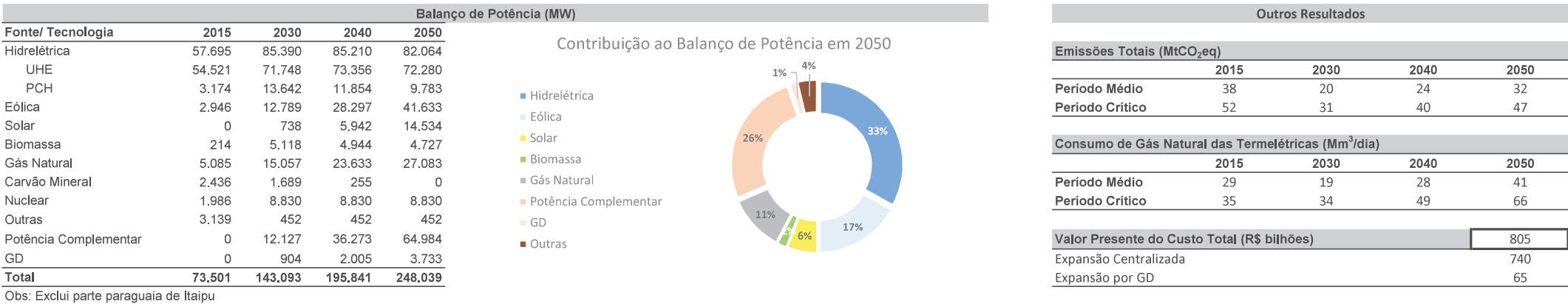
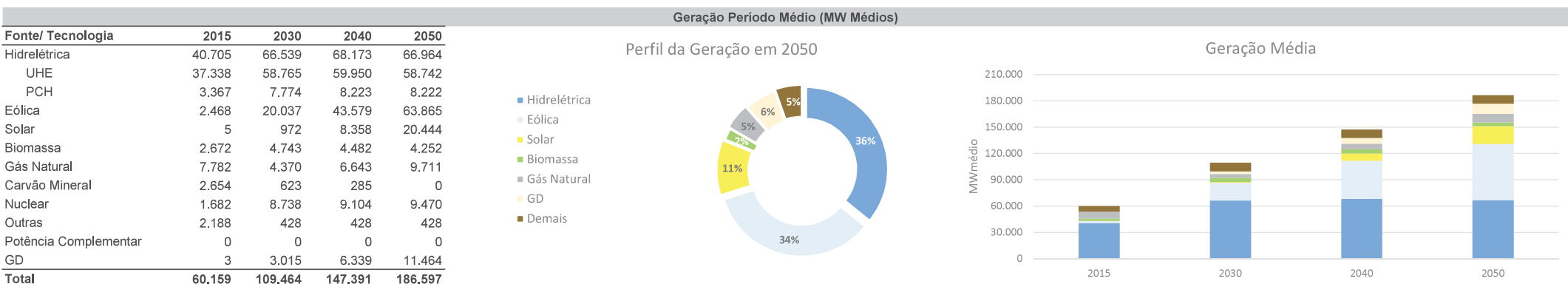
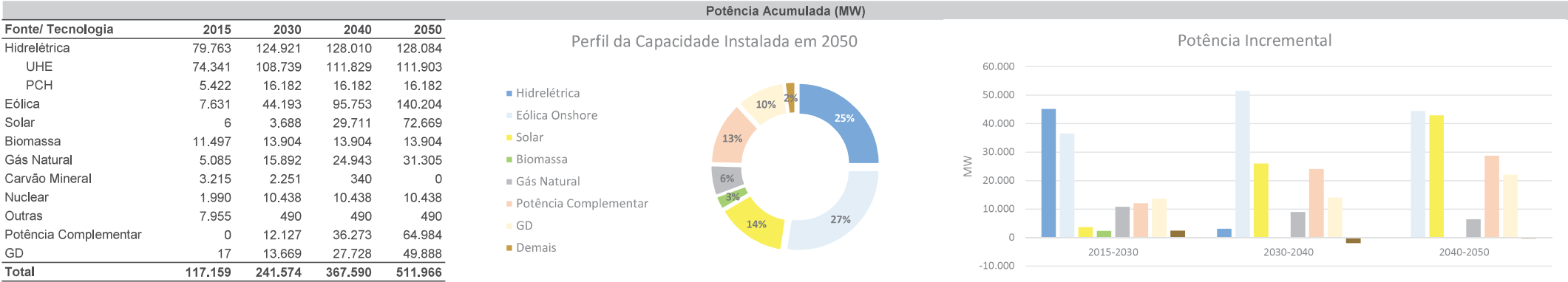
Outros Resultados

Emissões Totais (MtCO ₂ eq)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	38	21	25	34
Período Crítico	52	33	41	49

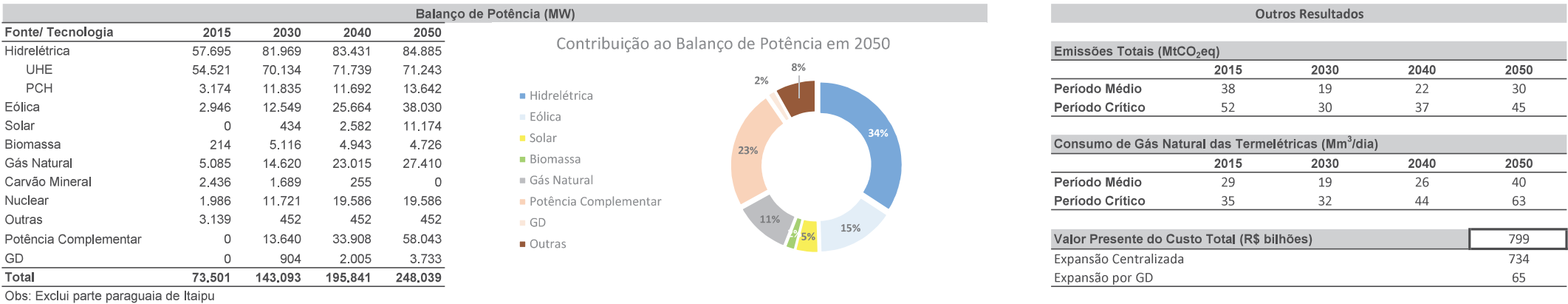
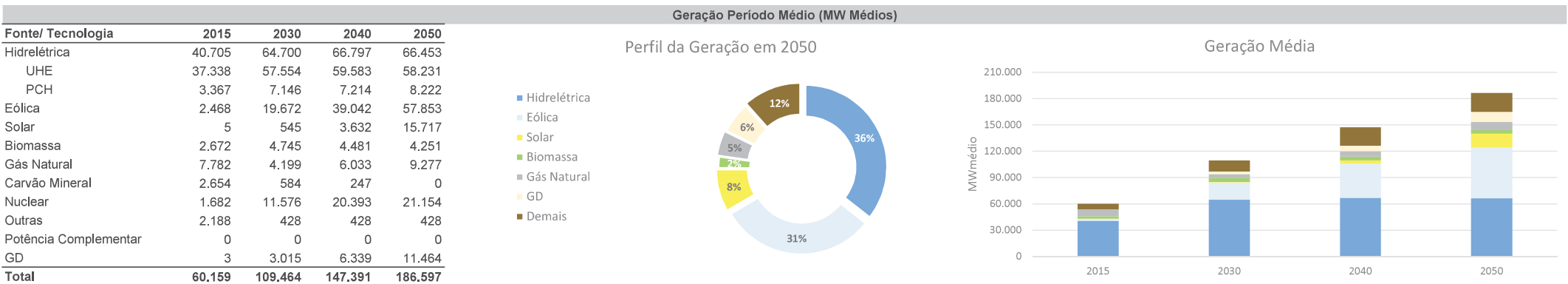
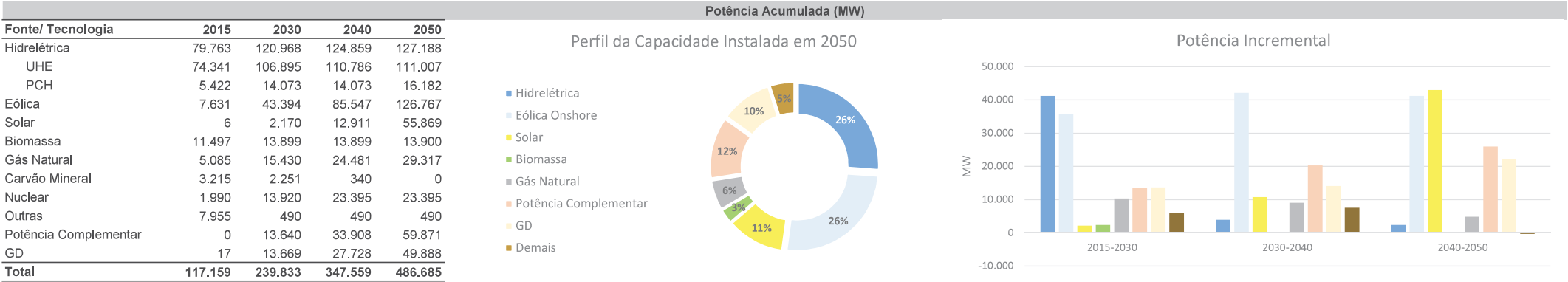
Consumo de Gás Natural das Termelétricas (Mm ³ /dia)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	29	21	29	44
Período Crítico	35	36	50	68

Valor Presente do Custo Total (R\$ bilhões)		806
Expansão Centralizada		741
Expansão por GD		65

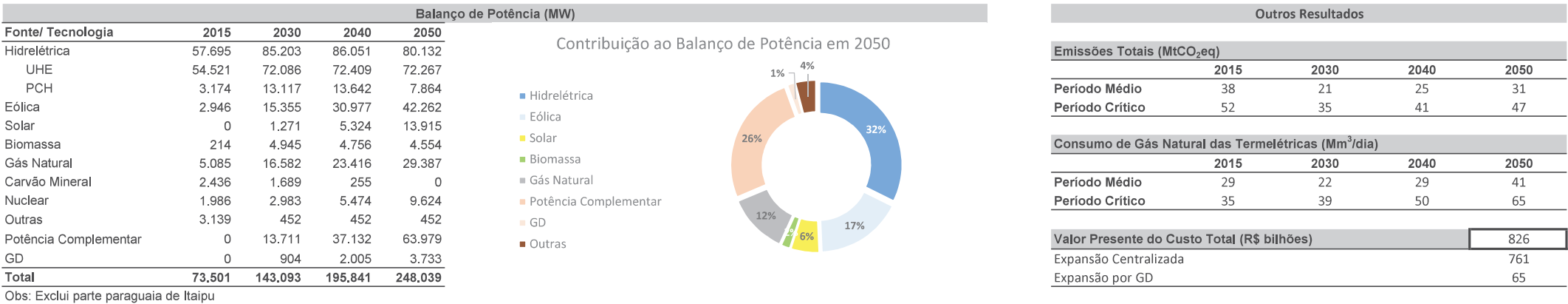
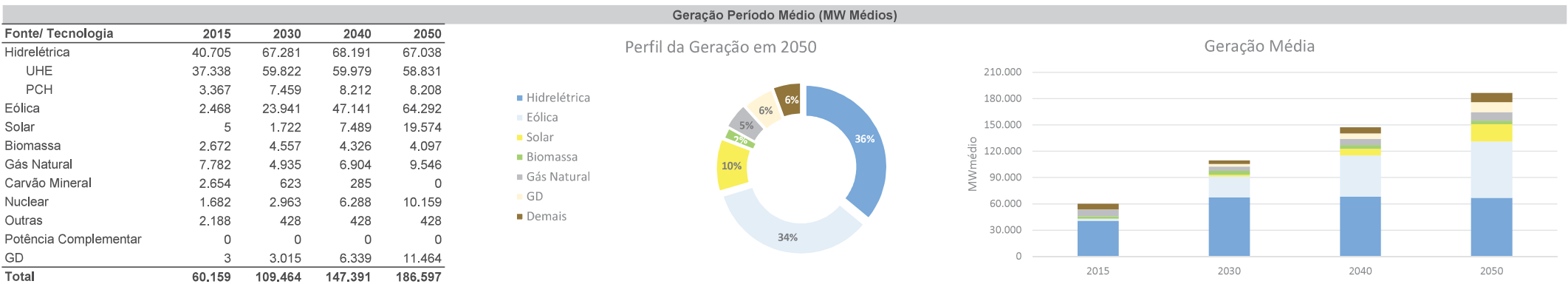
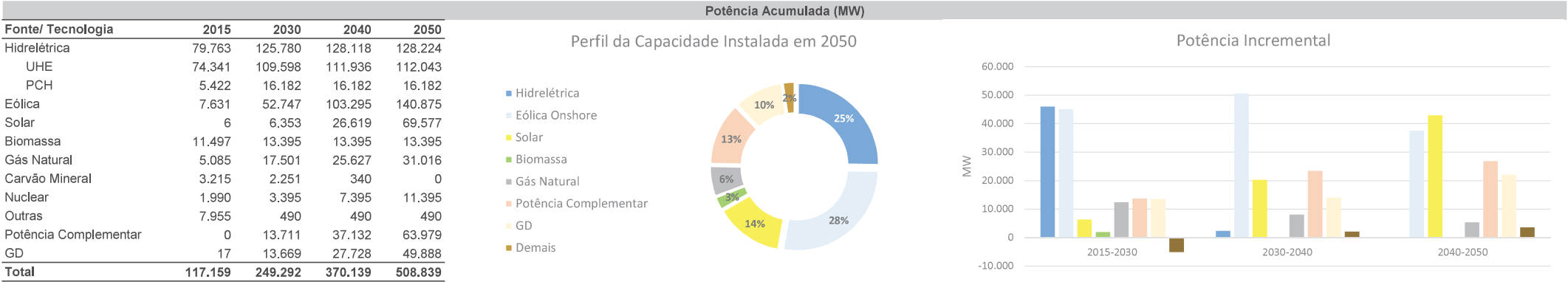
Nome		Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



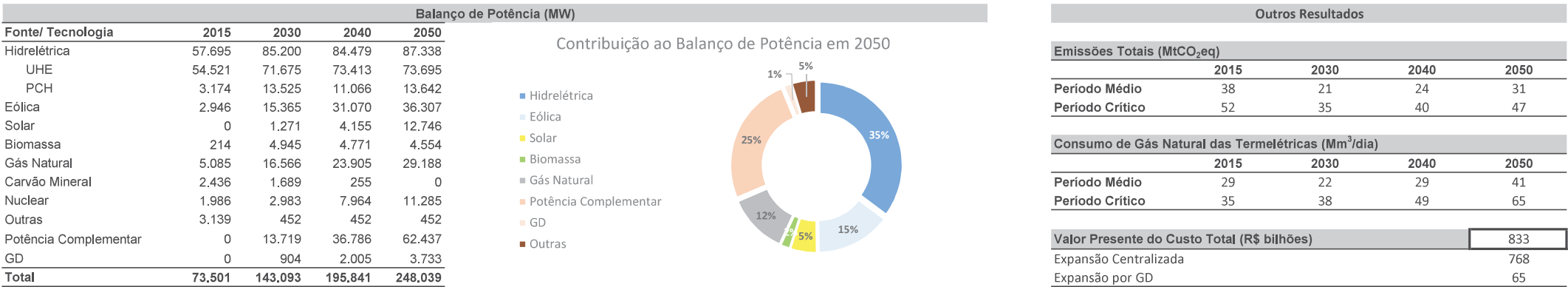
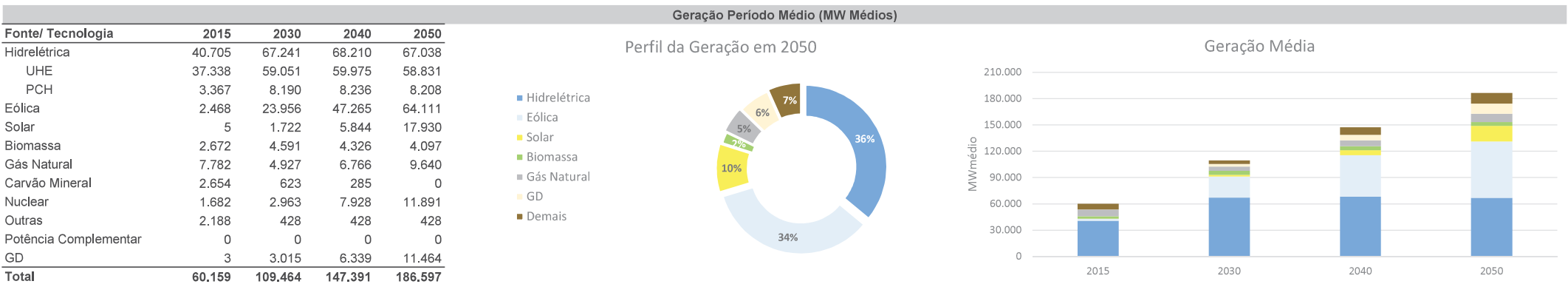
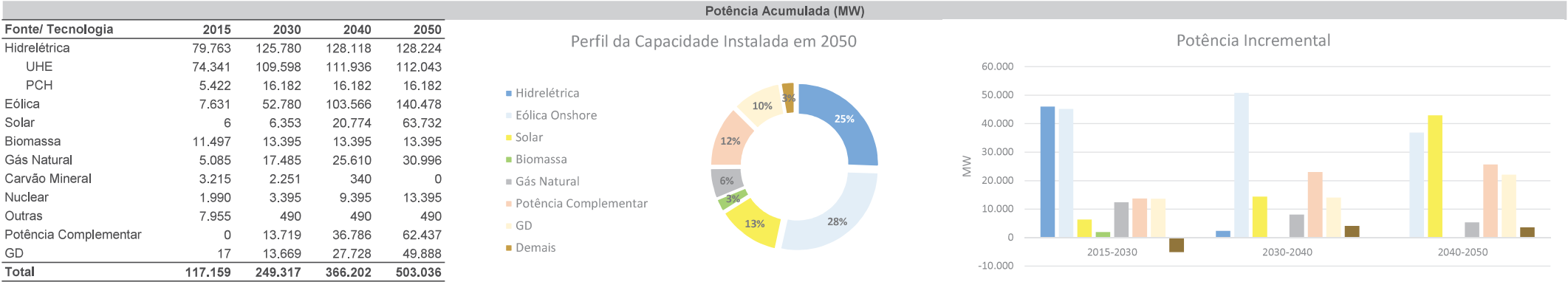
Nome		Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Política Nuclear com 8.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3

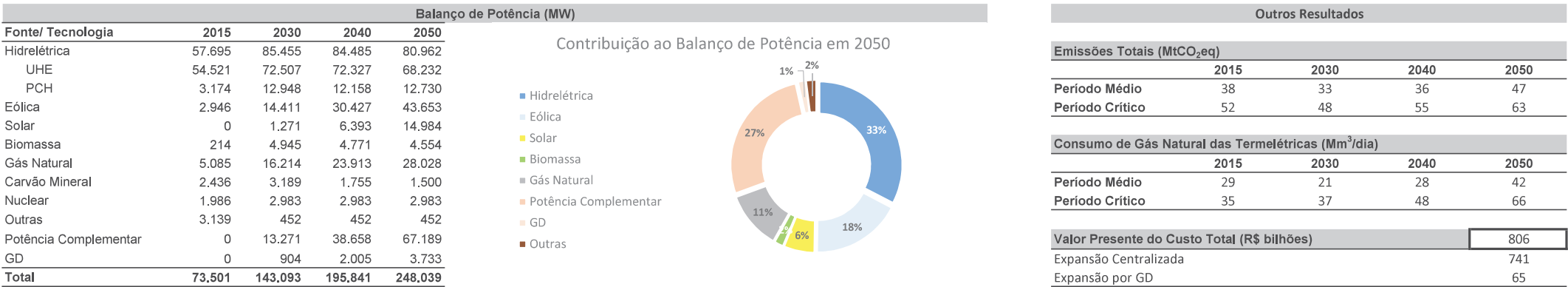
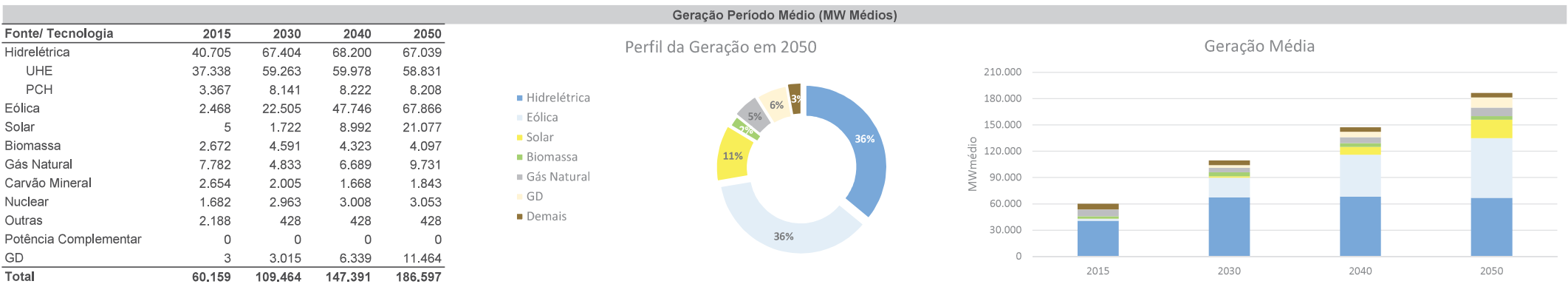
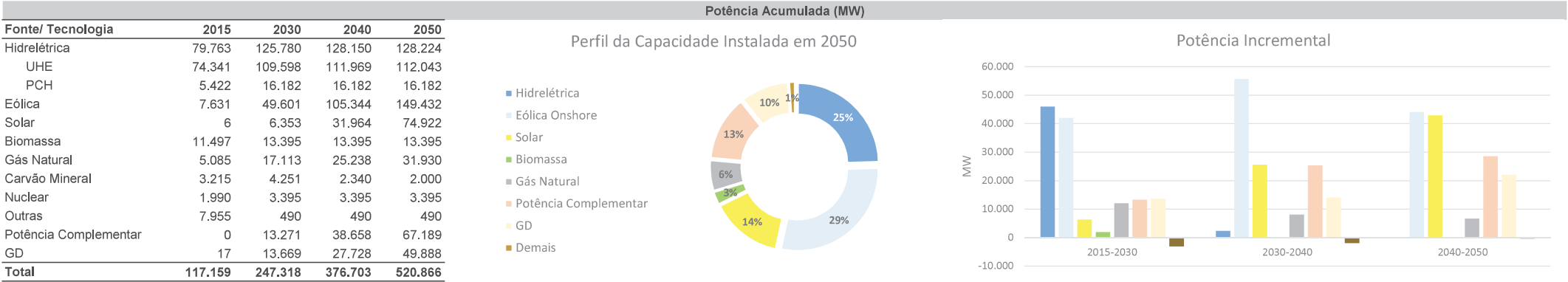


Nome		Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Política Nuclear com 10.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3

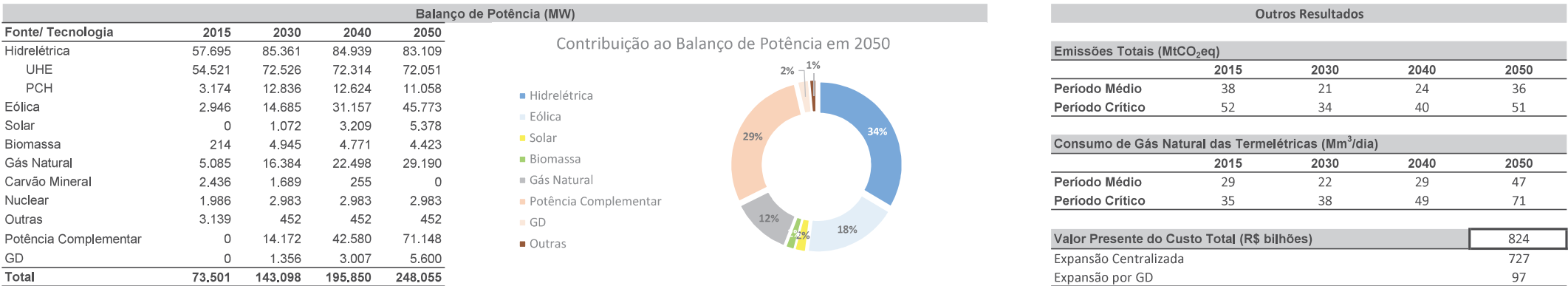
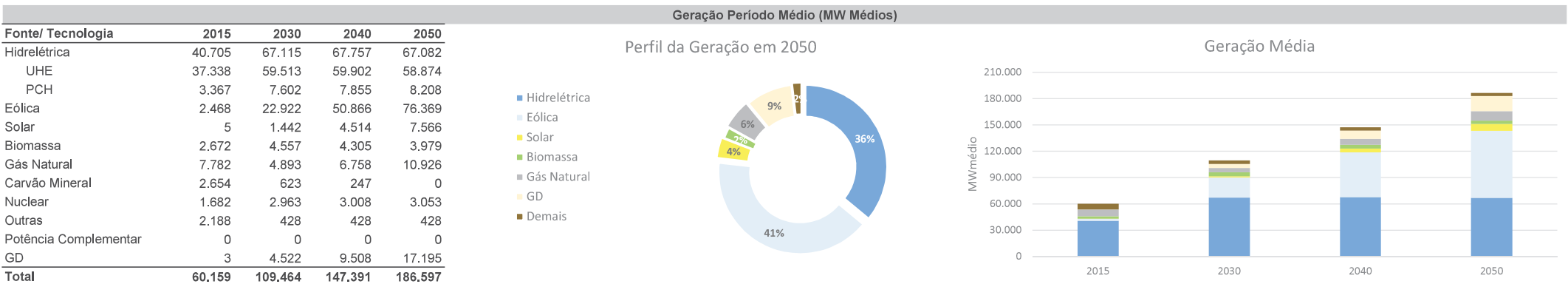
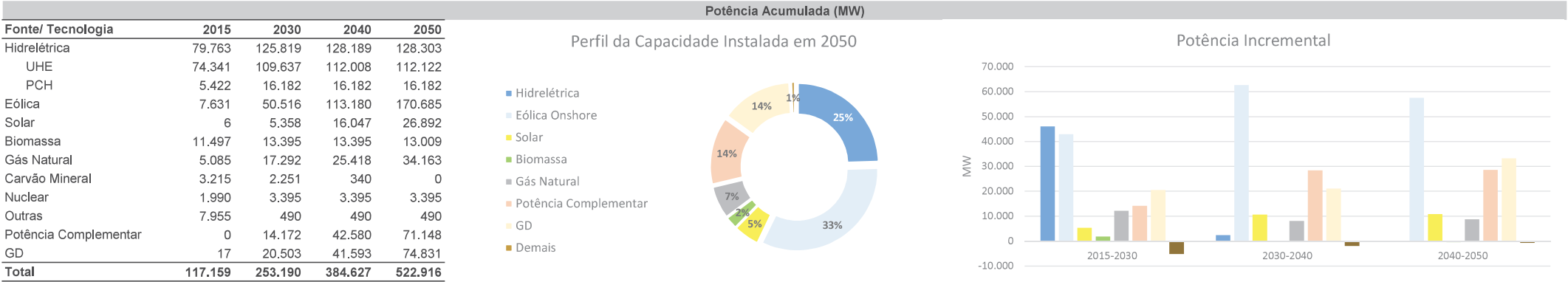


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Carvão Financiado com redução de 20% no CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Mesmas condições de financiamento de terceiros que as demais fontes. Redução de 20% no CAPEX
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

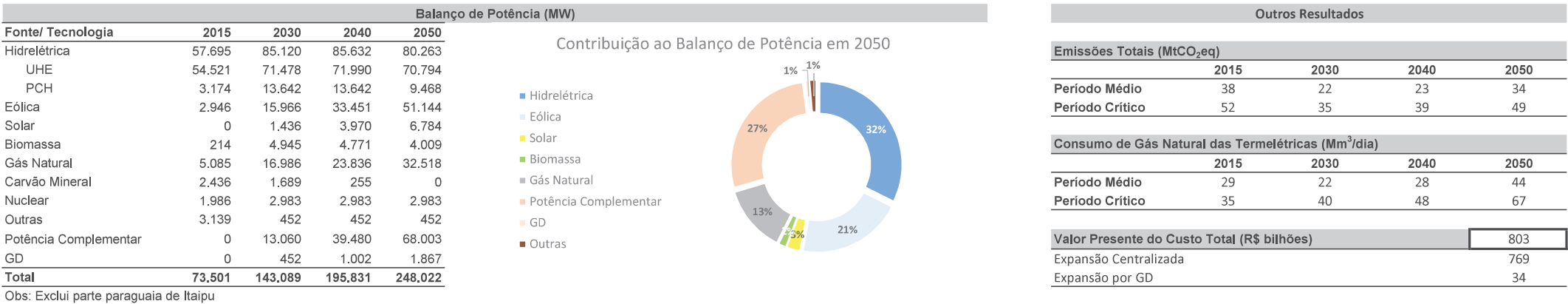
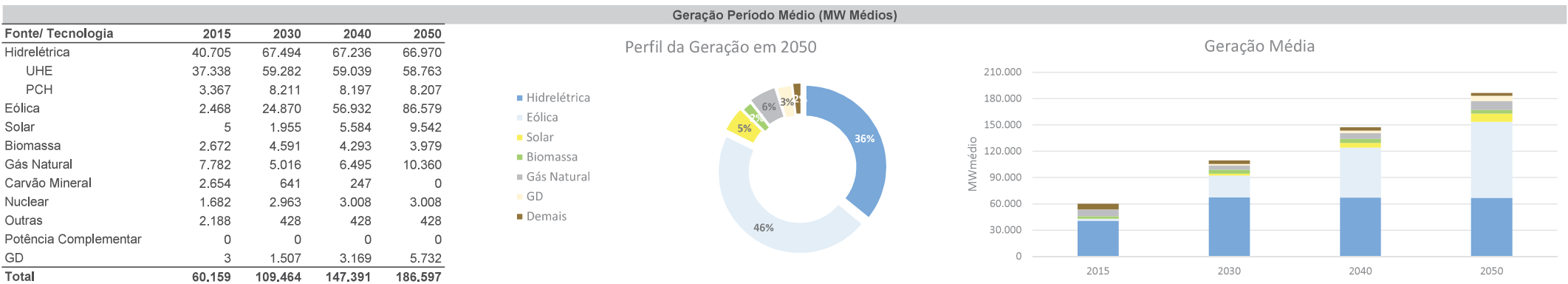
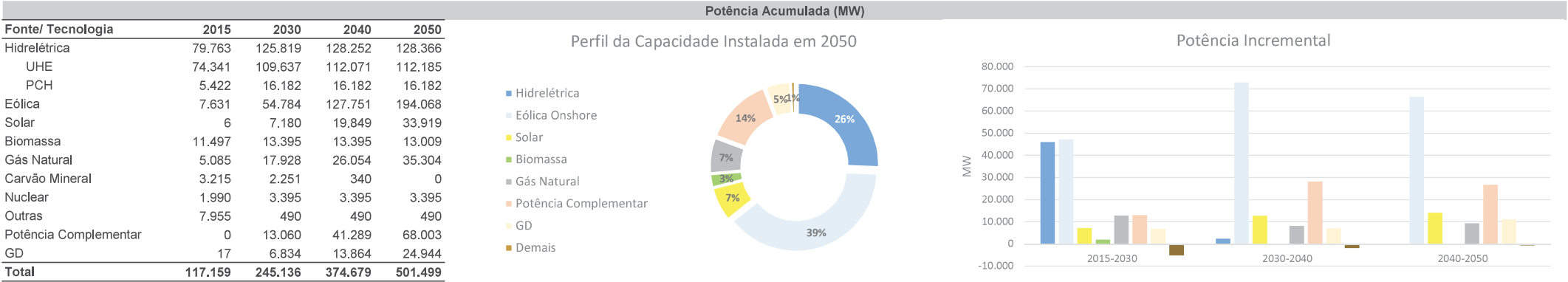


Nome		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050

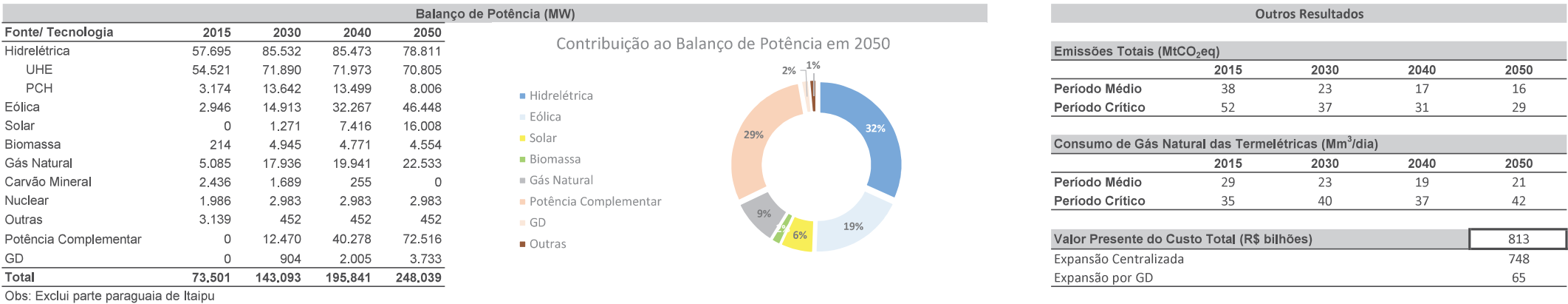
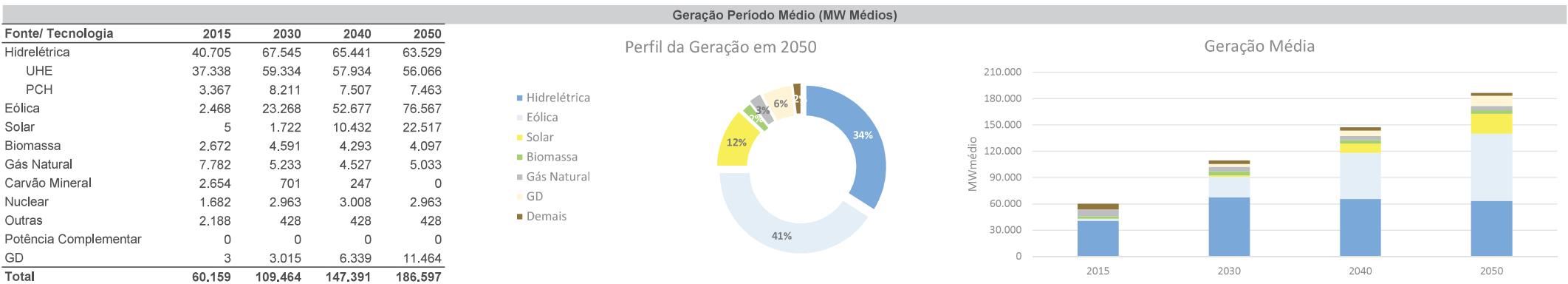
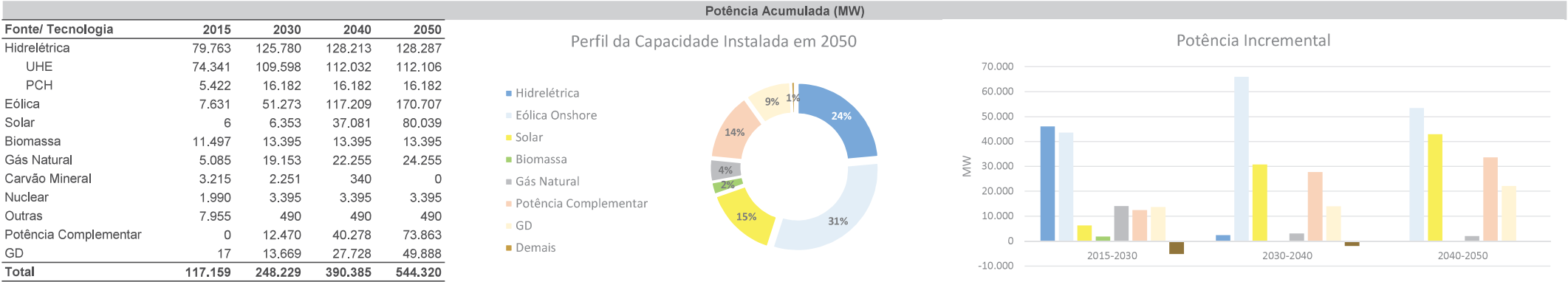


Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

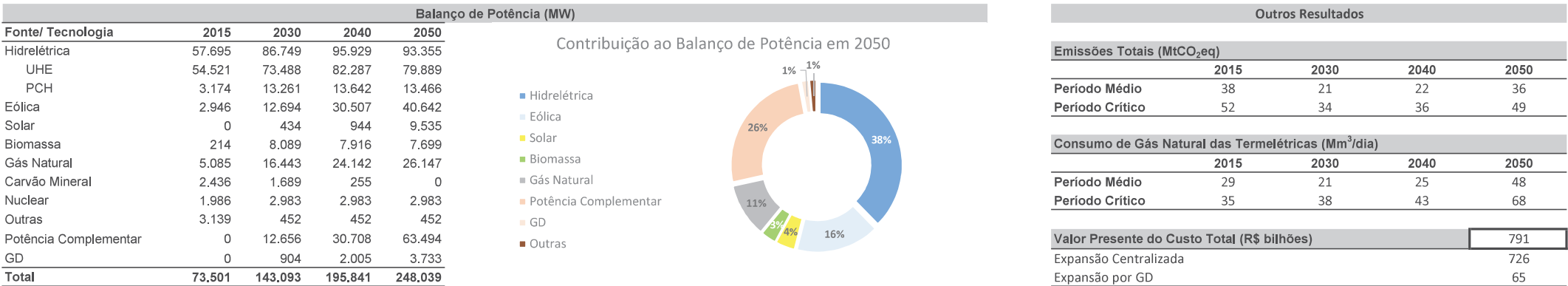
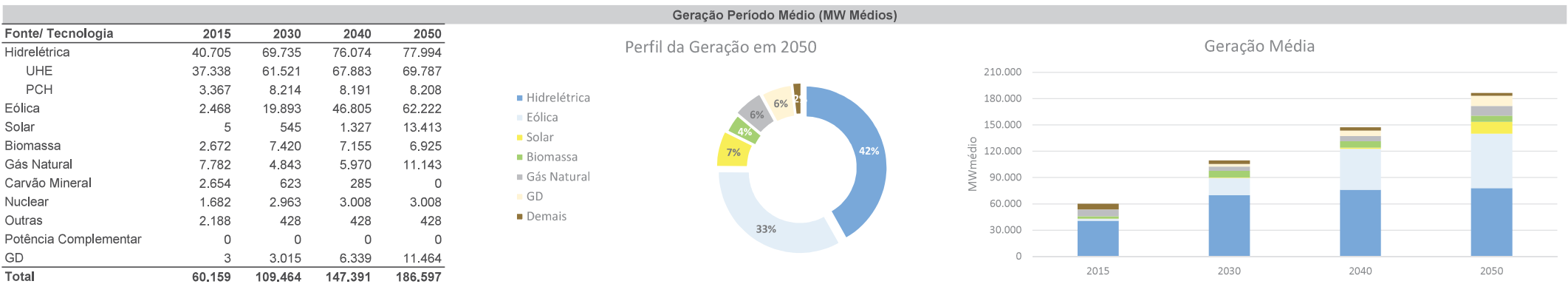
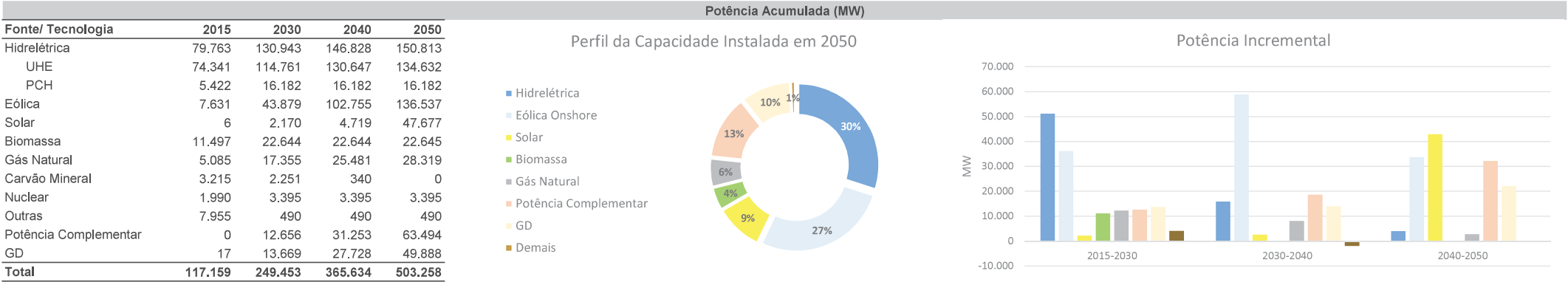
Nome		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050



Nome		GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN somente a partir de US\$ 6/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI e UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

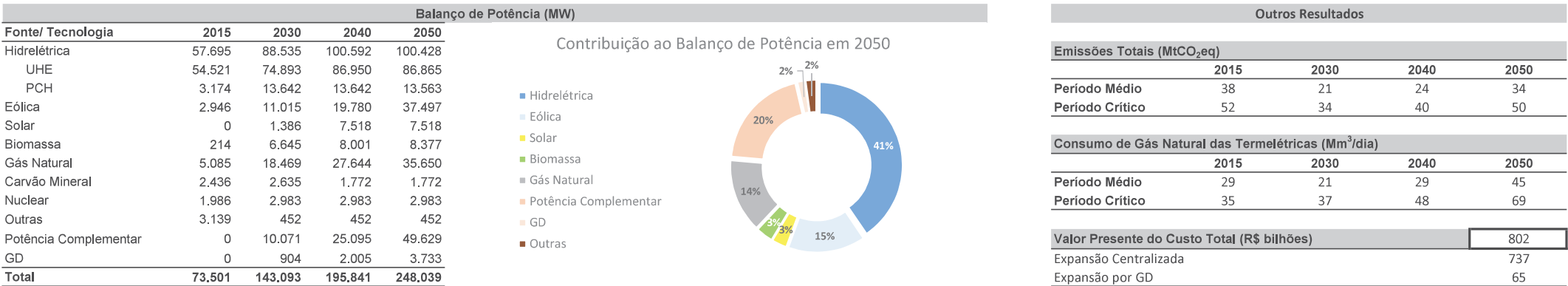
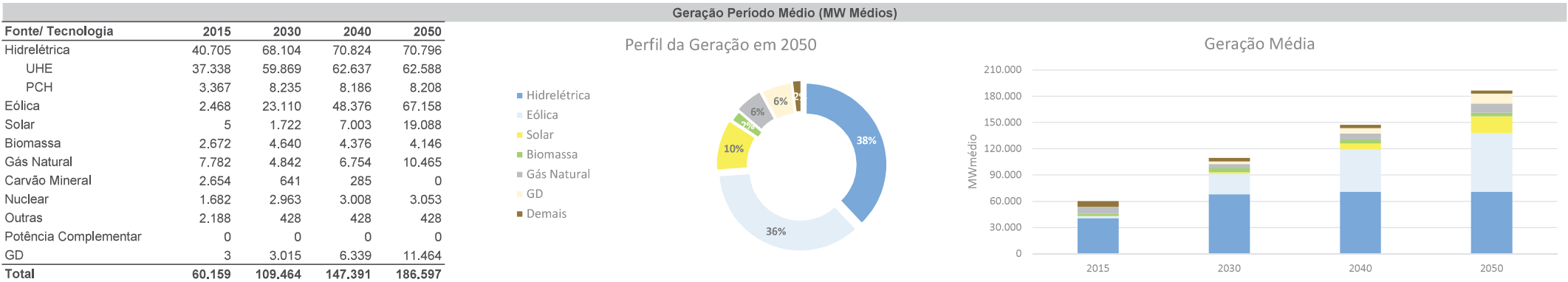
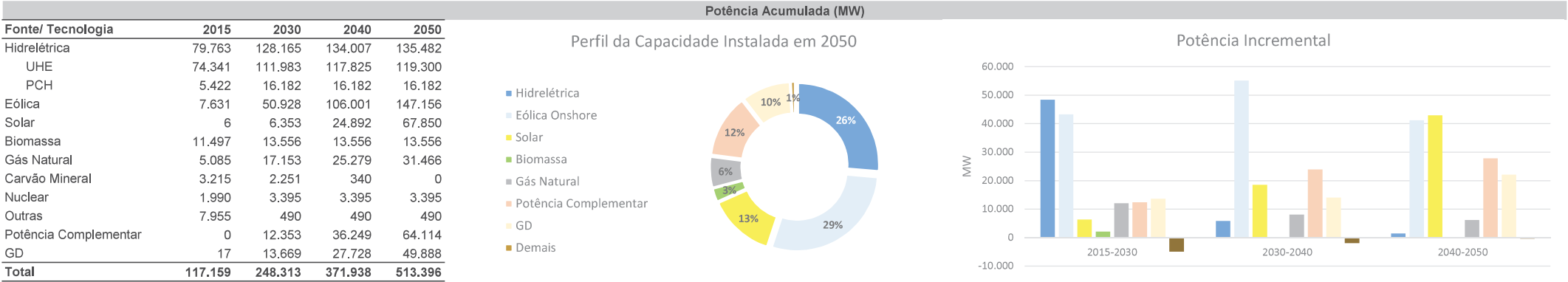


Nome		Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto UC
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



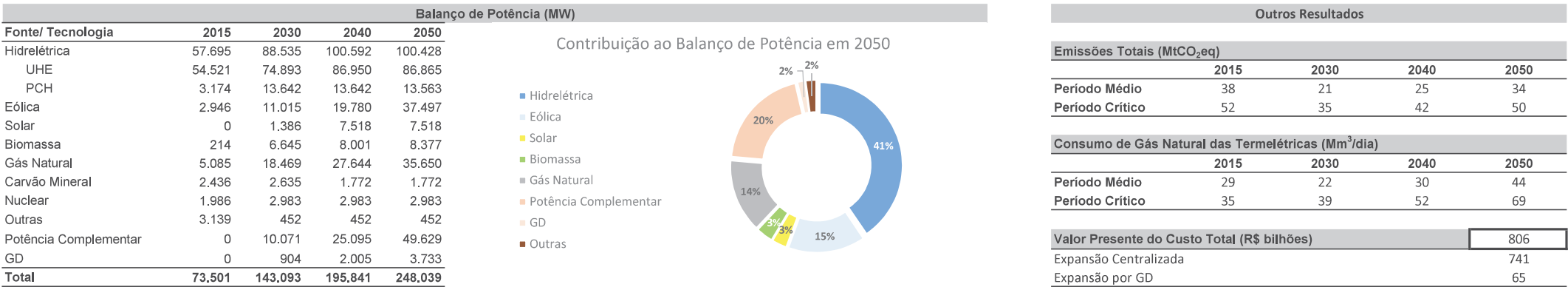
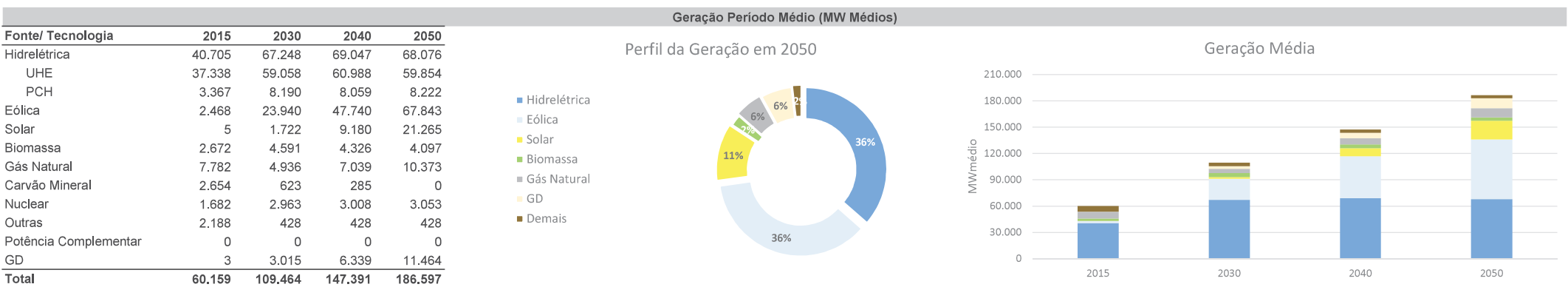
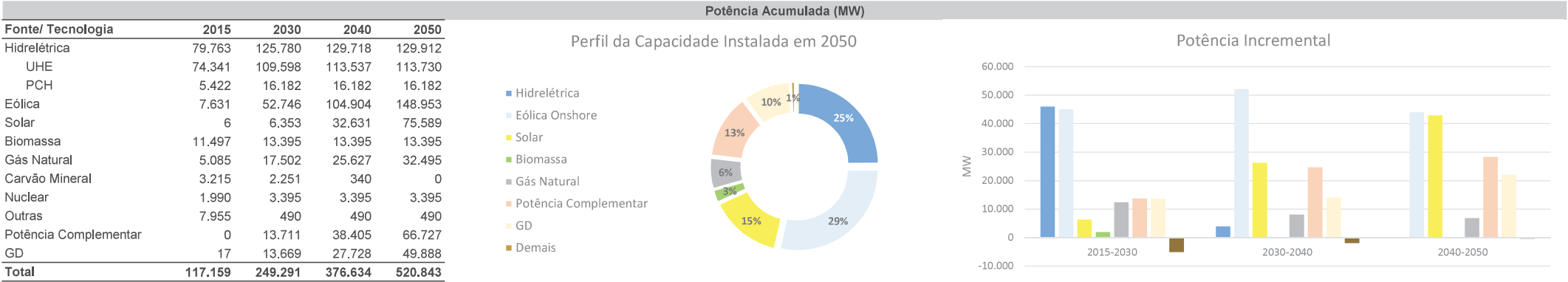
Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

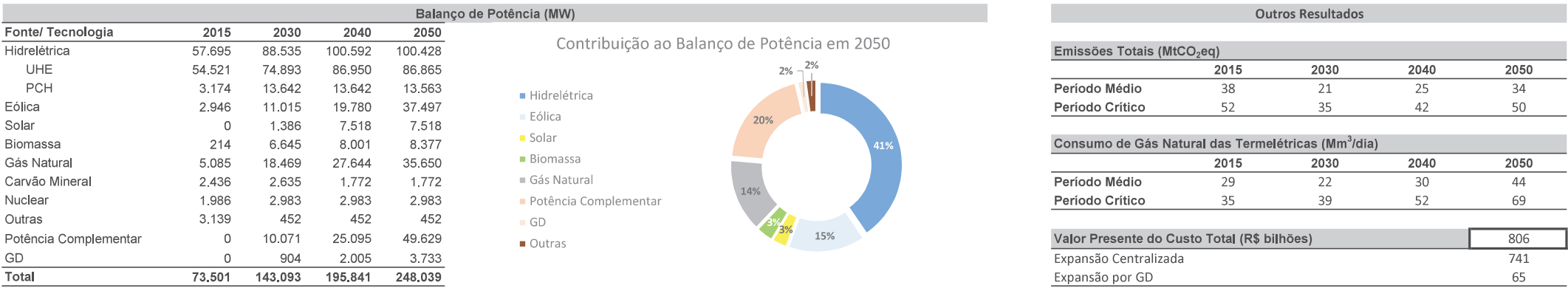
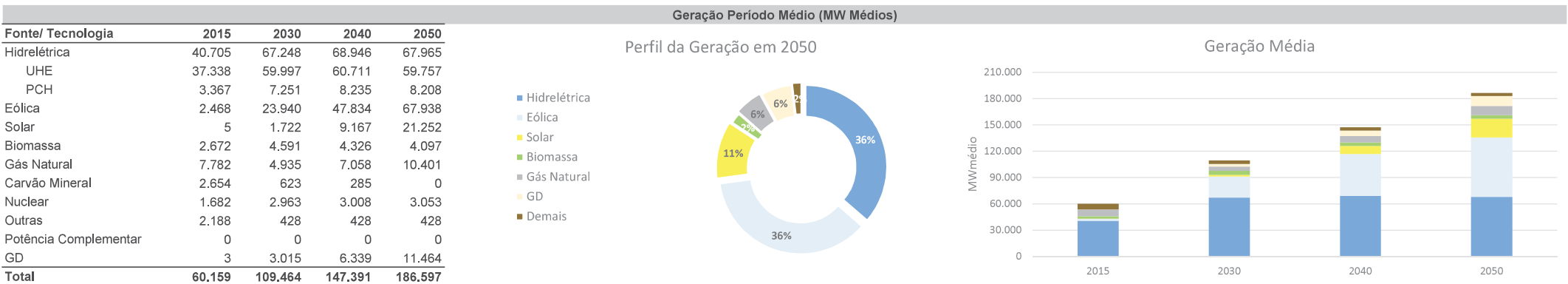
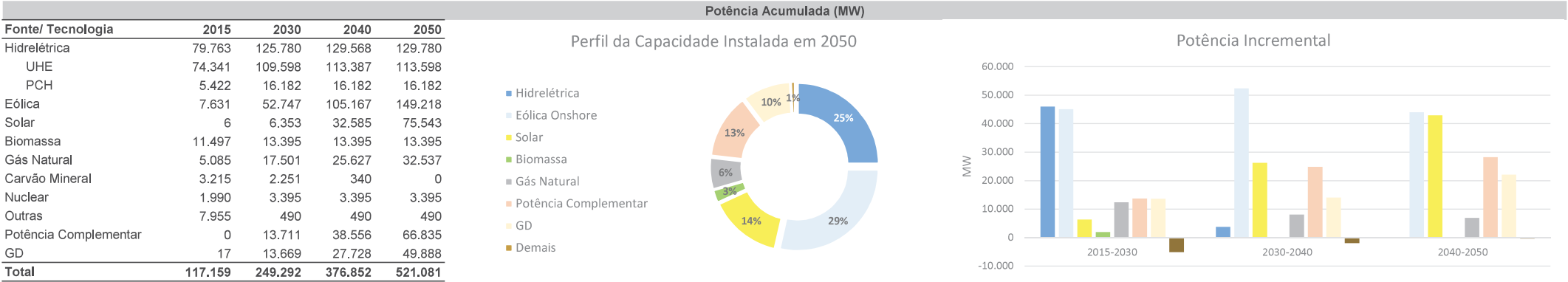


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

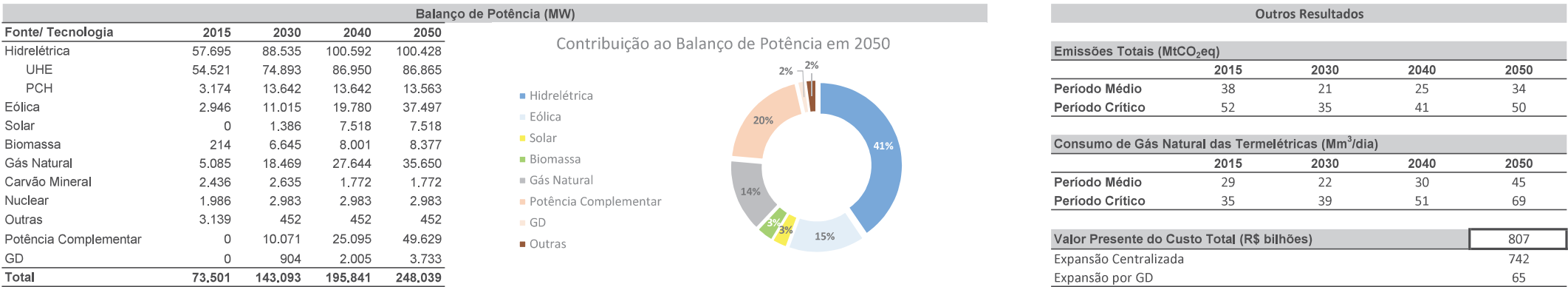
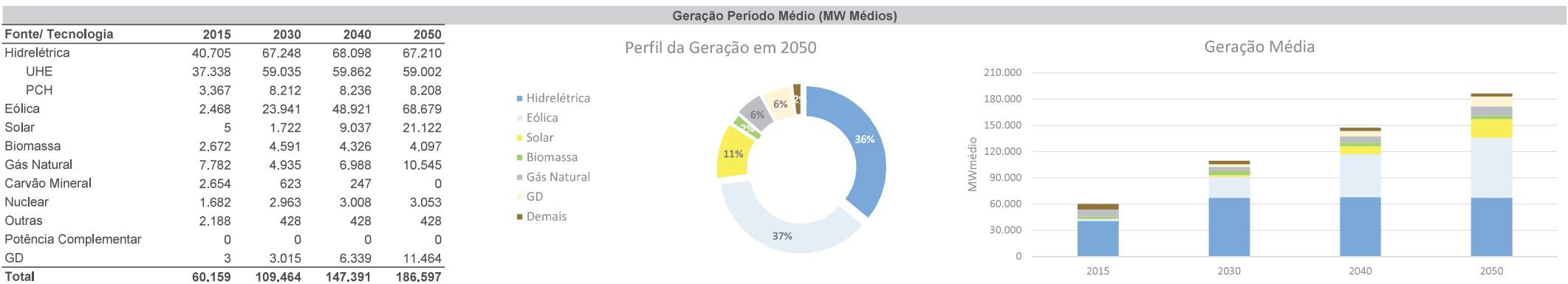
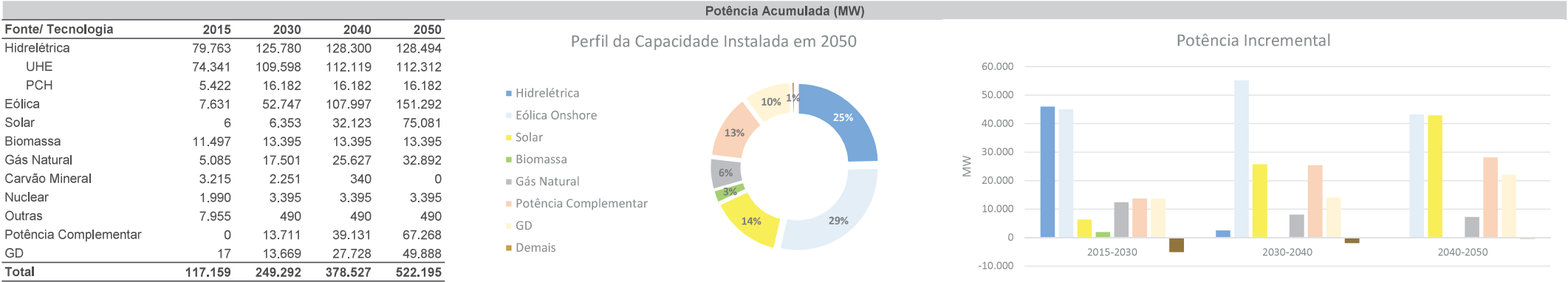
Nome		UHEs em áreas de interferência com CAPEX dobrado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		UHE em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto UC. UHEs em áreas com interferência em TI com CAPEX dobrado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

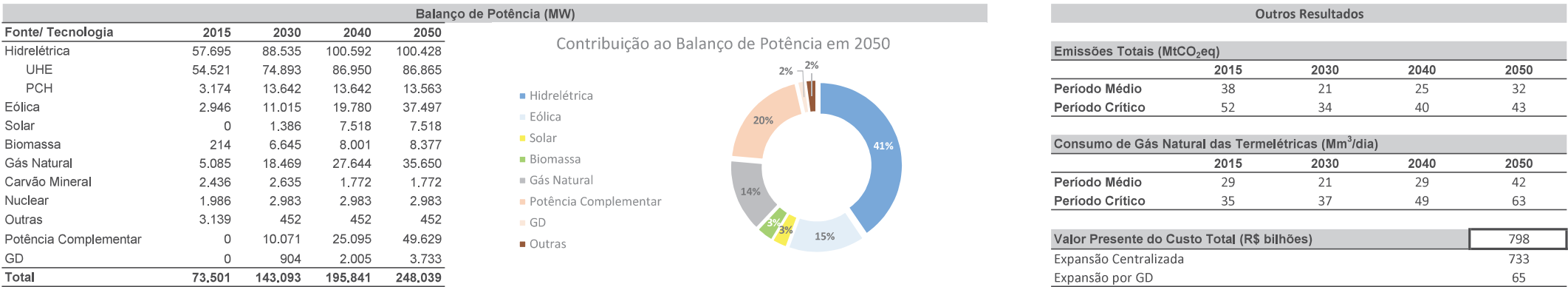
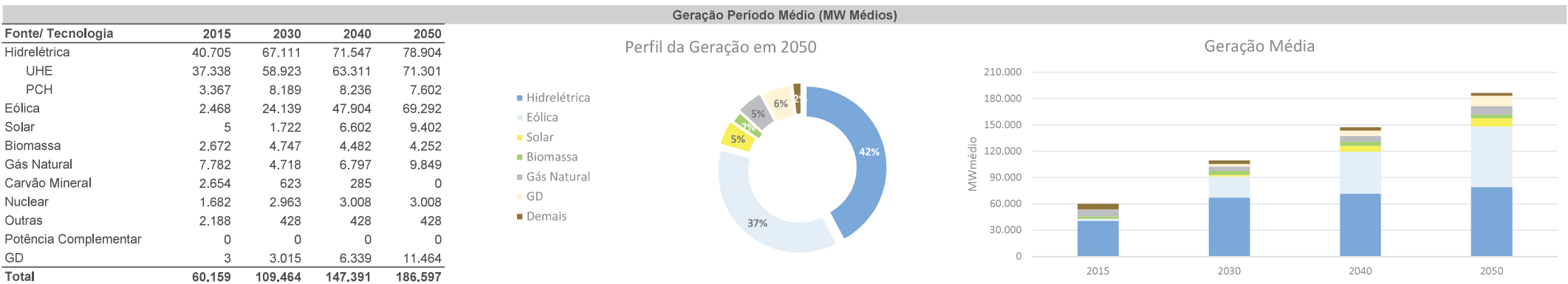
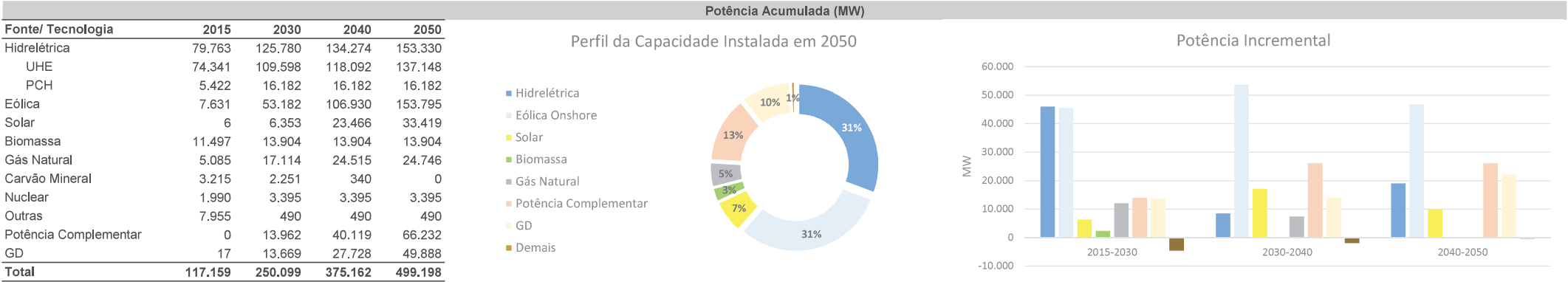


Nome		UHE em áreas de interferência em Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado exceto TI com CAPEX dobrado. UHEs em áreas com interferência em UC com CAPEX dobrado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

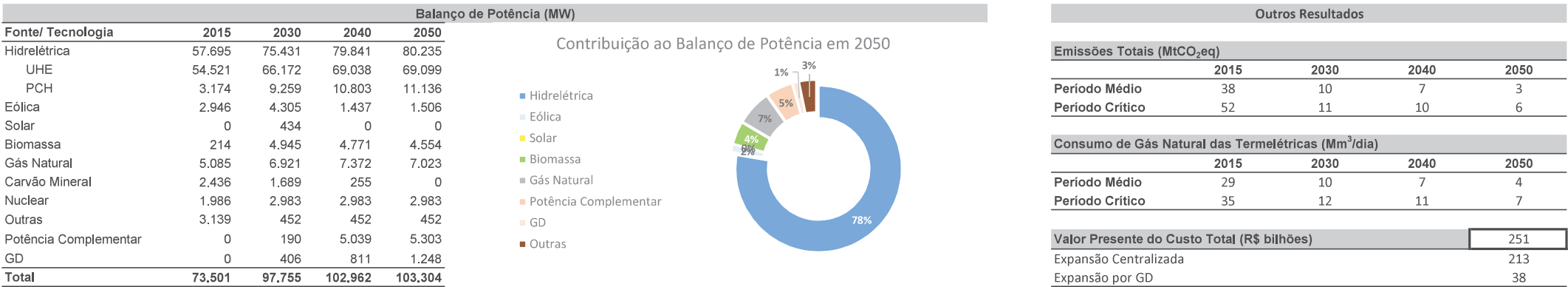
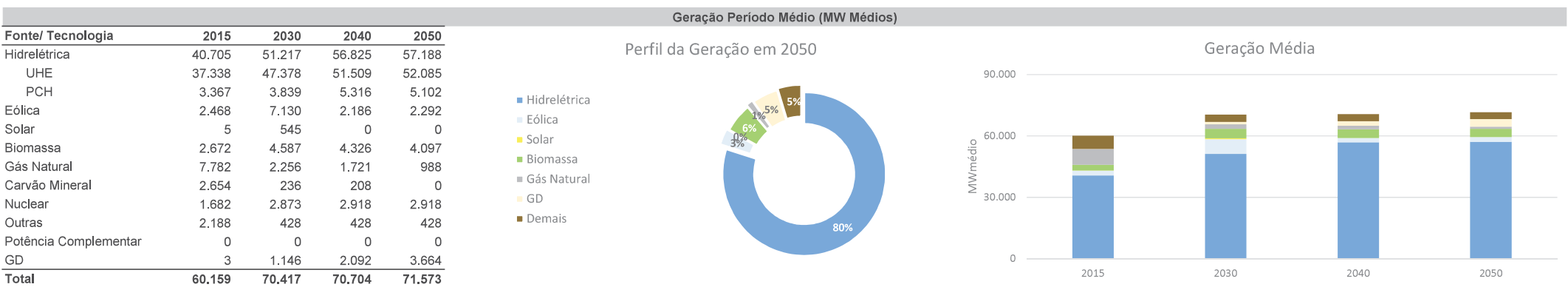
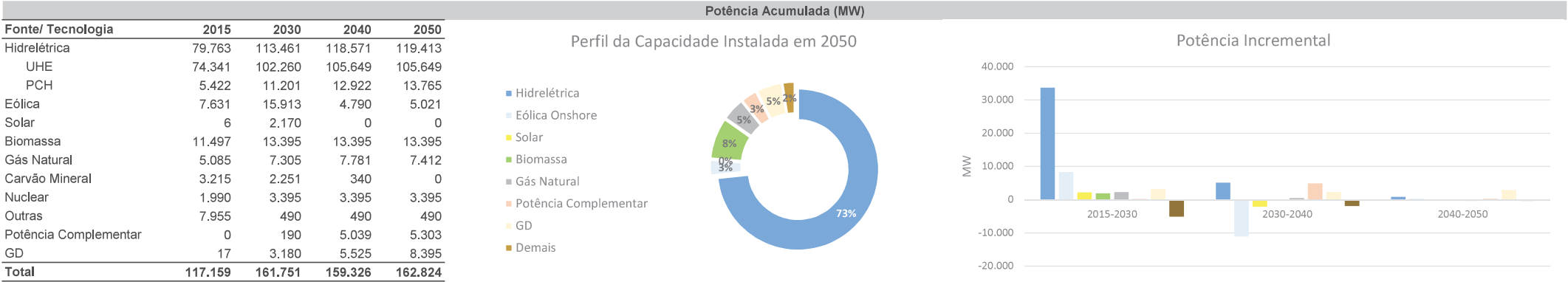


Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		UHE com interferência pós 2040
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado com data mínima de entrada de UHEs em TI e UC em 2040
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

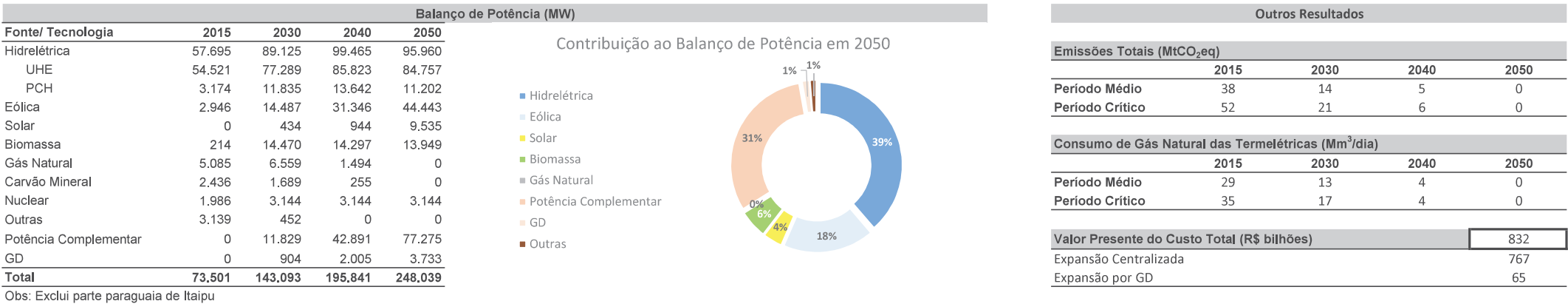
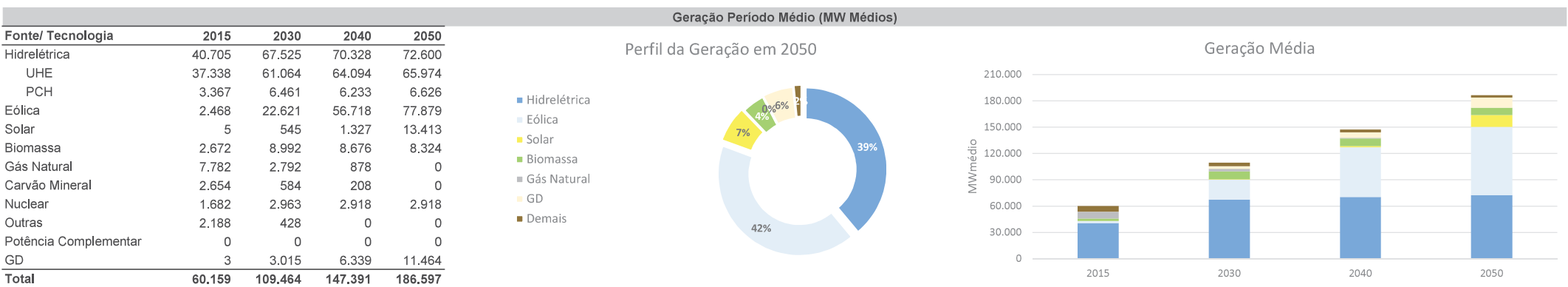
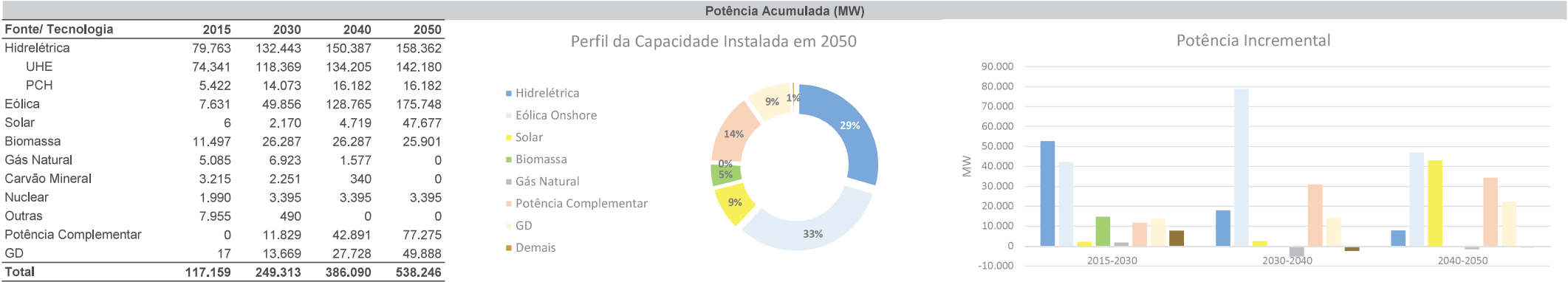


Nome		Estagnação
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão em que se considera evolução da demanda de acordo com o Cenário de Estagnação

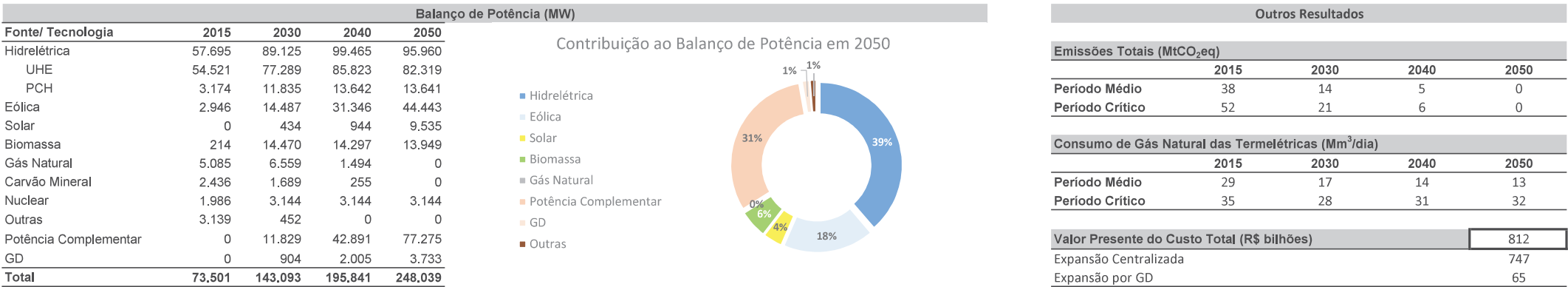
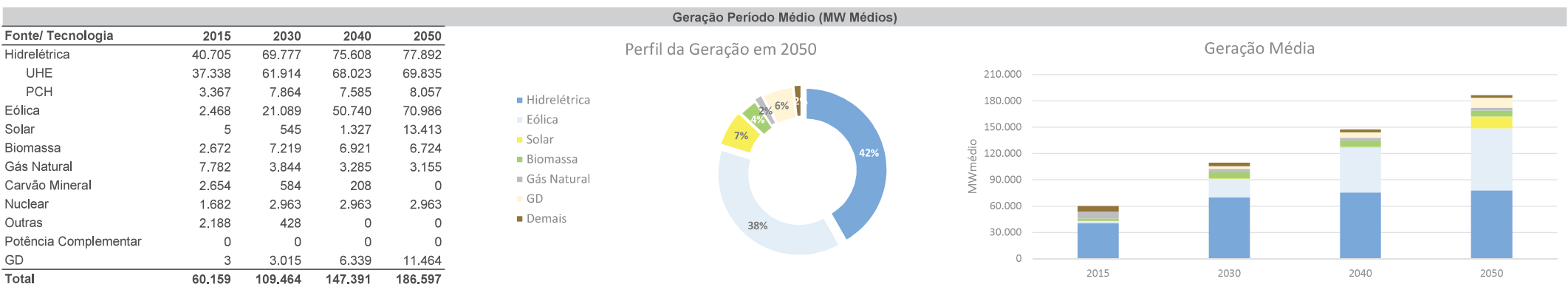
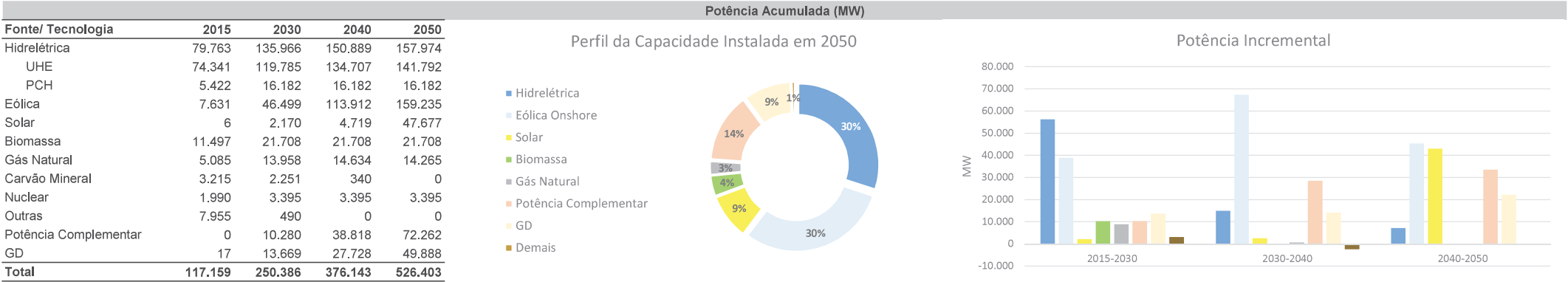


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

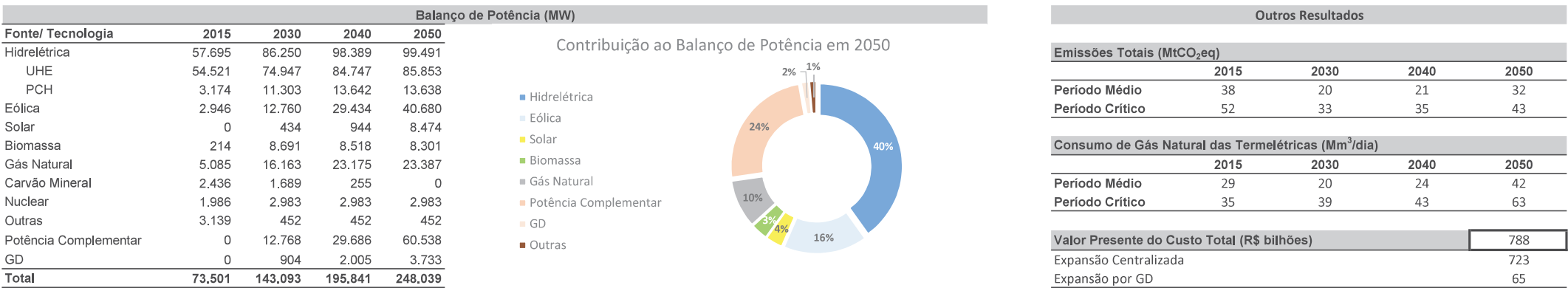
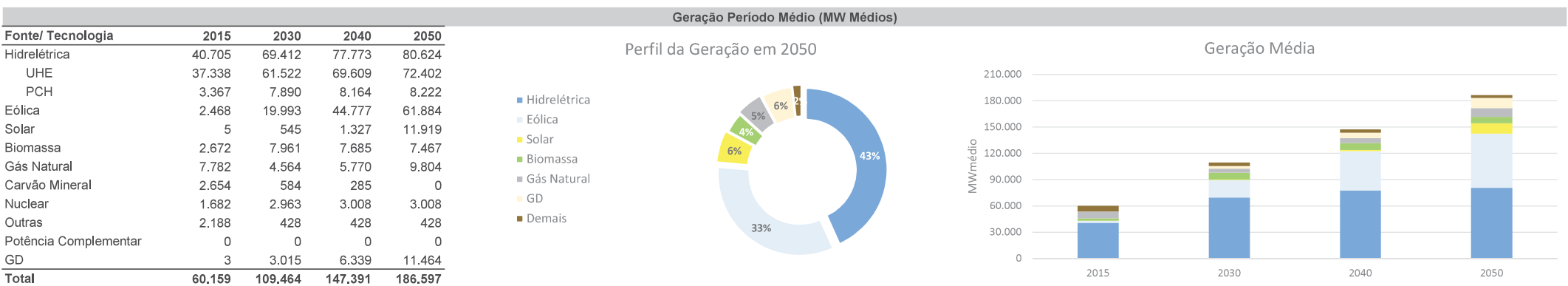
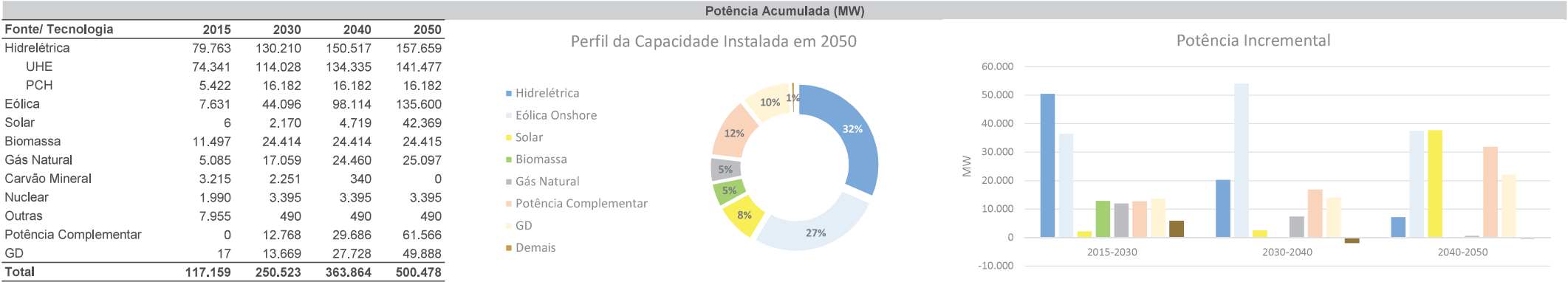
Nome		Matriz elétrica 100% renovável em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Não é permitida expansão, nem a reconstratação
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Não é permitida expansão, nem a reconstratação
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		Expansão sem fontes emissoras
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

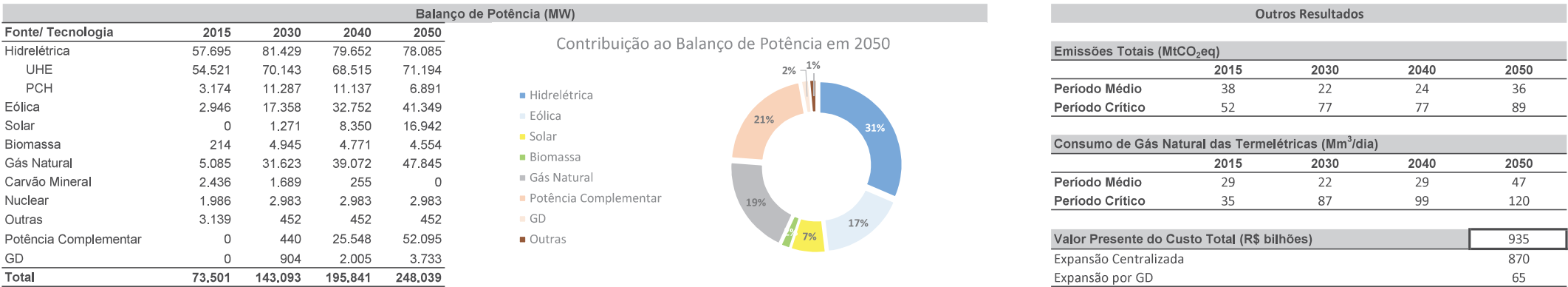
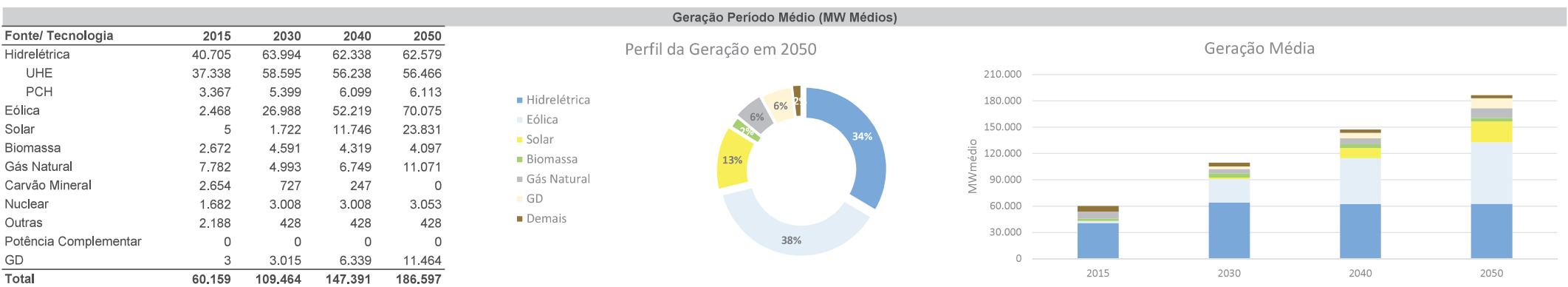
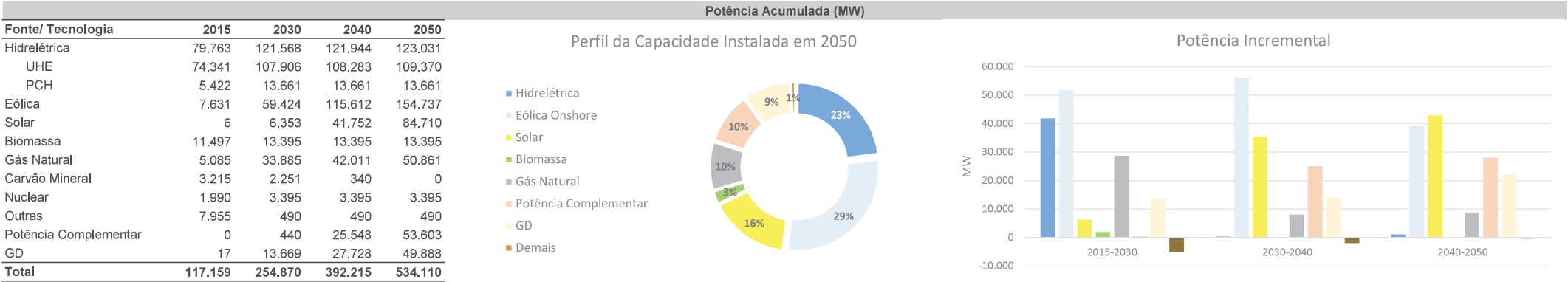


Nome		Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

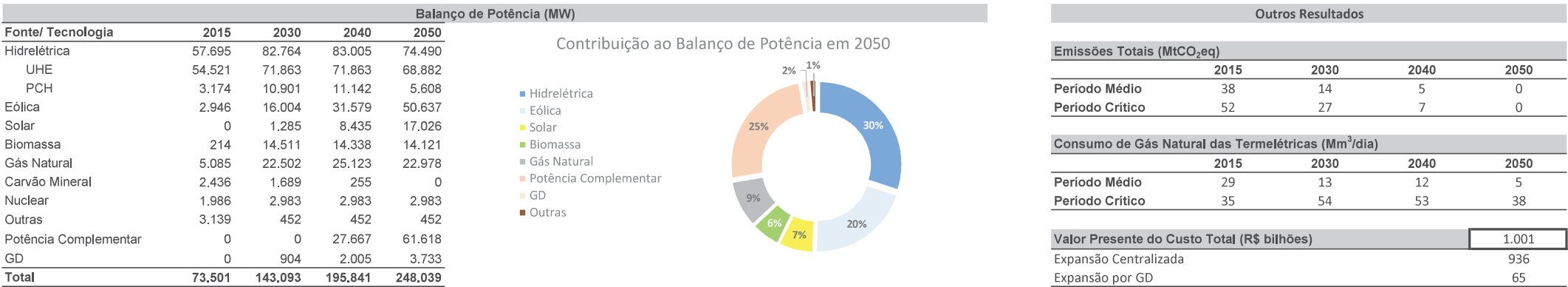
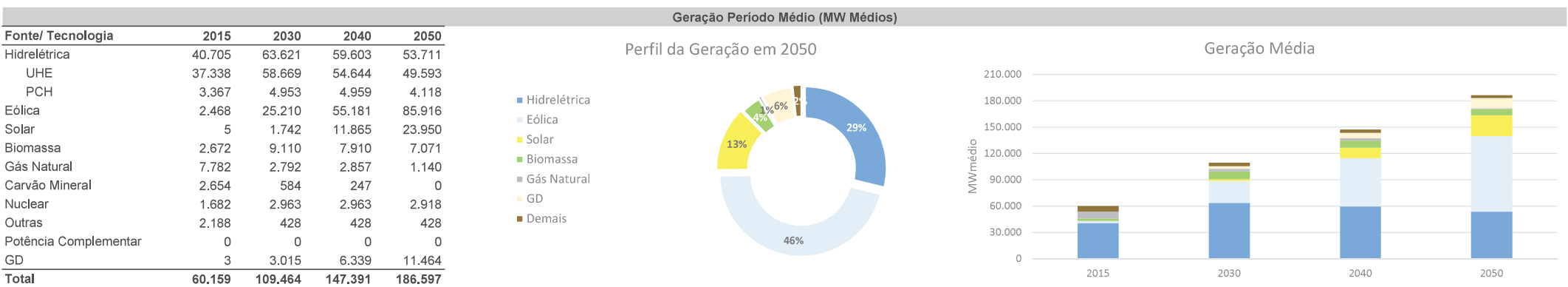
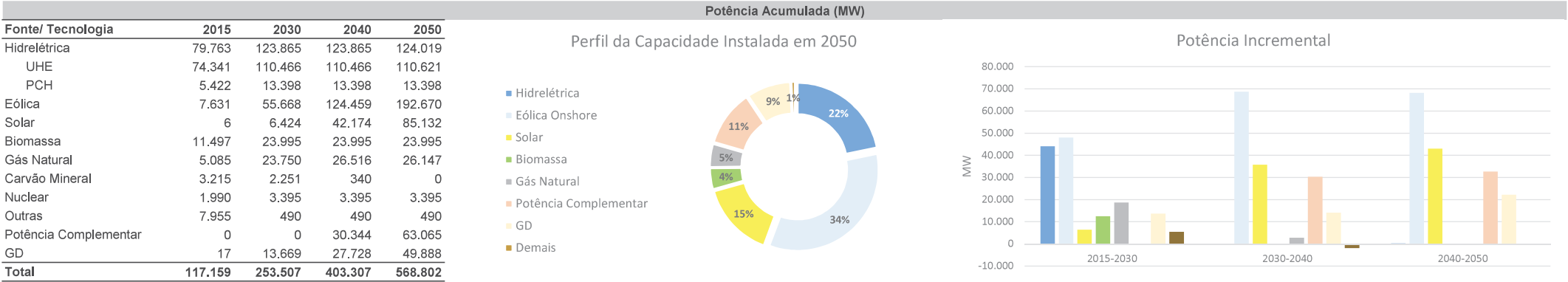


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

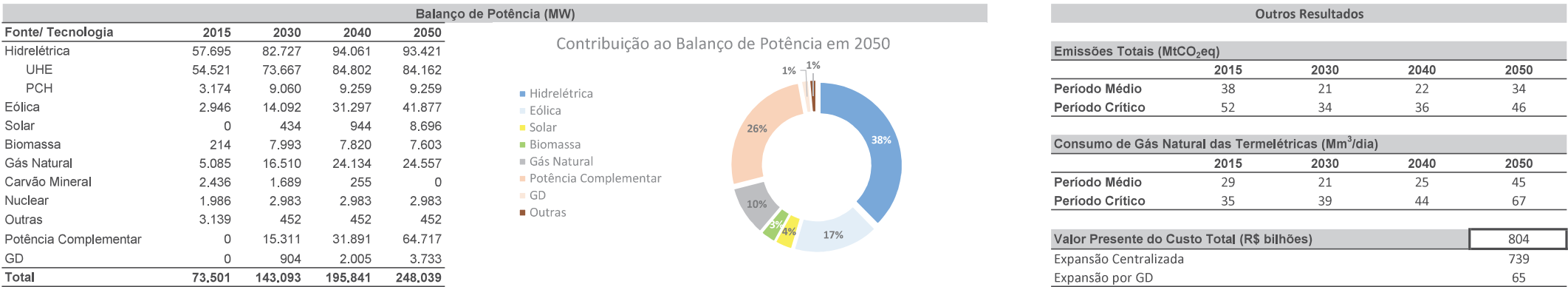
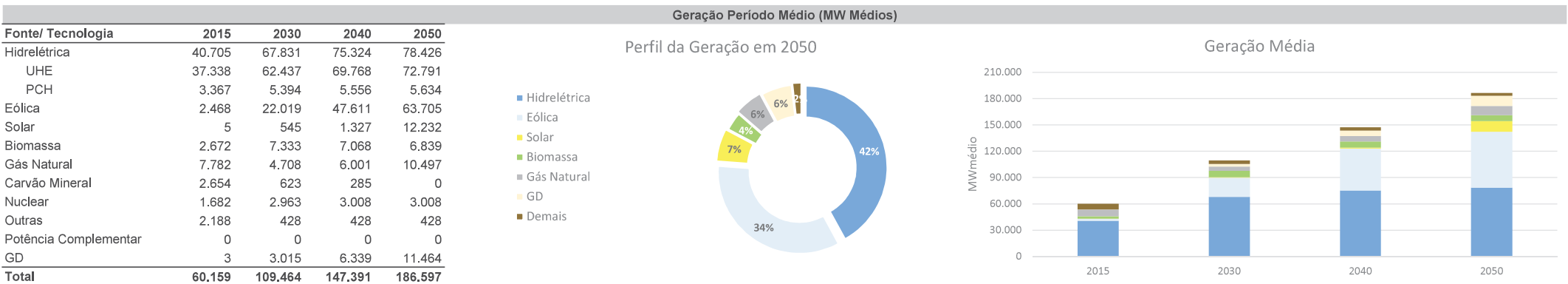
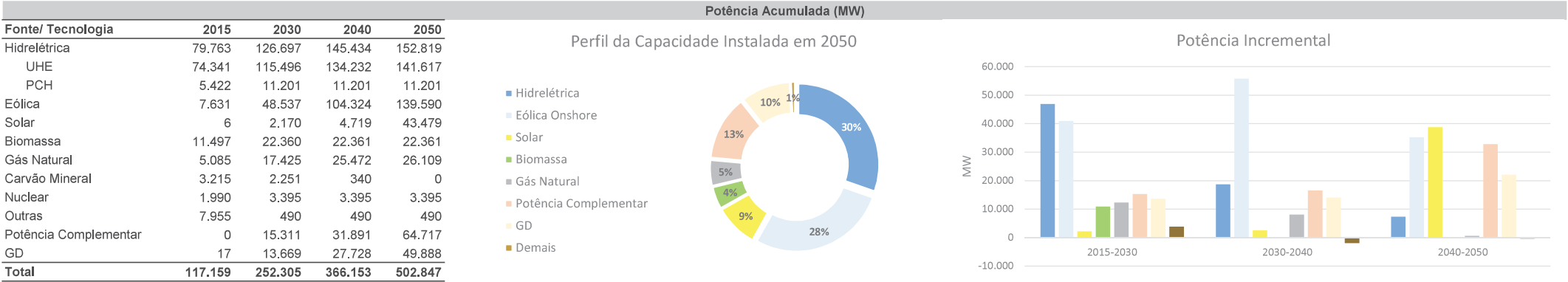
Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica)
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento.
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



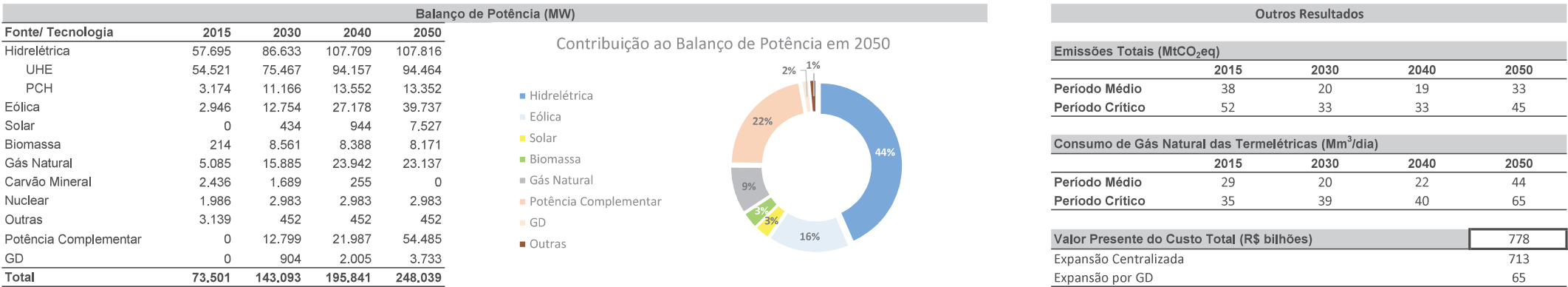
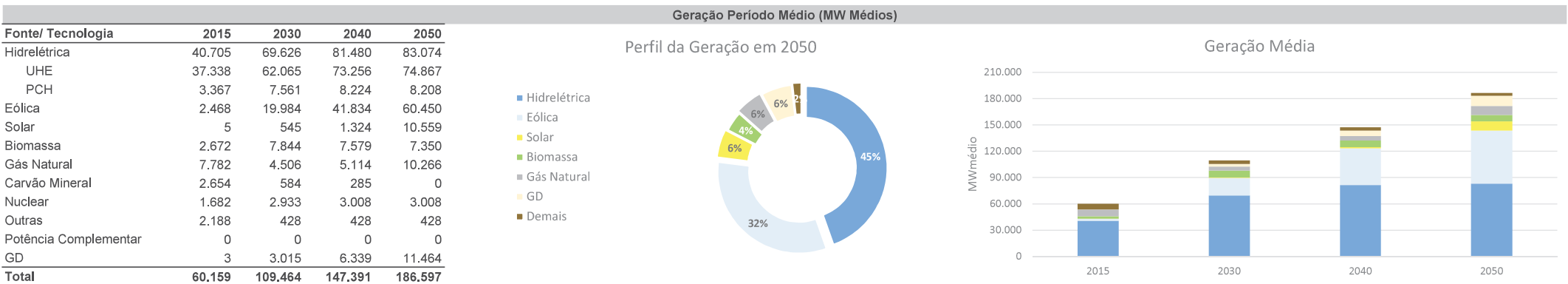
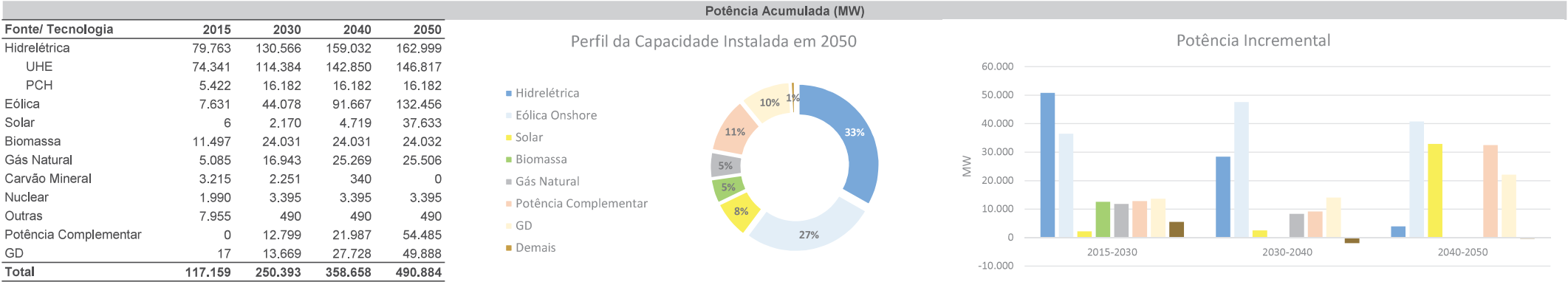
Nome		Efeitos das Mudanças Climáticas (Redução de disponibilidade hídrica) sem emissões
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considerada uma redução de energia média e crítica das UHEs diferenciada por subsistema e tipo de usina (existente ou planejada)



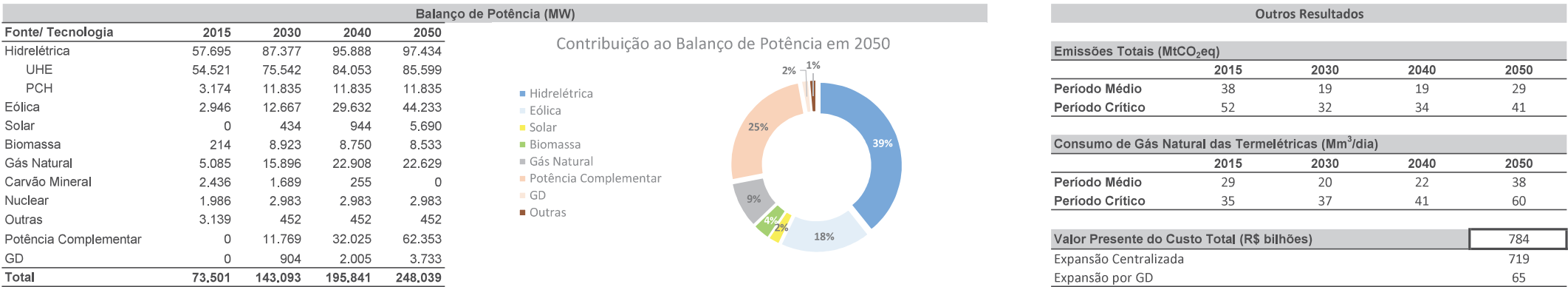
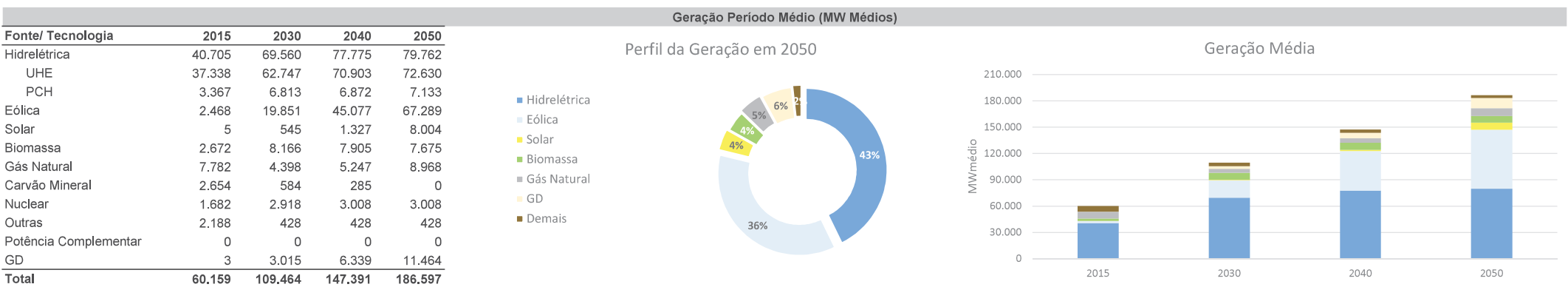
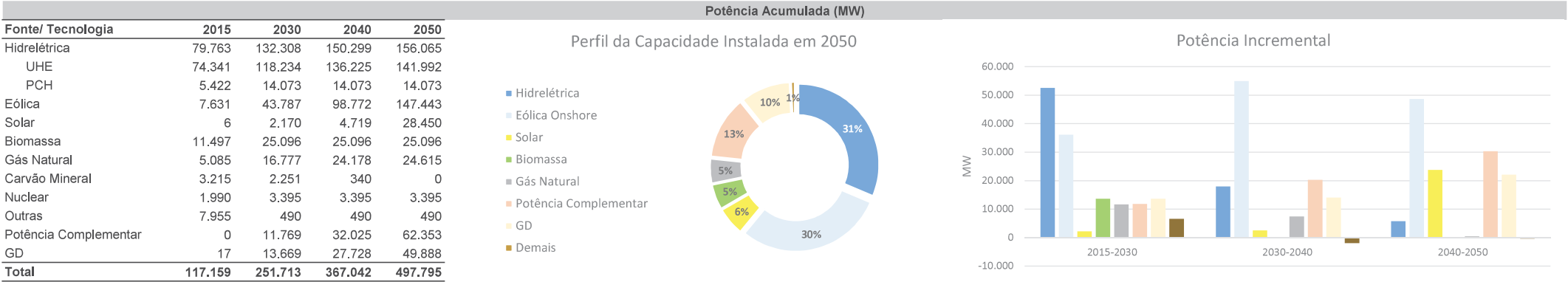
Nome		Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Custo do CAPEX de PCH aumentado em 100%



Nome		Repotenciação de UHE
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova

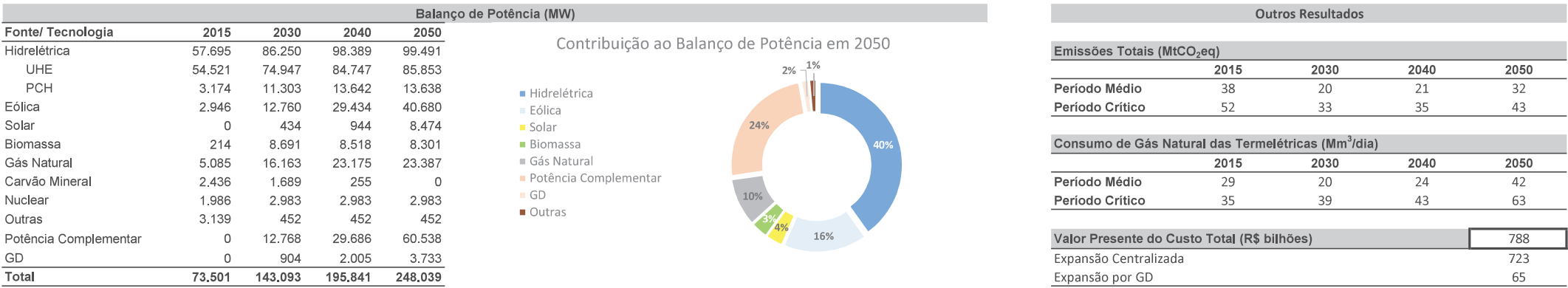
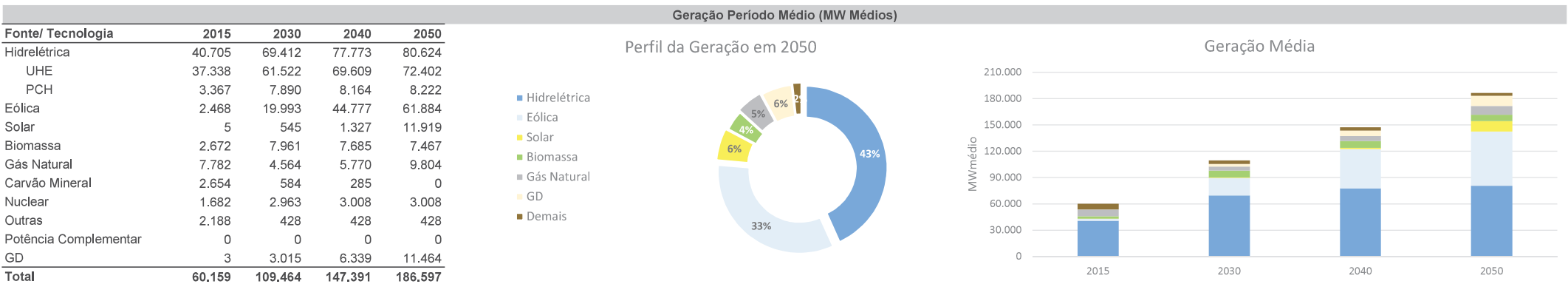
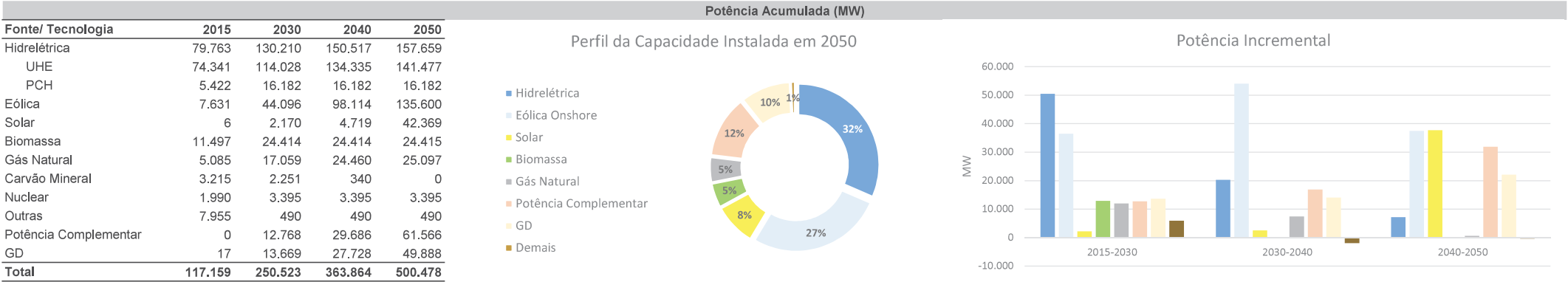


Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais com custo do Sistema de Transmissão até a fronteira com Brasil incluído

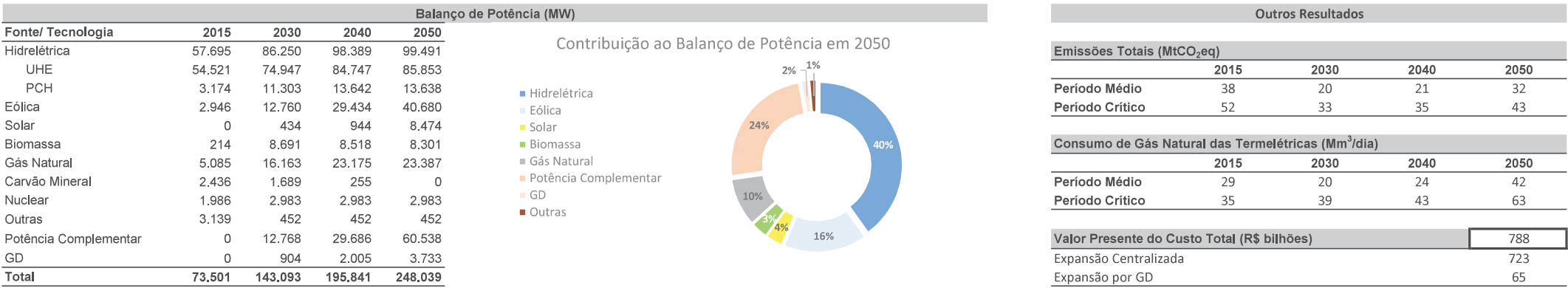
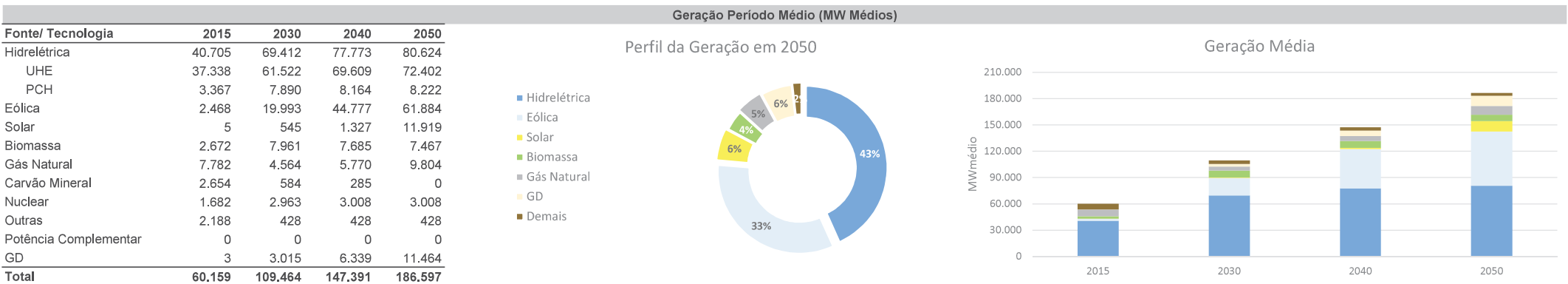
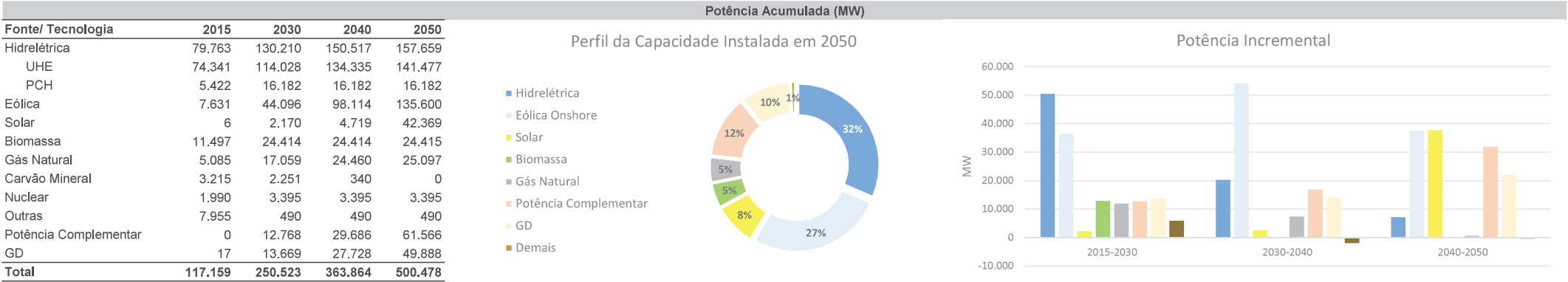


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

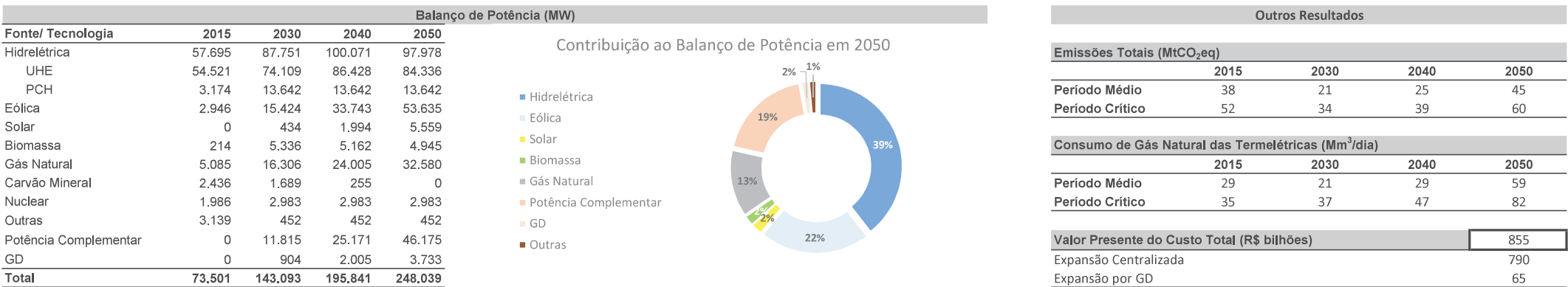
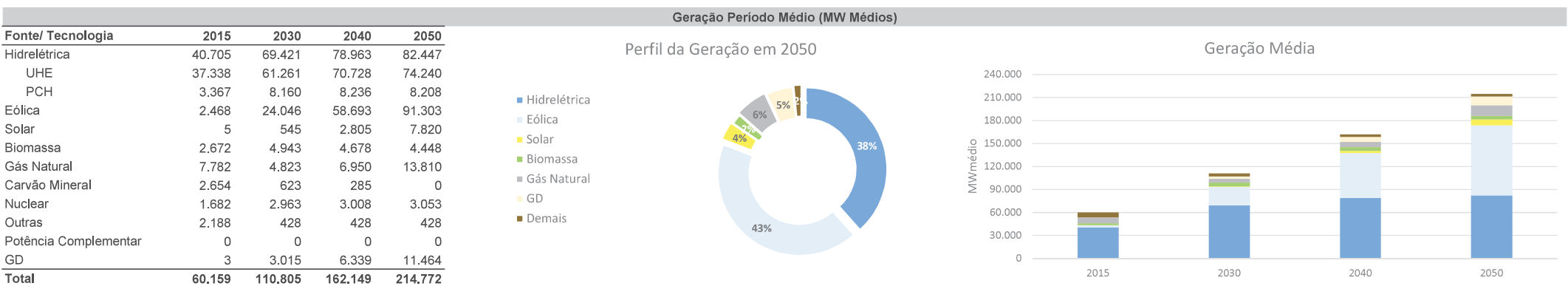
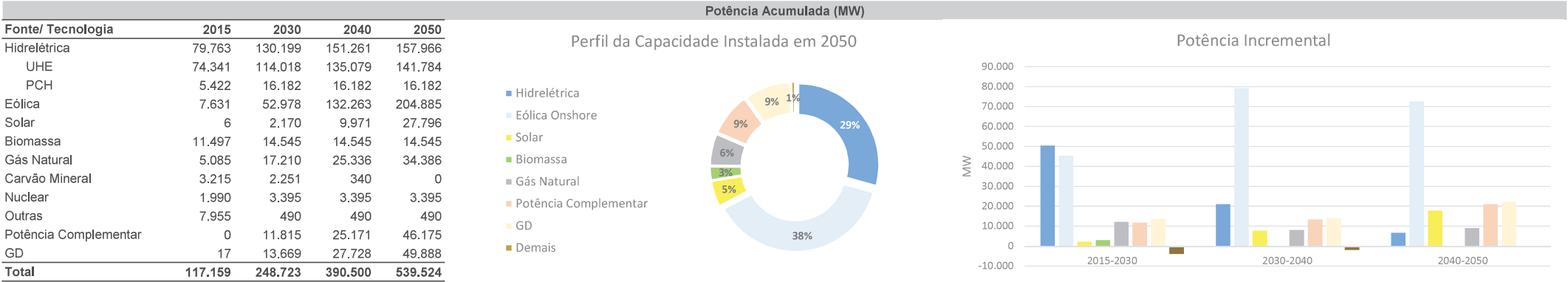
Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% maior



Nome		Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera UHEs binacionais e internacionais. Custo do Sistema de Transmissão 50% menor

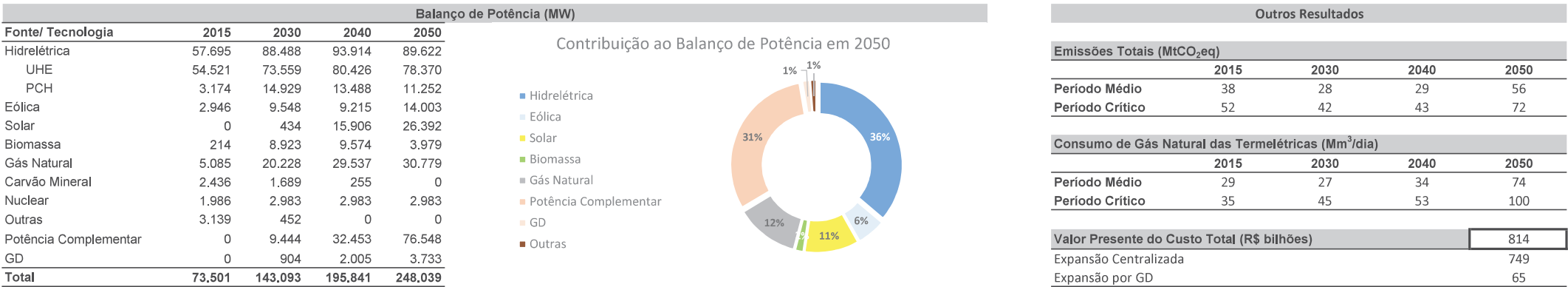
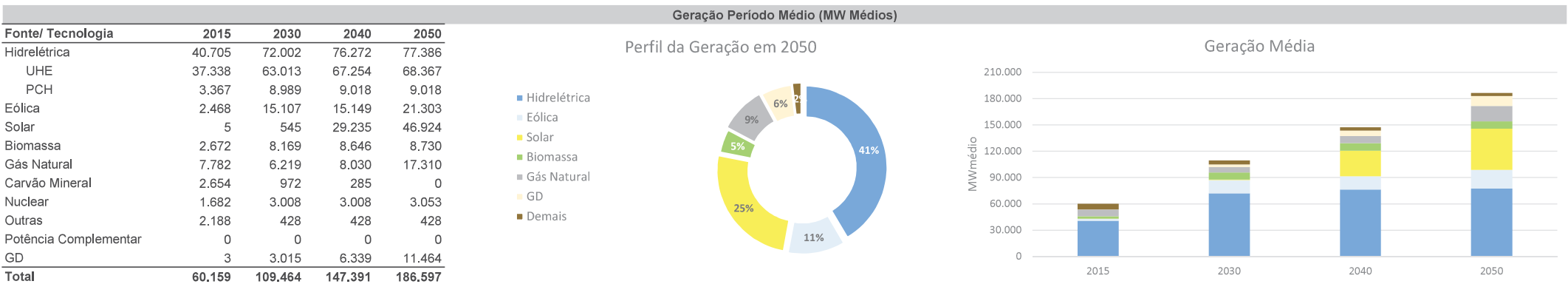
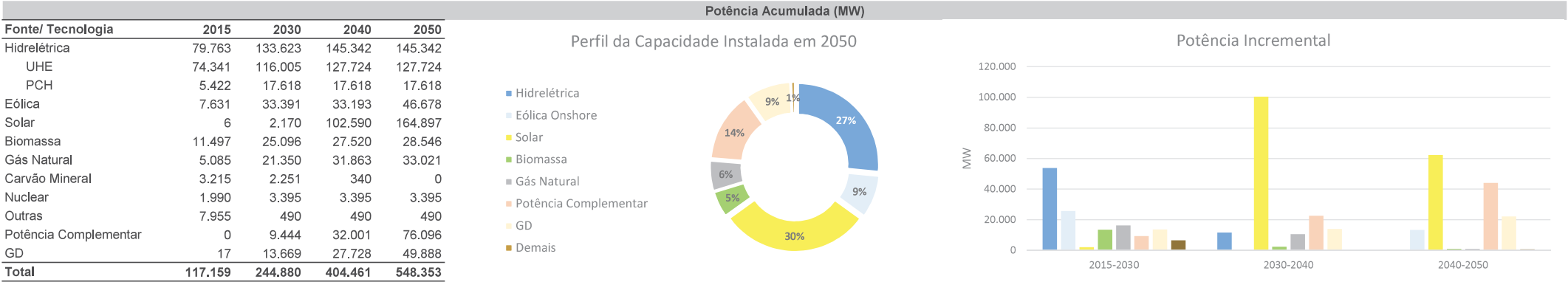


Nome		Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Considera frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050, com crescimento linear a partir de 2030



Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		Capacidade Instalada de Eólica e de PV Solar limitadas a 50 GW (cada uma) no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		

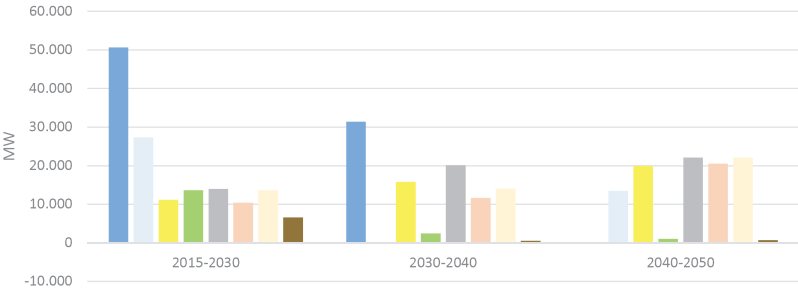
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	79.763	130.436	161.840	161.947
UHE	74.341	113.971	144.222	144.329
PCH	5.422	16.465	17.618	17.618
Eólica	7.631	34.925	34.727	48.212
Solar	6	11.170	27.000	47.000
Biomassa	11.497	25.096	27.520	28.546
Gás Natural	5.085	19.026	39.159	61.308
Carvão Mineral	3.215	2.251	340	0
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395
Outras	7.955	490	490	490
Potência Complementar	0	10.427	22.034	42.547
GD	17	13.669	27.728	49.888
Total	117.159	250.886	344.233	443.332

Potência Acumulada (MW)

Perfil da Capacidade Instalada em 2050



Potência Incremental



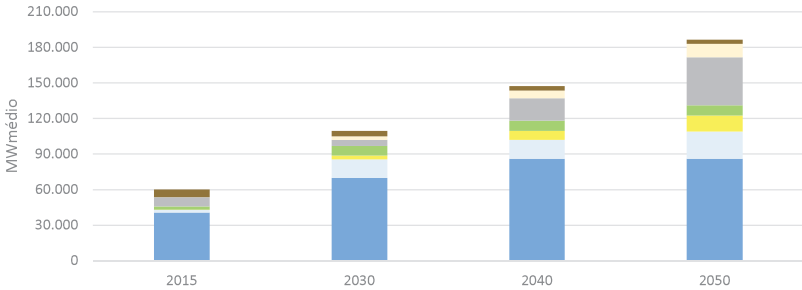
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	40.705	69.859	86.109	86.165
UHE	37.338	61.847	77.090	77.147
PCH	3.367	8.012	9.018	9.018
Eólica	2.468	15.807	15.848	22.954
Solar	5	3.082	7.601	13.291
Biomassa	2.672	8.169	8.646	8.730
Gás Natural	7.782	5.249	19.044	40.513
Carvão Mineral	2.654	848	324	0
Nuclear	1.682	3.008	3.053	3.053
Outras	2.188	428	428	428
Potência Complementar	0	0	0	0
GD	3	3.015	6.339	11.464
Total	60.159	109.464	147.391	186.597

Geração Período Médio (MW Médios)

Perfil da Geração em 2050

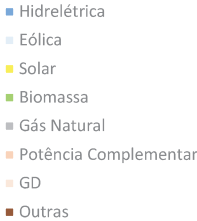


Geração Média



Balanço de Potência (MW)				
Fonte/ Tecnologia	2015	2030	2040	2050
Hidrelétrica	57.695	87.506	105.678	105.728
UHE	54.521	74.043	90.748	90.798
PCH	3.174	13.463	14.930	14.930
Eólica	2.946	10.008	10.418	16.250
Solar	0	2.174	5.340	8.553
Biomassa	214	8.923	9.574	9.706
Gás Natural	5.085	18.027	37.102	58.087
Carvão Mineral	2.436	1.689	255	0
Nuclear	1.986	2.983	2.983	2.983
Outras	3.139	452	0	0
Potência Complementar	0	10.427	22.486	42.998
GD	0	904	2.005	3.733
Total	73.501	143.093	195.841	248.039

Contribuição ao Balanço de Potência em 2050



Outros Resultados

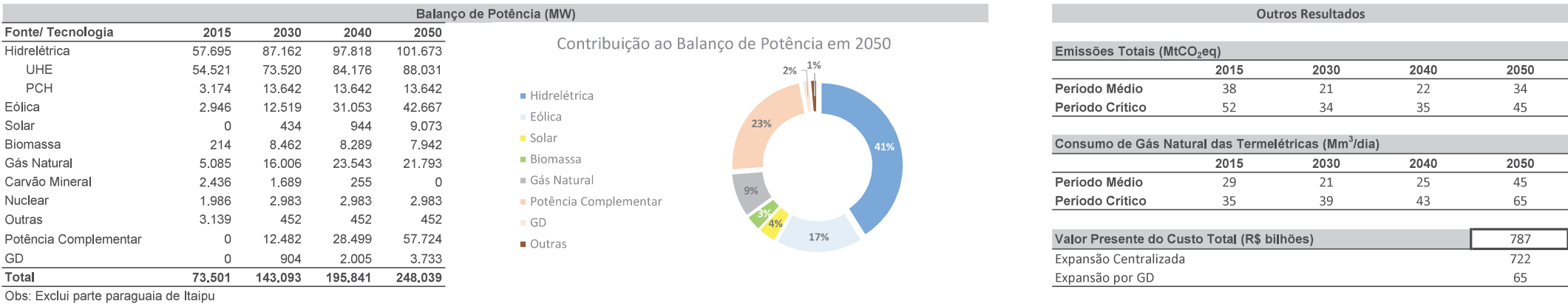
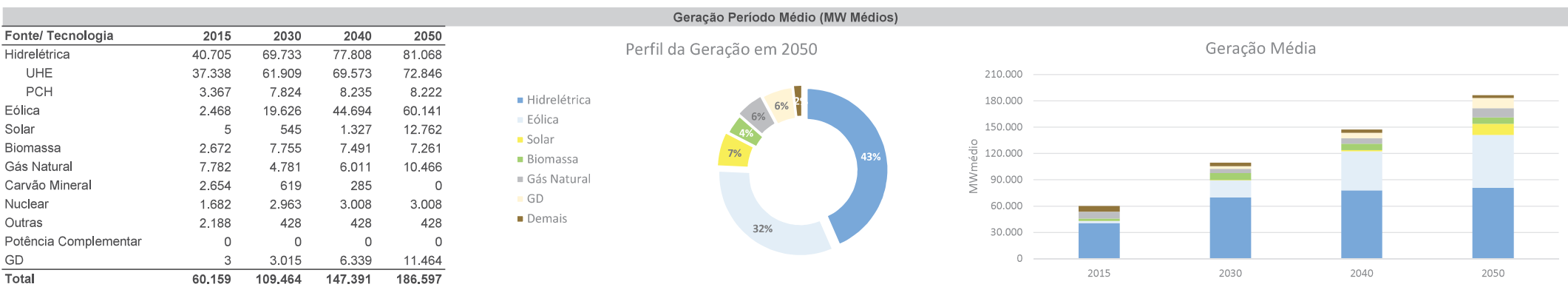
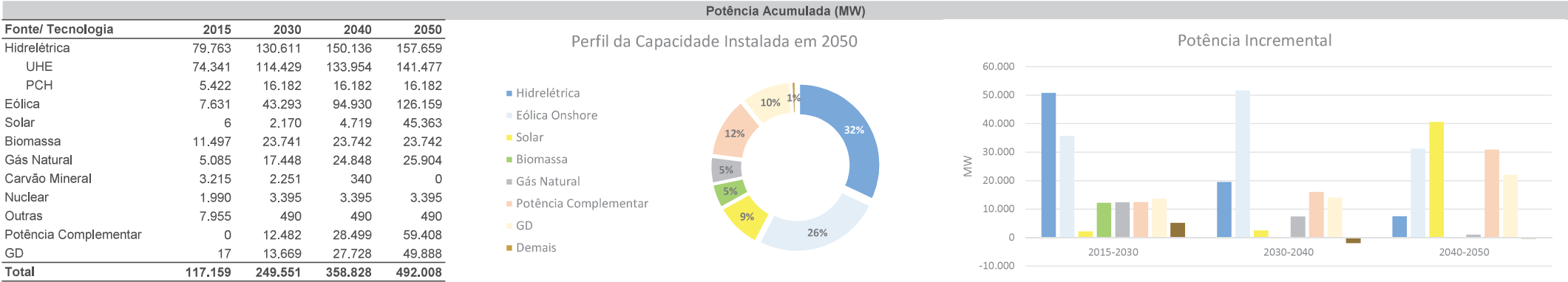
Emissões Totais (MtCO ₂ eq)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	38	24	65	132
Período Crítico	52	38	80	147

Consumo de Gás Natural das Termelétricas (Mm ³ /dia)				
	2015	2030	2040	2050
Período Médio	29	23	81	173
Período Crítico	35	40	104	196

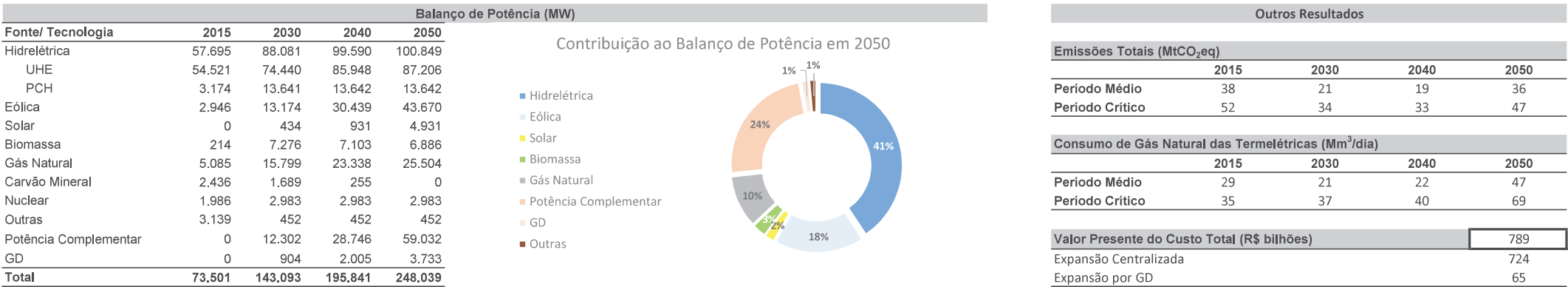
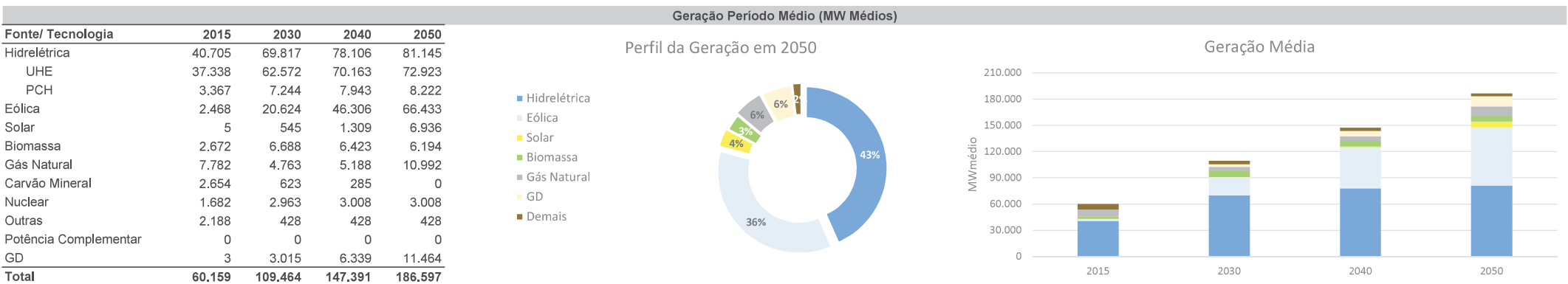
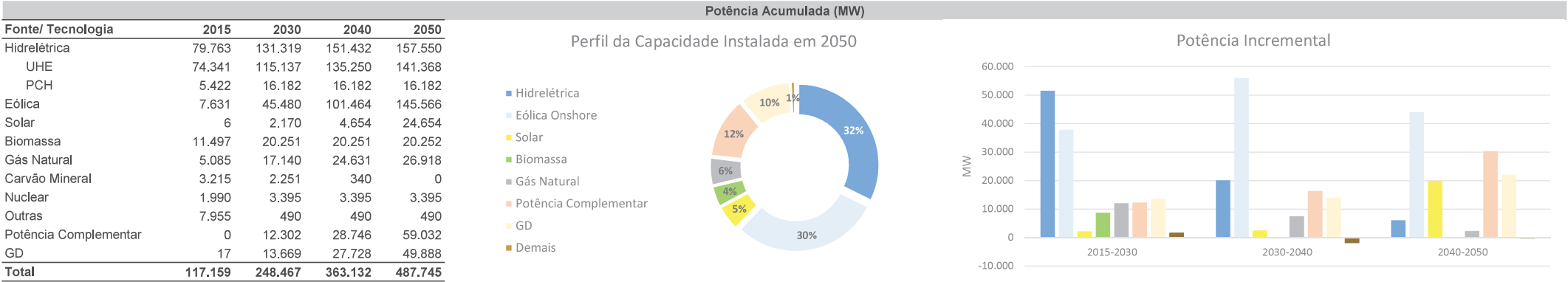
Valor Presente do Custo Total (R\$ bilhões)		831
Expansão Centralizada		766
Expansão por GD		65

Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019) com 20% de redução no CAPEX
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu. Foi considerada a inserção da tecnologia de sequestro e armazenamento (CCS) ao custo de 80% do CAPEX de usina nova
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		0

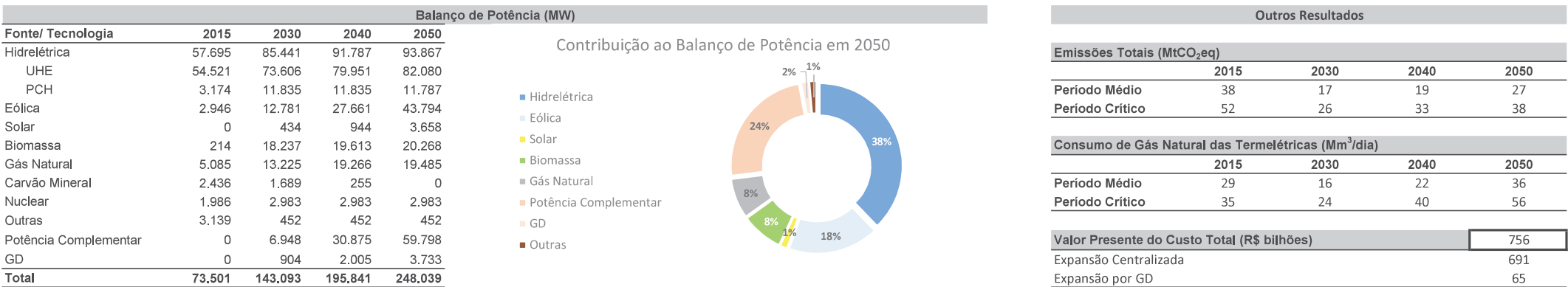
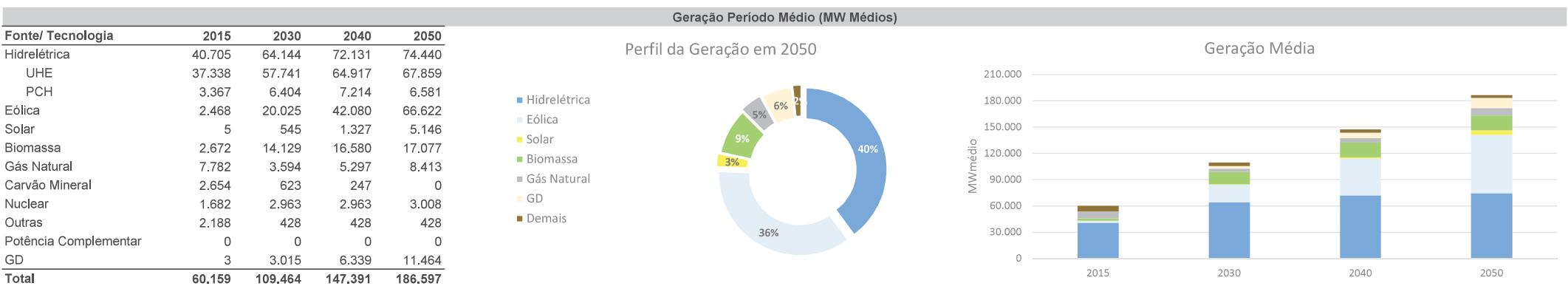
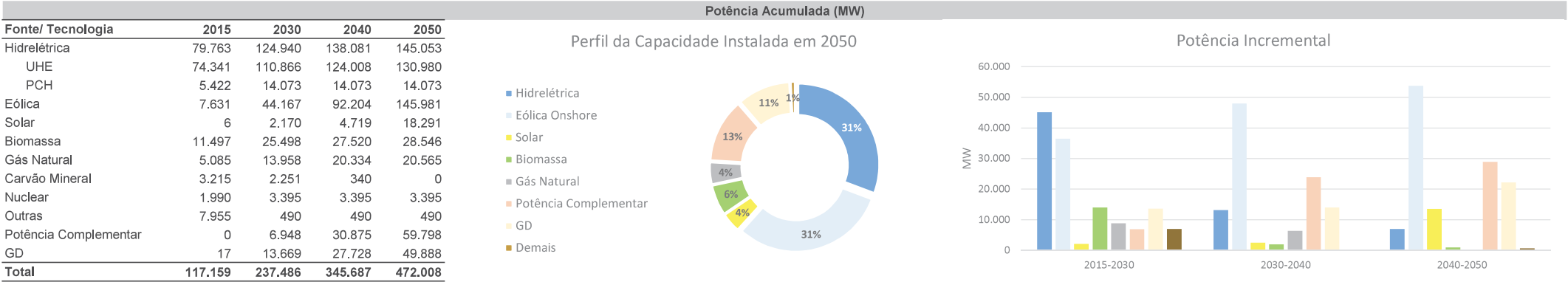


Nome		Capacidade Instalada Total de Solar PV limitada a 50 GW no horizonte
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030. Capacidade Instalada Total limitada a 50 GW no horizonte.
Observações Complementares		

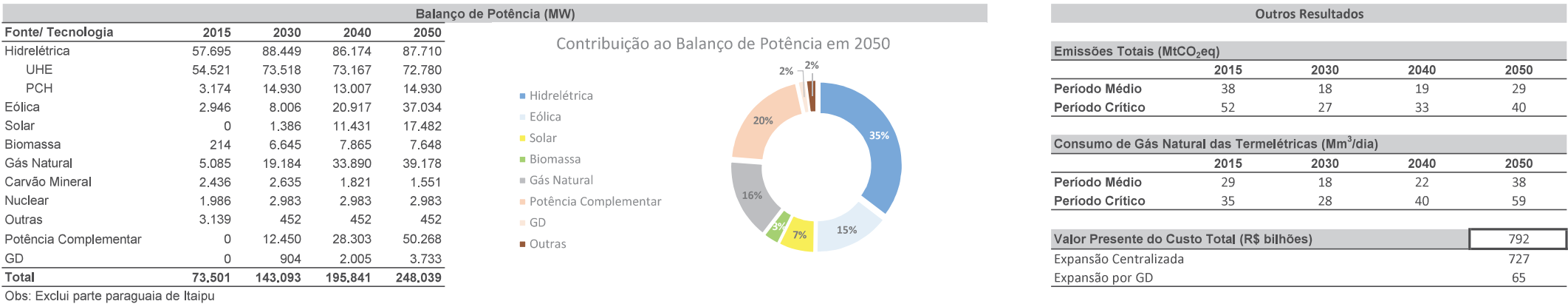
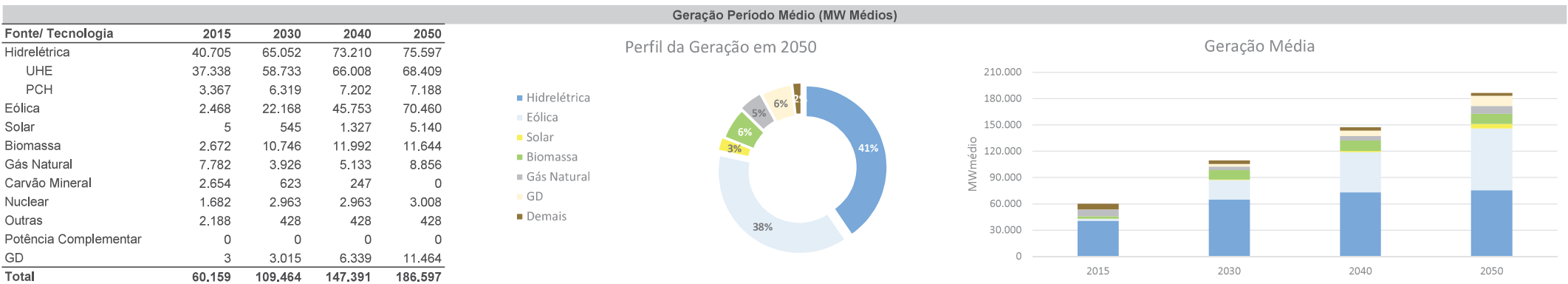
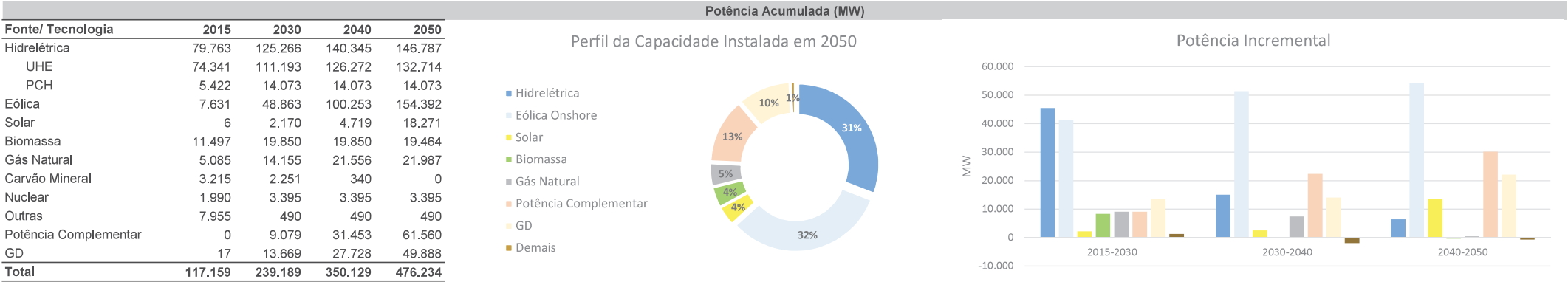


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

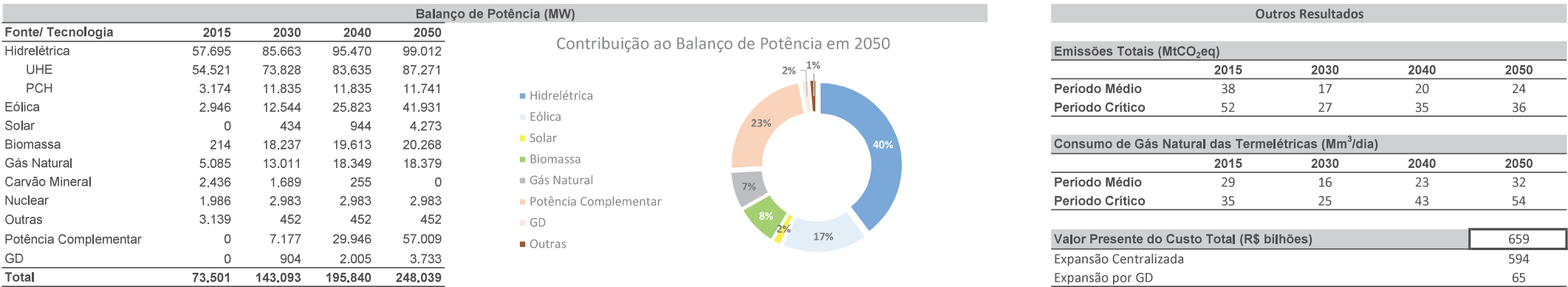
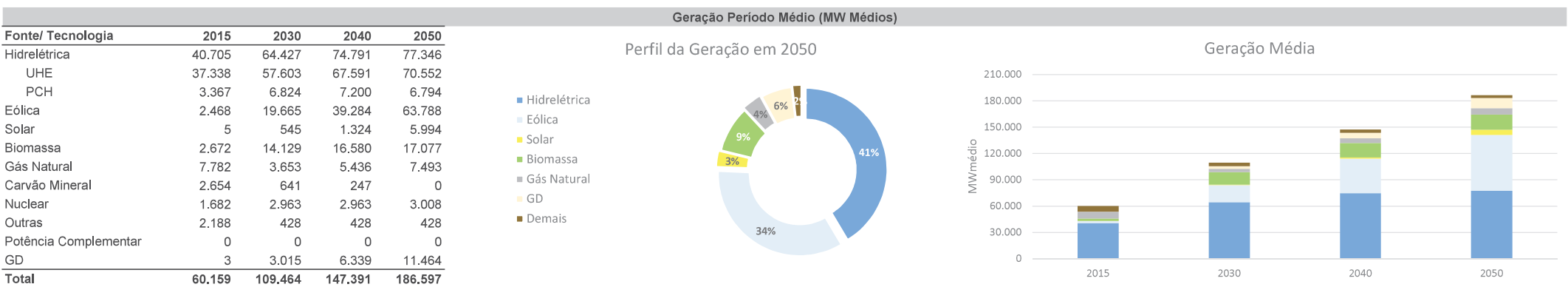
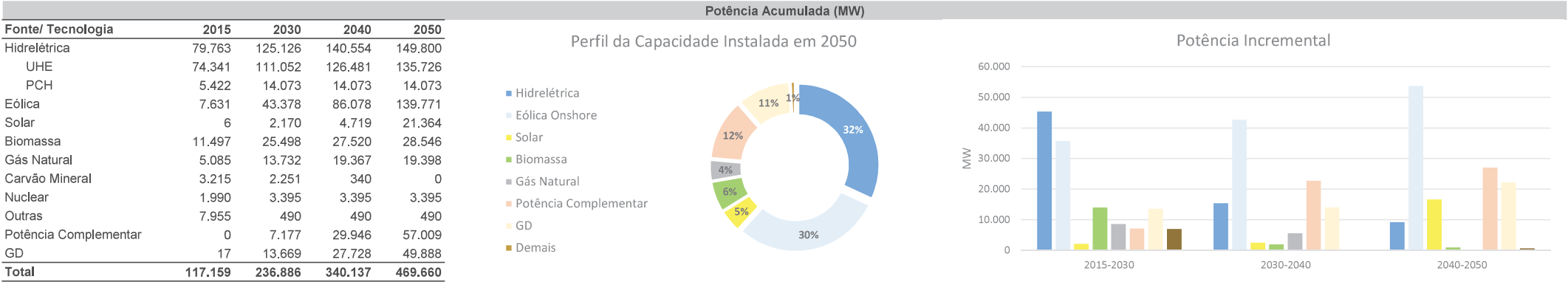
Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 67/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)



Nome		Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		CVU da biomassa: R\$ 100/MWh (bagaço + cavaco), R\$ 200/MWh (cavaco)

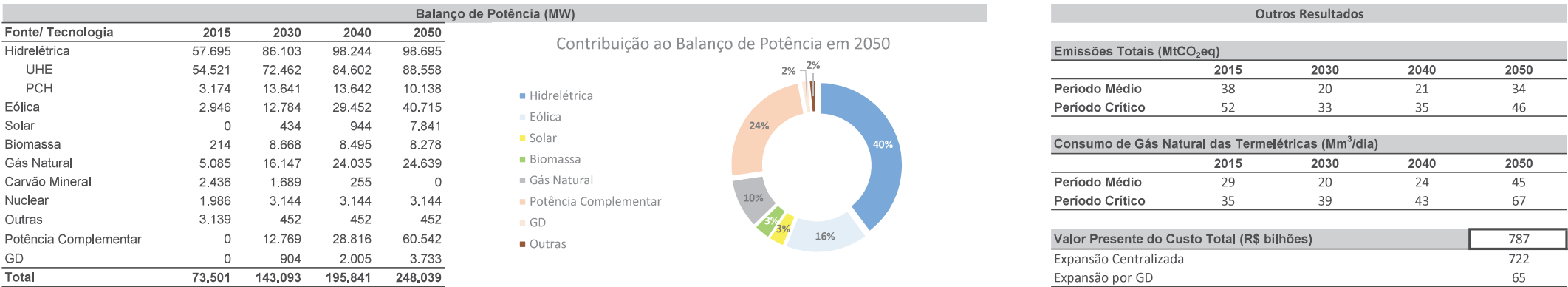
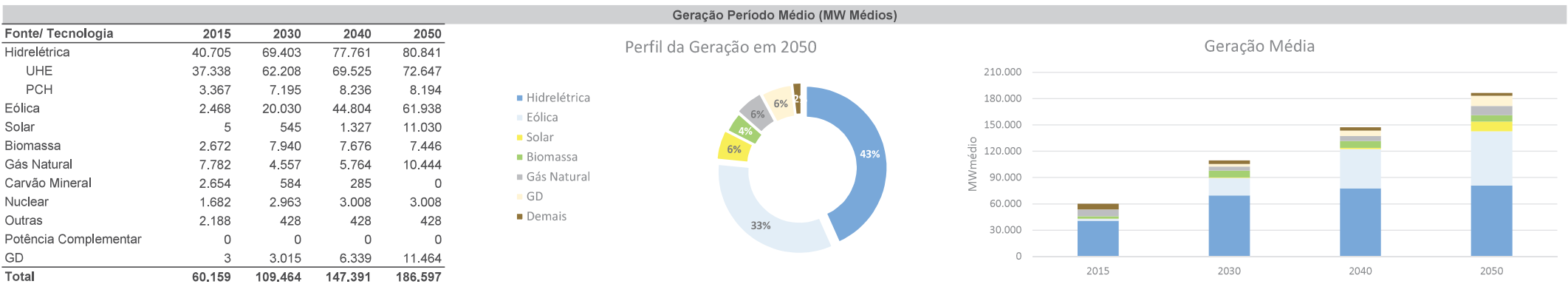
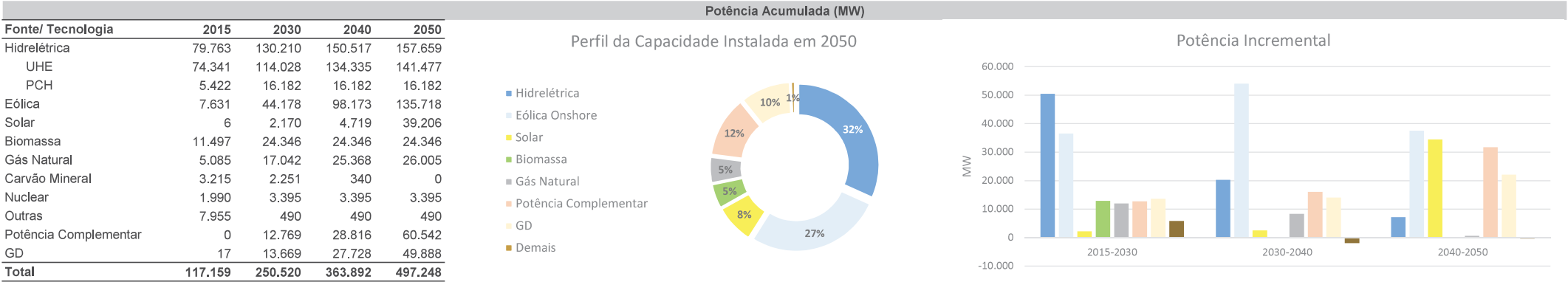


Nome		Repotenciação e Aumento do Fator de Capacidade das Usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira. Foi considerada adicionalmente UTE a Biomassa que opera por 11 meses.
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado, considerando Repotenciação de UHE
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Repotenciação das UHEs existentes resulta em incremento de 3% de energia e 10% de capacidade de atendimento à demanda de ponta, a custo da ordem de 15% de uma usina nova.

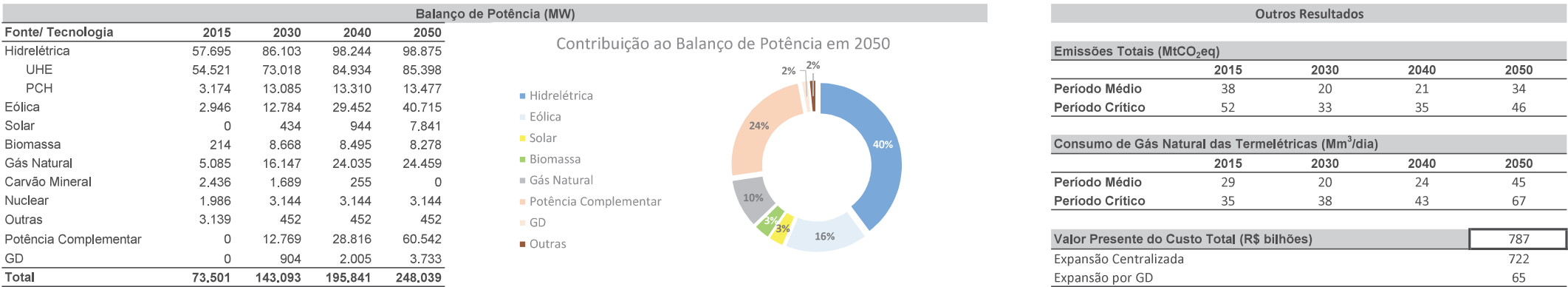
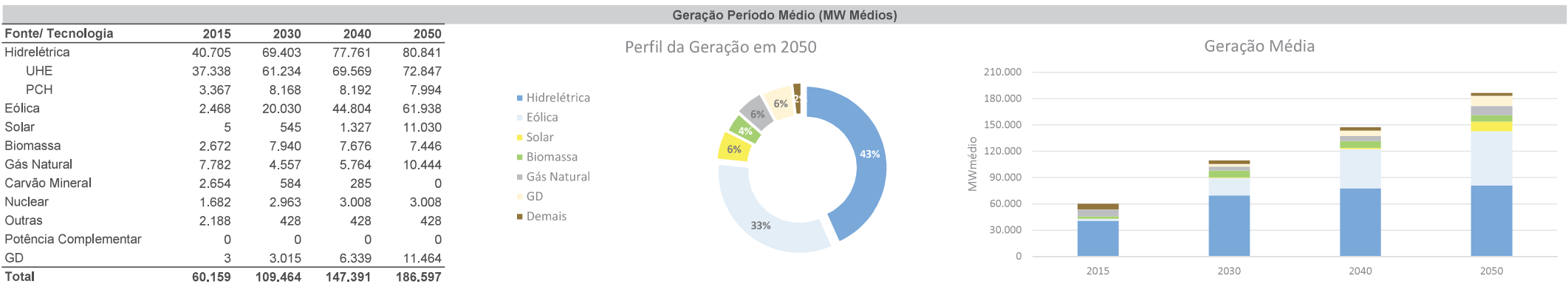
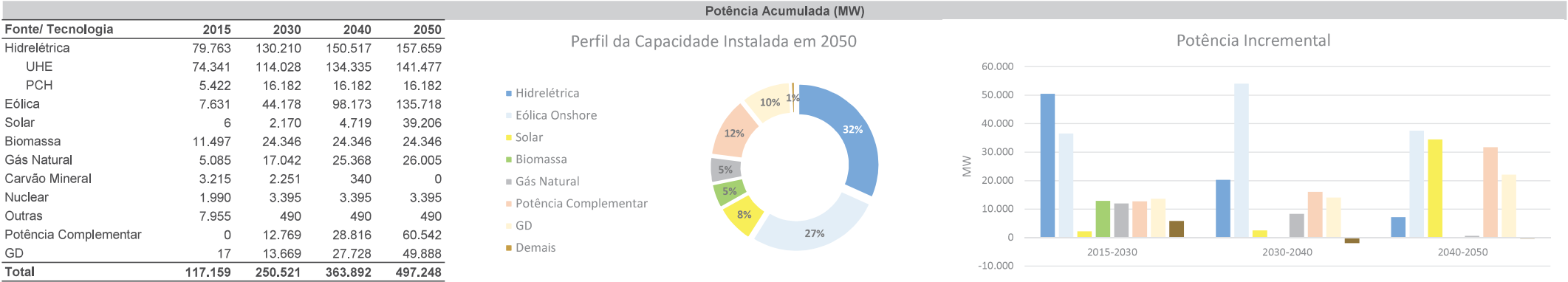


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

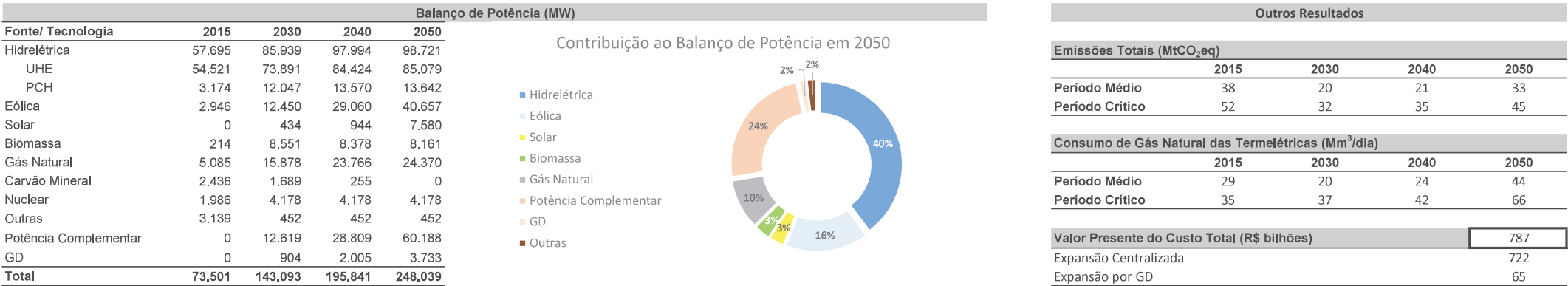
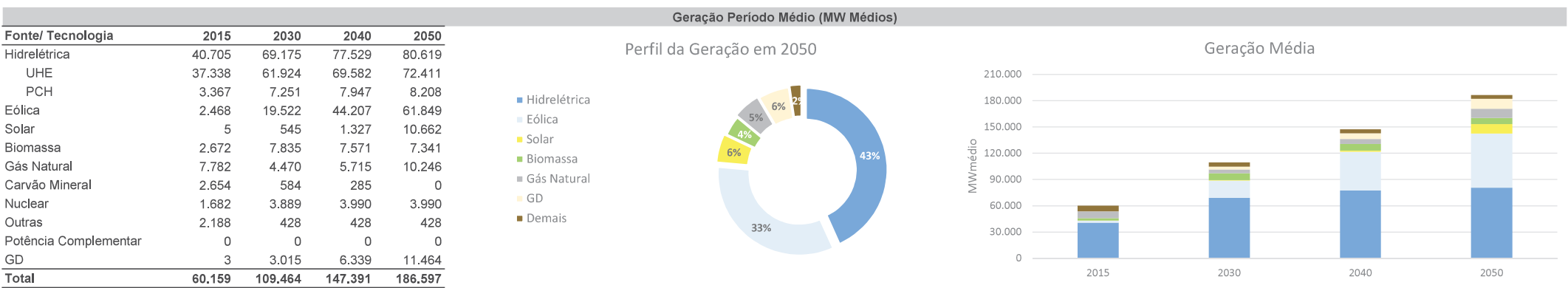
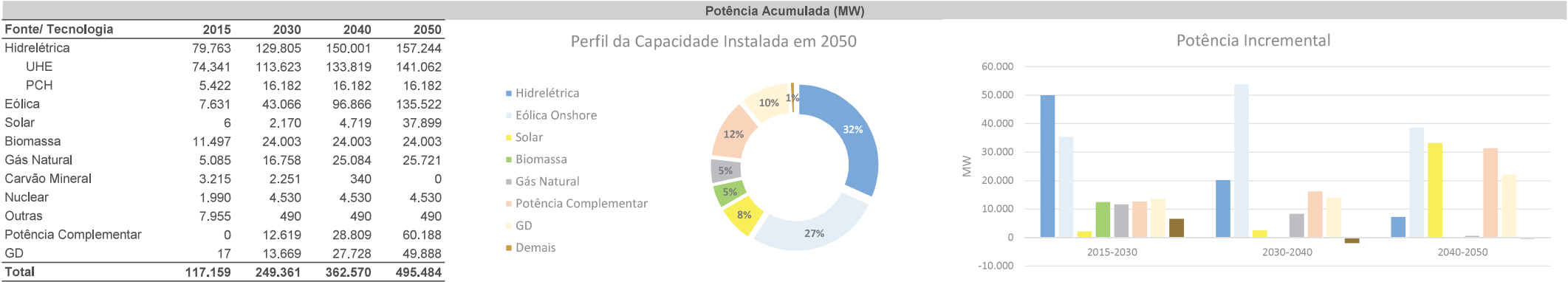
Nome		Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Nome		Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

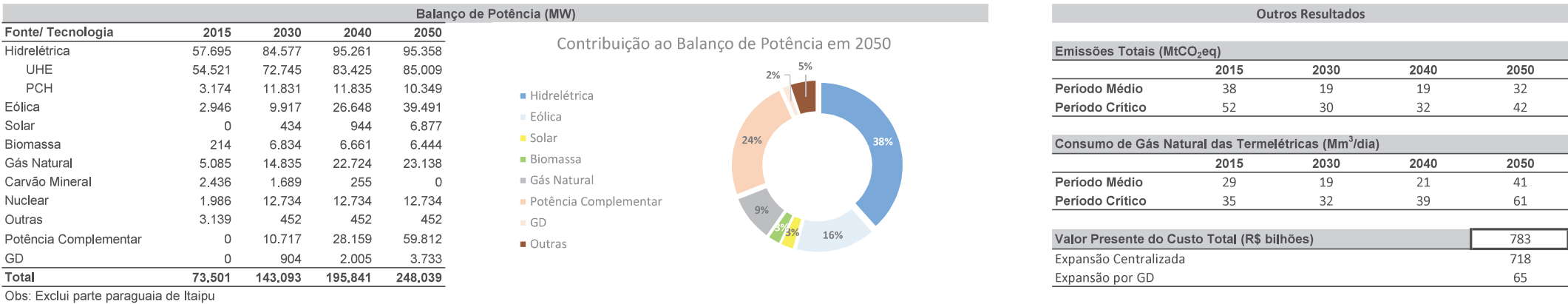
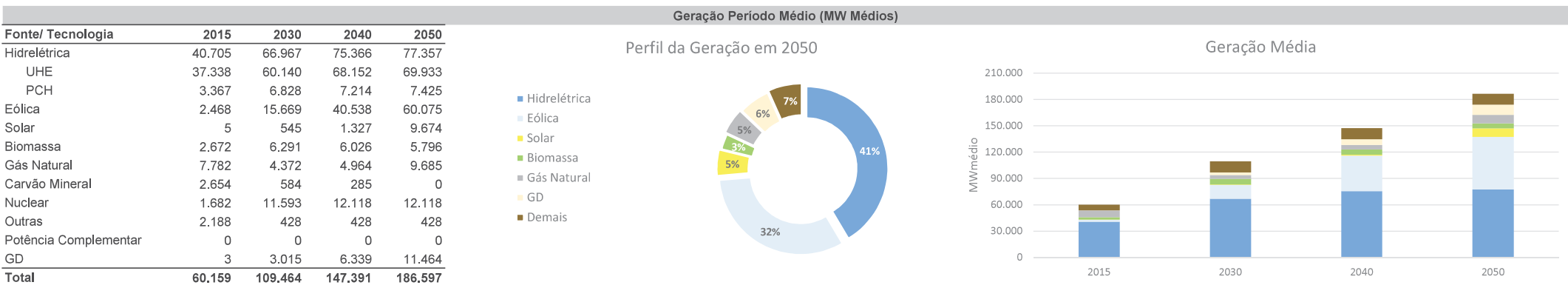
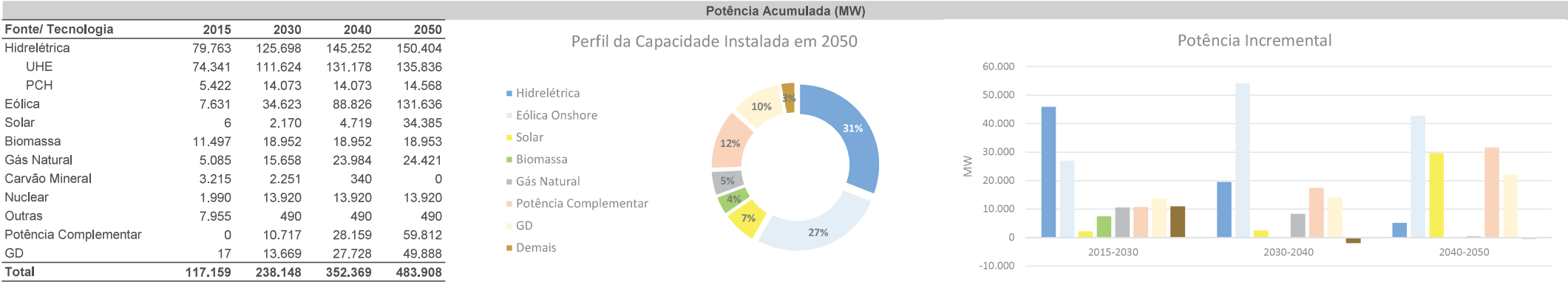


Nome		Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 45% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

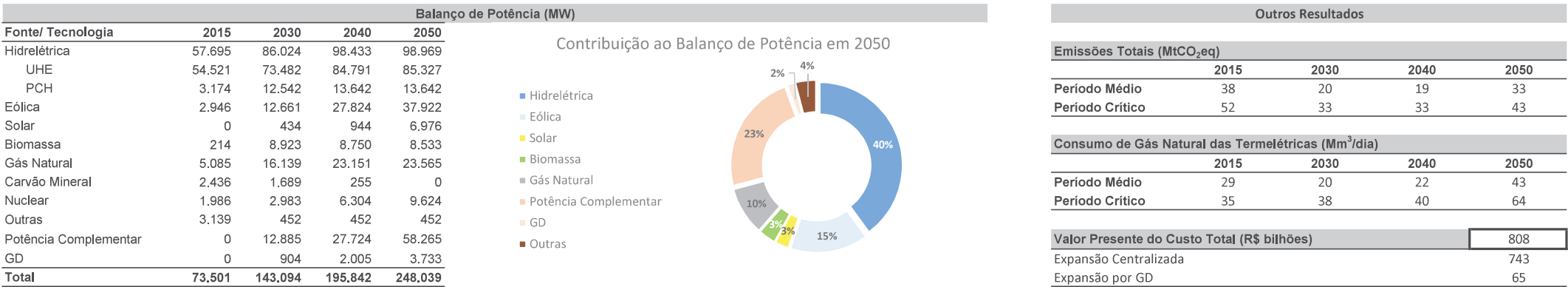
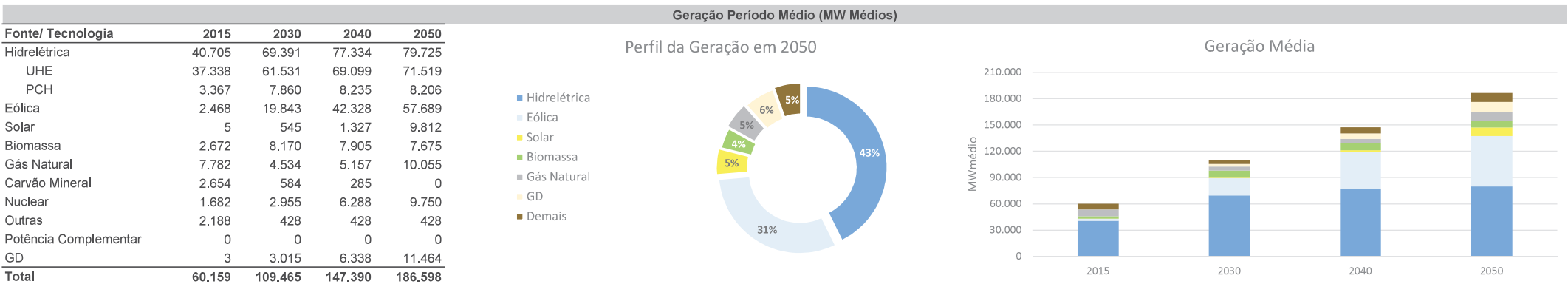
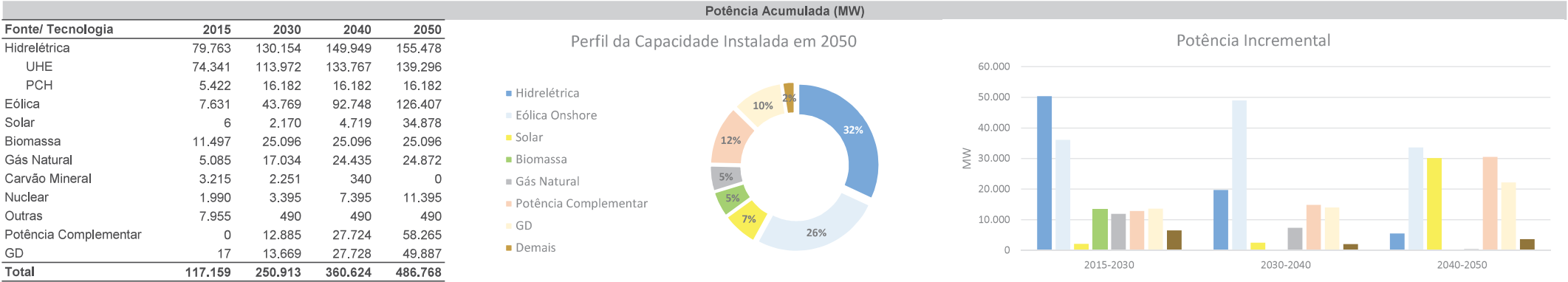


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Nome		Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+ com redução de 50% no CAPEX e no OPEX em relação aos patamares estimados
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		0

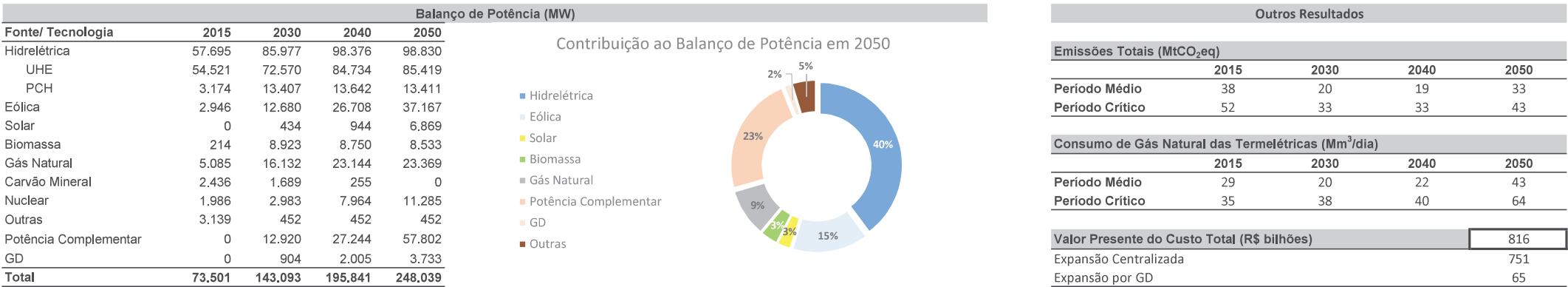
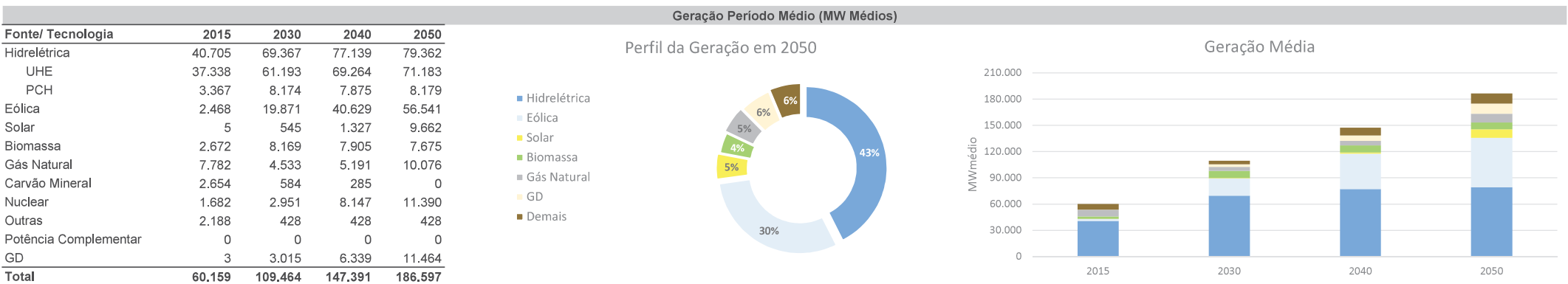
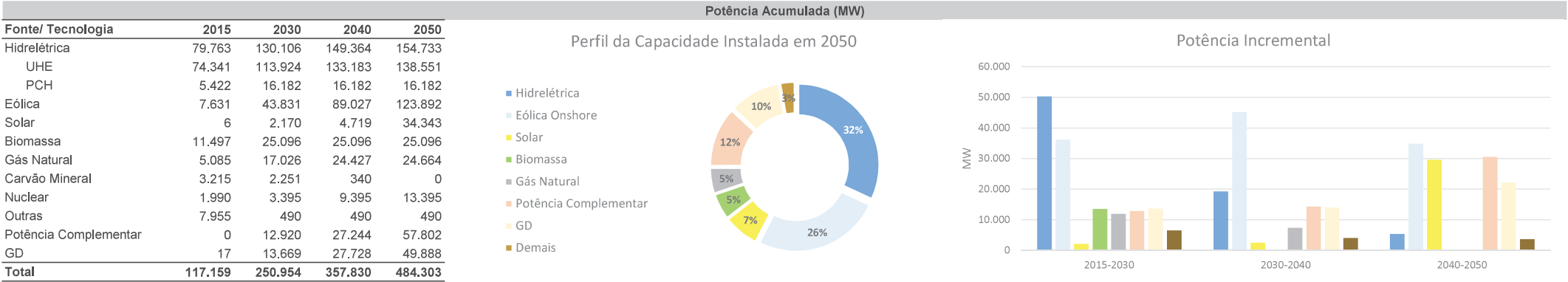


Nome		Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Política Nuclear com 8.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3

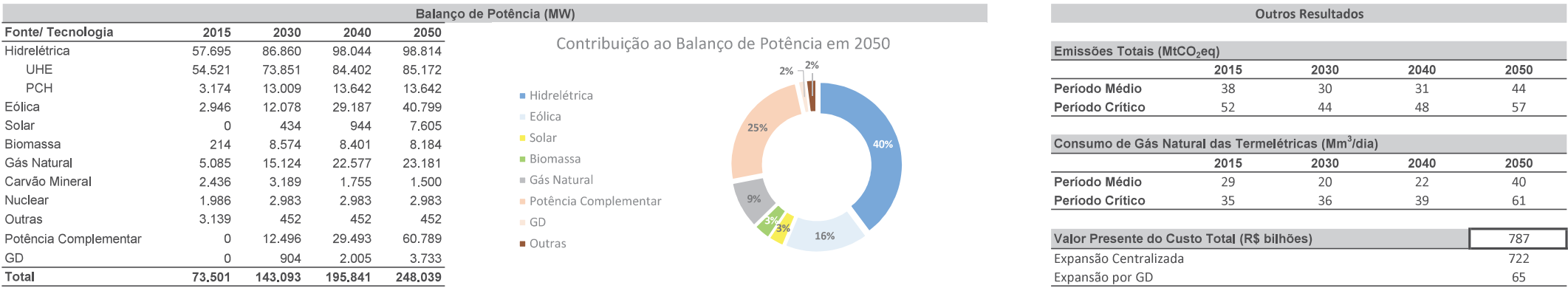
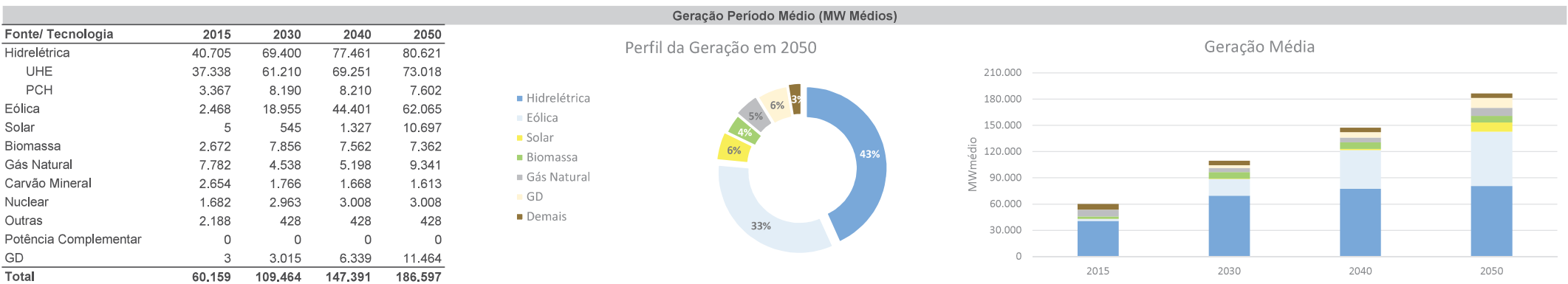
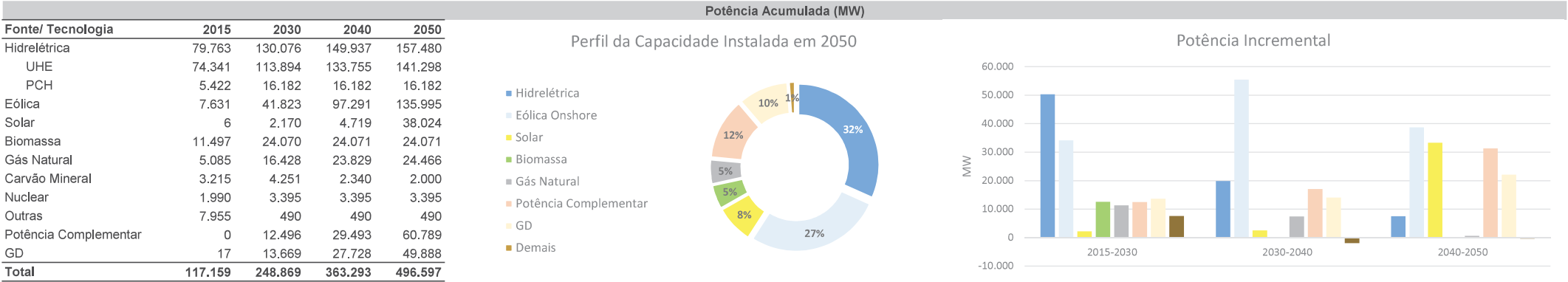


Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

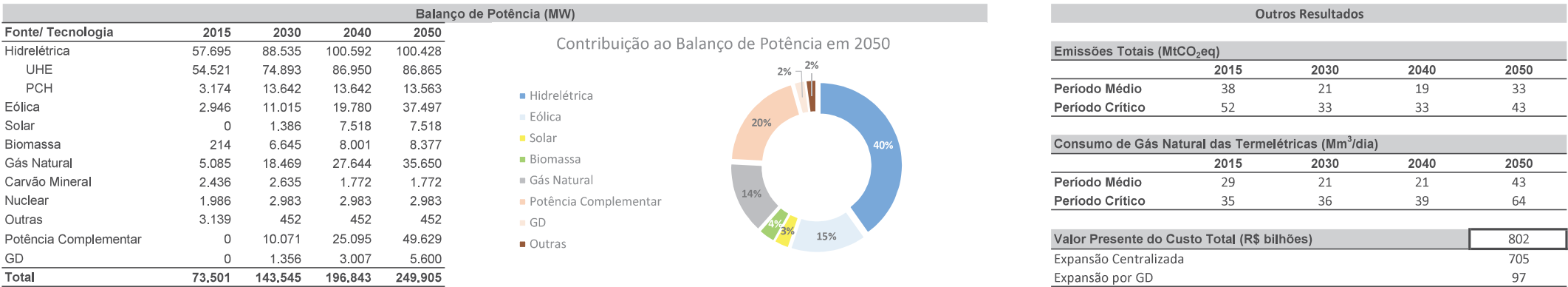
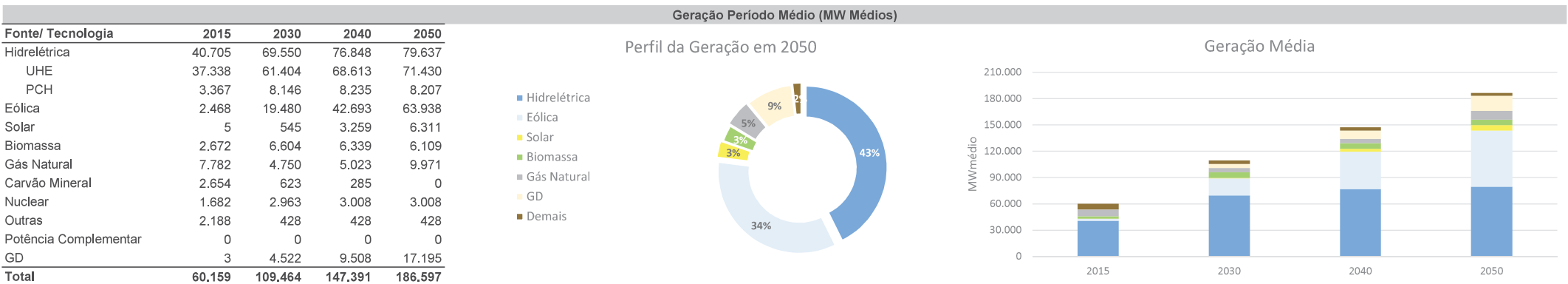
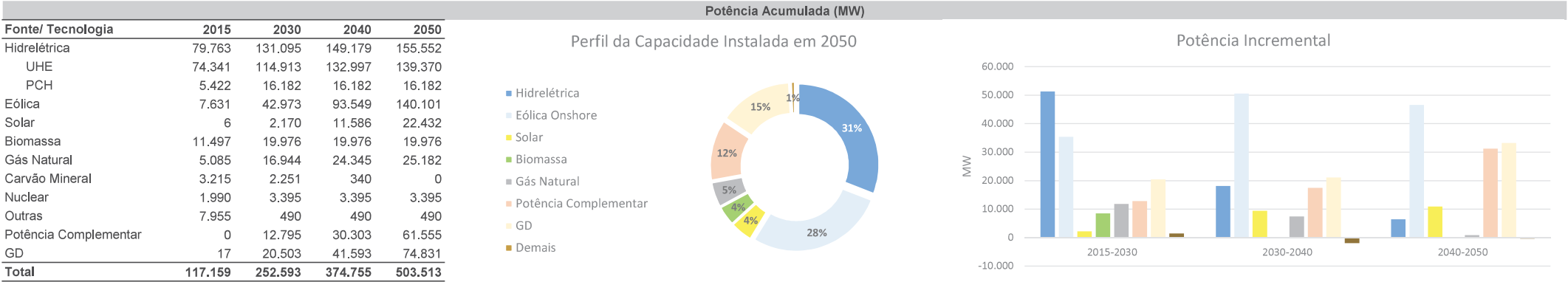
Nome		Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Política Nuclear com 10.000 MW de plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Expansão adicional a Angra 3



Nome		Carvão Financiado com redução de 20% no CAPEX
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Mesmas condições de financiamento de terceiros que as demais fontes. Redução de 20% no CAPEX
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		

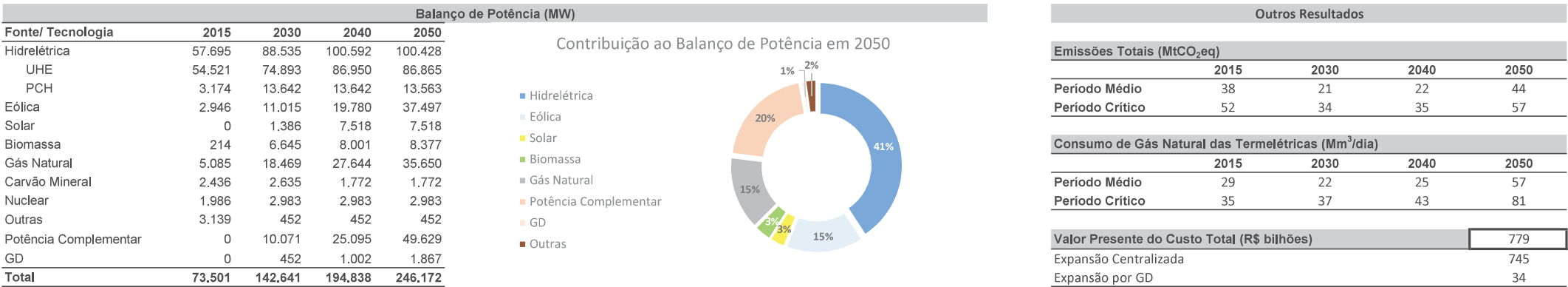
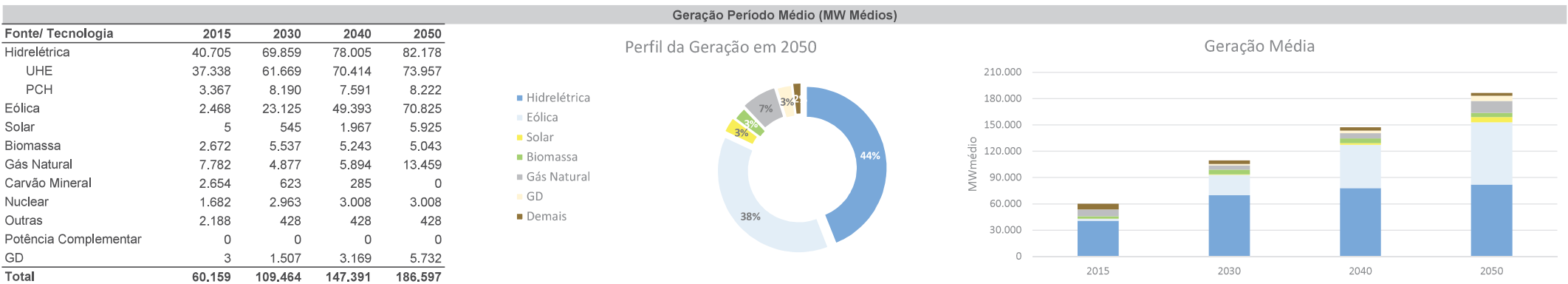
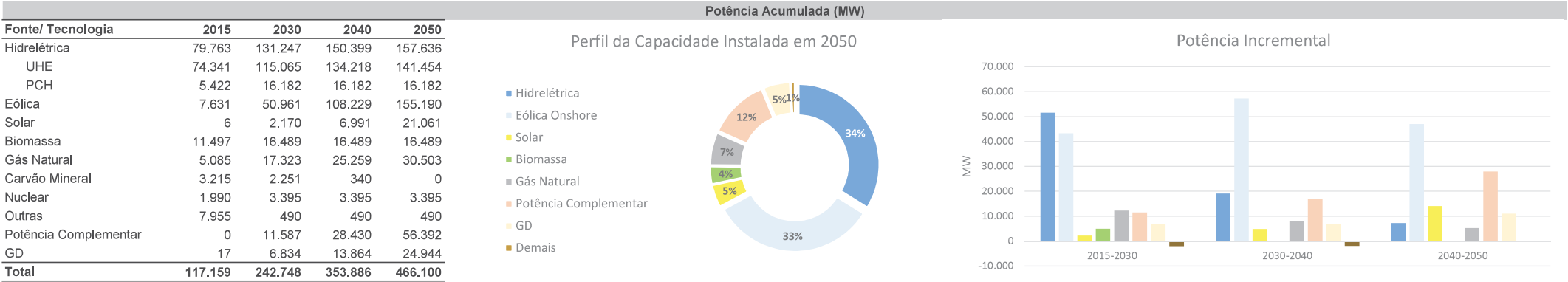


Nome		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050



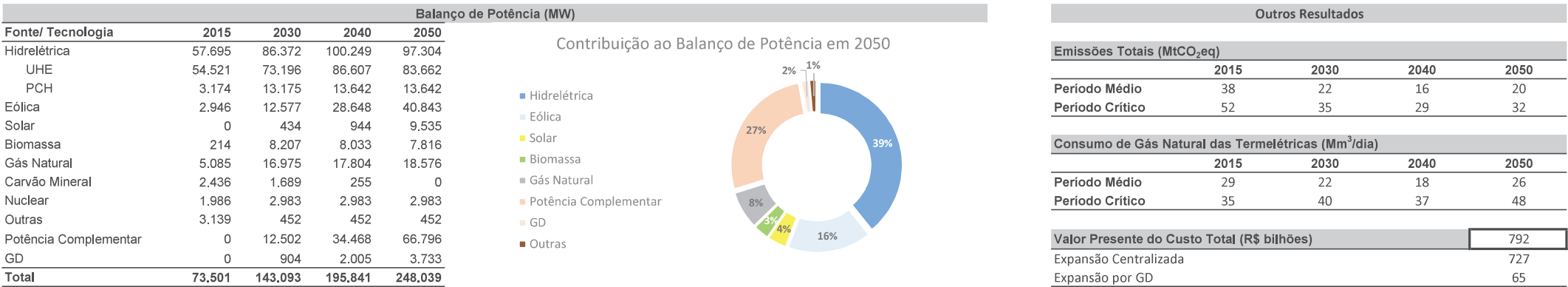
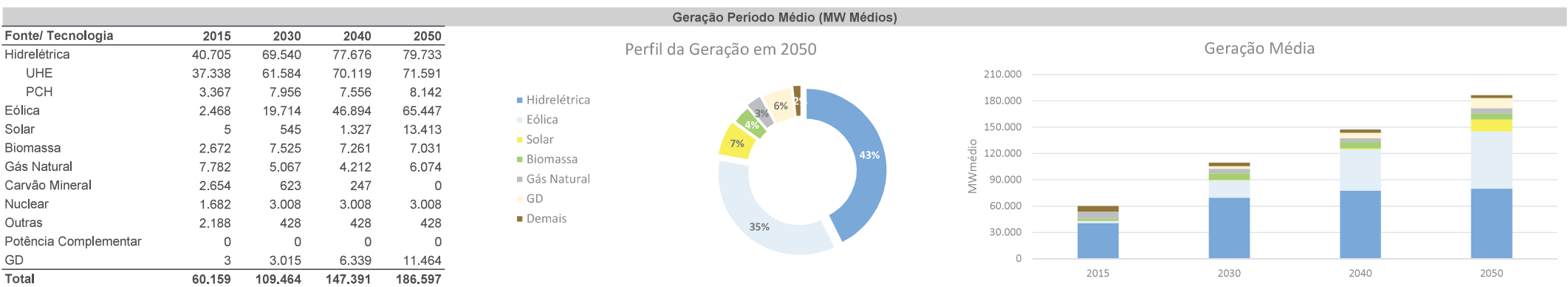
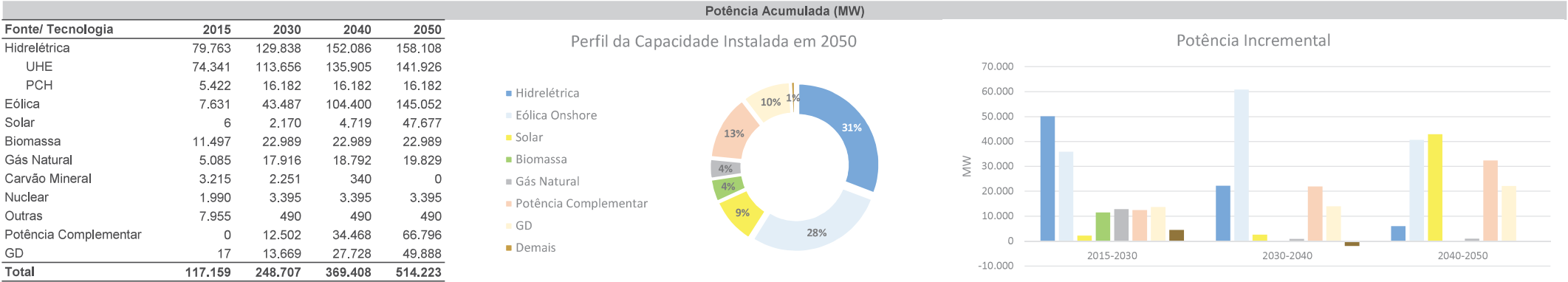
Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Curva de disponibilidade de GN a partir de US\$ 4/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050



Obs: Exclui parte paraaguaia de Itaipu

Nome		GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu
Principais Hipóteses Consideradas no Exercício para as Principais Fontes	Biomassa	Biomassa 1: Bagaço de cana. Biomassa 2: cavaco de madeira
	Carvão	Carvão sem financiamento
	Eólica	Onshore: os fatores de capacidade são diferenciados por região. Offshore: é considerada a curva de custos de IEA (2019)
	Gás Natural	Considerou-se disponibilidade de GN a partir de US\$ 6/MMBtu
	Hidrelétrica	Todo Potencial Nacional Inventariado
	Nuclear	Plantas de Geração III+
	Solar	Expansão da PV pode atender até 40% (correspondente ao fotoperíodo) do aumento da demanda, a partir de 2030
Observações Complementares		



Obs: Exclui parte paraguaia de Itaipu

Custo total e emissões acumuladas no período 2015-2050, em MtCO ₂		Custo Total	Emissões acumuladas 2015 - 2050 (MtCO ₂)	
Rodada		Z (Bilhões de R\$)	P.Médio	P.Crítico
Apenas UHEs sem interferência em TI e UC	1. Estagnação	252	456	568
	2. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável	859	460	607
	3. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE	837	472	613
	4. Exceto UC e TI: Potencial Hidrelétrico Inventariado sem áreas de interferência	807	939	1408
	5. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)	937	974	2786
	6. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões	1005	475	895
	7. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH	824	952	1432
	8. Repotenciação de UHE	797	929	1417
	9. Integração Elétrica com países da América do Sul	795	874	1322
	10. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior	854	1247	1827
	11. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor	847	1138	1737
	12. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050	882	996	1449
	13. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte	828	1208	1699
	14. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	866	2622	3062
	15. Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX	806	923	1400
	16. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	811	943	1413
	17. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	767	837	1244
	18. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra	804	841	1255
	19. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	664	818	1209
	20. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear	806	947	1421
	21. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear	806	934	1402
	22. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	805	912	1369
	23. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	799	904	1347
	24. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares	826	931	1399
	25. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares	833	931	1398
	26. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX	806	1207	1714
	27. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050	824	936	1404
	28. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050	803	953	1424
	29. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu	813	815	1250
Alguma restrição no potencial hidrelétrico inventariado	30. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC)	791	932	1360
	31. Potencial Inventariado Total exceto UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI)	802	944	1407
	32. UHEs em áreas de interferência com CAPEX dobrado	806	942	1417
	33. UHEs em áreas de interferência com Terras Indígenas e Quilombolas (TI) com CAPEX dobrado	806	942	1416
	34. UHEs em áreas de interferência com Unidades de Conservação (UC) com CAPEX dobrado	807	939	1409
	35. UHEs com interferência após 2040	798	903	1342

Custo total e emissões acumuladas no período 2015-2050, em MtCO ₂		Custo Total	Emissões acumuladas 2015 - 2050 (MtCO ₂)	
Rodada		Z (Bilhões de R\$)	P.Médio	P.Crítico
Todo potencial inventariado de UHEs	36. Estagnação	251	451	566
	37. Matriz Elétrica com expansão 100% renovável	832	461	597
	38. Matriz Elétrica com expansão a partir de tecnologias não emissoras de GEE	812	465	610
	39. Todo Potencial Hidrelétrico Inventariado	788	897	1322
	40. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica)	935	968	2789
	41. Efeitos das Mudanças Climáticas (redução de disponibilidade hídrica) sem emissões	1001	475	897
	42. Sobrecusto de 100% no CAPEX de PCH	804	923	1360
	43. Repotenciação de UHE	778	882	1323
	44. Integração Elétrica com países da América do Sul	784	856	1259
	45. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% maior	784	864	1300
	46. Integração Elétrica com países da América do Sul com custo do sistema de transmissão 50% menor	783	837	1281
	47. Frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050	855	975	1416
	48. Capacidade Instalada Total de Eólica limitada a 50 GW no horizonte	814	1130	1596
	49. Capacidade Instalada Total de Eólica e de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	831	1840	2287
	50. Eólica Offshore com 20% de redução de CAPEX	787	912	1340
	51. Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte	789	907	1333
	52. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	756	800	1182
	53. Aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo 50% maior na entressafra	792	815	1206
	54. Repotenciação e aumento do fator de capacidade das usinas a bagaço usando insumo com custo na entressafra	659	759	1132
	55. Redução de 45% no CAPEX de Usina Nuclear	787	913	1343
	56. Redução de 50% no CAPEX de Usina Nuclear	787	913	1343
	57. Redução de 45% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	787	905	1332
	58. Redução de 50% no CAPEX e no OPEX de Usina Nuclear	783	865	1277
	59. Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares	808	884	1308
	60. Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares	816	881	1304
	61. Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX	787	1152	1616
	62. Capacidade Instalada de GD alcança 75 GW em 2050	802	884	1308
	63. Capacidade Instalada de GD limitada a 25 GW em 2050	779	950	1390
	64. GN Pré-Sal ao preço de US\$ 6/MMBtu	792	760	1191